

**В. Г. Злобин
А. А. Верхоланцев**

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОЙ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ**

Часть 2

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2024**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики**

**В. Г. Злобин
А. А. Верхоланцев**

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Часть 2

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2024

УДК 621.438 + 621.311
ББК 31.373 + 31.363
З 68

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной энергетики
ЛТУ им. С.М. Кирова

А. А. Куликов;

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики
Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного
университета промышленных технологий и дизайна

С. Н. Смородин

Злобин, В. Г.

З 68 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии в промышленной теплоэнергетике. В 2 ч.: учебное пособие / В. Г. Злобин, А. А. Верхованцев. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2024. — Ч. 2. — 127 с. ISBN 978-5-91646-345-3

Учебное пособие соответствует программам и учебным планам дисциплины «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии в промышленной теплоэнергетике». Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистров, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профилей «Промышленная теплоэнергетика» и «Технология производства электрической и тепловой энергии».

В учебном пособии изложены основные типы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Приведены основные принципы их конструкции и работы. Даны примеры и параметры основных мировых возобновляемых источников энергии. Описаны возобновляемые источники энергии, применяемые на территории Российской Федерации.

Материал, изложенный в учебном пособии, может быть использован при изучении следующих дисциплин: «Инновационные теплогенерирующие технологии в промышленной энергетике»; «Промышленные тепловые электростанции», «Автономные энергетические установки малой мощности при производстве тепловой и электрической энергии», «Парогазовые энергетические установки в производстве электрической и тепловой энергии».

УДК 621.438 + 621.311
ББК 31.373 + 31.363

ISBN 978-5-91646-345-3

© ВШТЭСПбГУПТД, 2024

© Злобин В. Г., Верхованцев А. А., 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА	4
1.1. Плотинные ГЭС	4
1.2. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).....	12
1.3. Гирляндные ГЭС	18
1.4. Практические задачи к разделу 1	22
1.5. Контрольные вопросы к разделу 1	23
2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ОКЕАНА.....	24
2.1. Баланс возобновляемой энергии океана	24
2.2. Энергия волн.....	26
2.2.1. Преобразователи, отслеживающие профиль волны	28
2.2.2. Преобразователи, использующие энергию колеблющегося водяного столба	33
2.3. Энергия приливов.....	35
2.3.1. Общие сведения об использовании энергии приливов	35
2.3.2. Мощность приливных течений и приливного подъема воды.....	41
2.3.3. Примеры строительства приливных ЭС	43
2.4. Использование энергии океанских течений	45
2.5. Энергия температурного градиента морской воды	49
2.6. Практические задачи к разделу 2	54
2.7. Контрольные вопросы к разделу 2	55
3. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА.....	56
3.1. Водород – будущее мировой энергетики.....	56
3.2. Физико-химические свойства водорода	63
3.3. Производство водорода	68
3.4. Хранение водорода.....	92
3.5. Энергетические установки на базе топливных элементов	101
3.6. Типы топливных элементов (ТЭ)	106
3.7. Состояние работ по водородной энергетике в России	109
3.8. Контрольные вопросы к разделу 3	109
4. МАГНИТОГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ.....	111
4.1. Термодинамические параметры плазмы, находящиеся в магнитном поле. Ионизированный газ	111
4.2. Принцип действия МГД-генератора	115
4.3. Достоинства и недостатки МГД-генераторов	119
4.4. Циклы установки на базе МГД-генератора	122
4.5. Бинарный цикл на базе МГД-генератора.....	124
4.6. Контрольные вопросы к разделу 4	125
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	127

1. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

1.1. Плотинные ГЭС

Водная энергия является производной от энергии солнца и ветра. Этот источник энергии относится к возобновляемым, так как вода под действием солнца испаряется и далее снова выпадает в виде осадков. Для преобразования энергии воды в электрическую служат *гидроэлектростанции*. К малым гидроэлектростанциям относятся ГЭС мощностью до 10 МВт. Они могут работать автономно на изолированного потребителя, а также параллельно с энергосистемой. ГЭС могут работать и в комплексе с ВЭУ, ГЭУ и др. Основой для гидроэнергетических расчетов являются данные о режиме стока. Стоки бывают *поверхностные* и *грунтовые*. Поверхностные стоки представляют собой осадки, стекающие в пониженные места в виде ручьев и рек. Грунтовые стоки образуют подземные стоки. Площадь, с которой осуществляется сток в реку, есть *водосборный бассейн реки*. Линия, отделяющая один бассейн от другого, называется *водоразделом*. В зависимости от потенциала все реки распределены на четыре группы. Первую группу составляют реки с потенциалом выше 1000 млн кВт · ч, третья и четвертая группы имеют потенциал менее 1000 млн кВт · ч. На территории Свердловской области насчитывается 1,5 тысячи рек, из них 90 % относятся к малым с протяженностью менее 10 км. Основные параметры, определяющие потенциал реки, – напор H и расход Q . Напор можно увеличить путем сооружения дамб, плотин (плотинные ГЭС). При строительстве плотин необходимо учитывать уклон реки i , который для равнинных рек составляет $i = 5 \div 10$ см/км.

Гидравлическая энергия рек представляет собой работу, которую совершает в них вода.

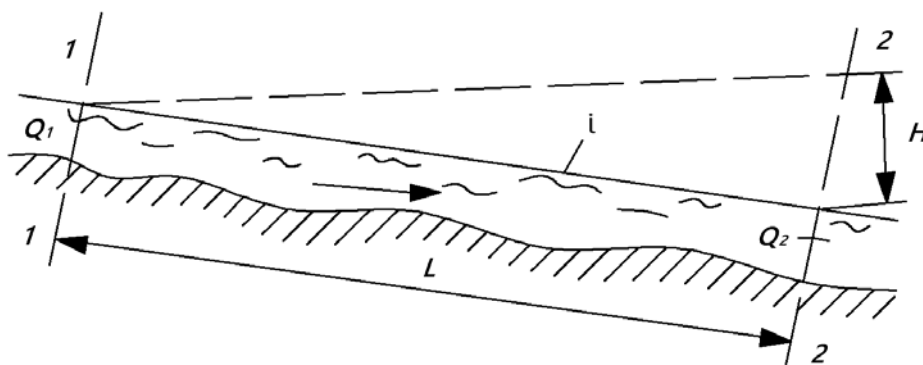


Рисунок 1.1 – Схематический продольный профиль участка реки:

L – длина участка; H – падение участка; i – уклон поверхности воды; Q_1 и Q_2 – расходы воды в створах 1-1 и 2-2

Гидроэнергетика использует энергию падающей воды. Эта энергия преобразуется в механическую энергию в гидротурбине и в электрическую в гидрогенераторе. Мощность, отдаваемая падающей водой турбине:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{1000}, \text{ кВт}, \quad (1.1)$$

где $\rho = 10^3 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение силы тяжести;

Q – расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$;

H – высота падения воды, м.

Мощность P используемого гидроэлектростанцией участка реки может быть получена по (1.1), если в ней учесть потери воды и энергии следующим образом:

$$P = \frac{9,81 \cdot H_{\text{под}} \cdot Q \cdot \eta_T \cdot \eta_G}{1000}, \text{ кВт}. \quad (1.2)$$

где η_T и η_G – КПД турбины и генератора; $H_{\text{под}}$ – подведенный к турбинам напор, определяемый разностью уровней верхнего и нижнего бьефов с учетом гидравлических потерь в водопроводящих сооружениях.

Потери при этом преобразовании невелики и затрачиваются только на удаление воды из турбины. КПД современных гидротурбин достигает 90 %.

При определении гидроэнергетического потенциала местности, района, области годовая выработка электроэнергии ГЭС может составить:

$$W = \frac{\eta_T \cdot \eta_G \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot Q_G}{3600 \cdot 1000}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.3)$$

где k_1, k_2 – сток выпадающих осадков в реки, %, и реки, на которых возможно строительство плотин, %, соответственно;

H – перепад высот, минимальной над уровнем моря и расчетной, расположенной на высоте 100÷300 м над ней, м;

Q_G – годовой сток с расчетной площади:

$$Q_G = S_p \cdot h, \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, \quad (1.4)$$

где S_p – расчетная площадь территории, расположенной на высоте 100÷300 м над минимальной высотой; h – годовое количество осадков, м.

Условиями целесообразности использования гидроэнергии в данной местности являются:

- достаточно большой годовой сток и перепад высот не менее 250÷300 м; при меньшем перепаде высот нерационально возрастают площади залива территории при создании водохранилищ,
- годовой уровень осадков не менее 0,4 м;
- равномерное распределением осадков в течение года;
- подходящий рельеф местности;
- наличие мест для водохранилищ.

Гидротурбины разделяются на реактивные и активные.

Рабочее колесо *реактивной турбины* полностью погружено в воду и вращается за счет разности давлений до и после колеса (рисунок 1.2).

Реактивная турбина может работать при реверсировании генератора как насос (гидроаккумулирующие станции).

Примером реактивной турбины является пропеллерная гидротурбина с вертикальным валом с осевым направлением потока.

Эта турбина наиболее компактна и потому получила наибольшее распространение. Недостатком турбины является большой перепад давлений при движении жидкости в ней из-за того, что поток изолирован от атмосферы стенками направляющего аппарата. По этой причине минимальное давление воды значительно меньше атмосферного и даже может оказаться меньше давления насыщенных паров воды.

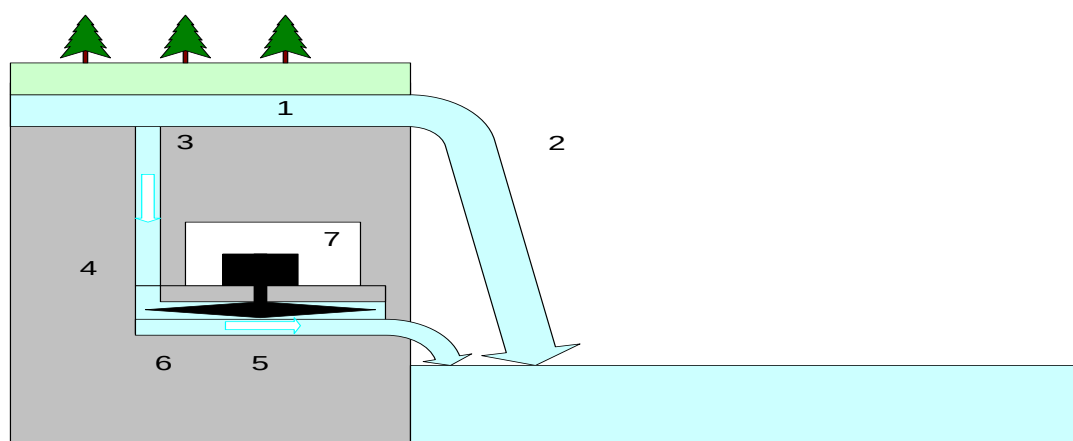


Рисунок 1.2 – Деривационная гидроэлектростанция с реактивной гидротурбиной вблизи естественного водопада:

1 – русло реки; 2 – естественный водопад; 3 – решетка; 4 – водовод (канал);
5 – направляющий аппарат; 6 – гидротурбина; 7 – гидрогенератор в здании ГЭС

В потоке образуются пузырьки пара – возникает кавитация. При набегании потока на колесо турбины давление в потоке резко возрастает, пузырьки схлопываются. Возникают большие давления, которые могут вызвать разрушение турбины. Это явление усиливается с увеличением скорости потока и напора. Поэтому вертикально-осевые турбины используются в основном при низких напорах.

Рабочее колесо *активной гидротурбины* (рисунок 1.3), вращается в воздухе натекающим на его лопасти потоком воды, т. е. кинетической энергией этого потока.

КПД гидротурбин зависит от их мощности, конструкции, диаметра рабочего колеса, изменения напоров. Для средних и крупных гидротурбин с диаметром рабочего колеса от 1 до 10 м наибольший КПД достигает значений

0,89÷0,95; для гидрогенераторов в зависимости от их мощности КПД колеблется в пределах 0,92÷0,98. Если заменить в формуле (1.2) g , η_T и η_G одним коэффициентом k , то с учетом возможного отклонения нагрузки гидроагрегатов ГЭС от оптимальной средние значения коэффициента k для ГЭС с крупными и средними гидроагрегатами составят 8,2÷8,8; для небольших гидроагрегатов (мощностью до 5 МВт) k равно 7,8÷8,0.

Гидроэлектростанция представляет собой комплекс сооружений и оборудования, при помощи которых осуществляется концентрация водной энергии и ее преобразование в электрическую. Концентрация водной энергии заключается в сосредоточении падения напора в створах, удобных для строительства ГЭС.

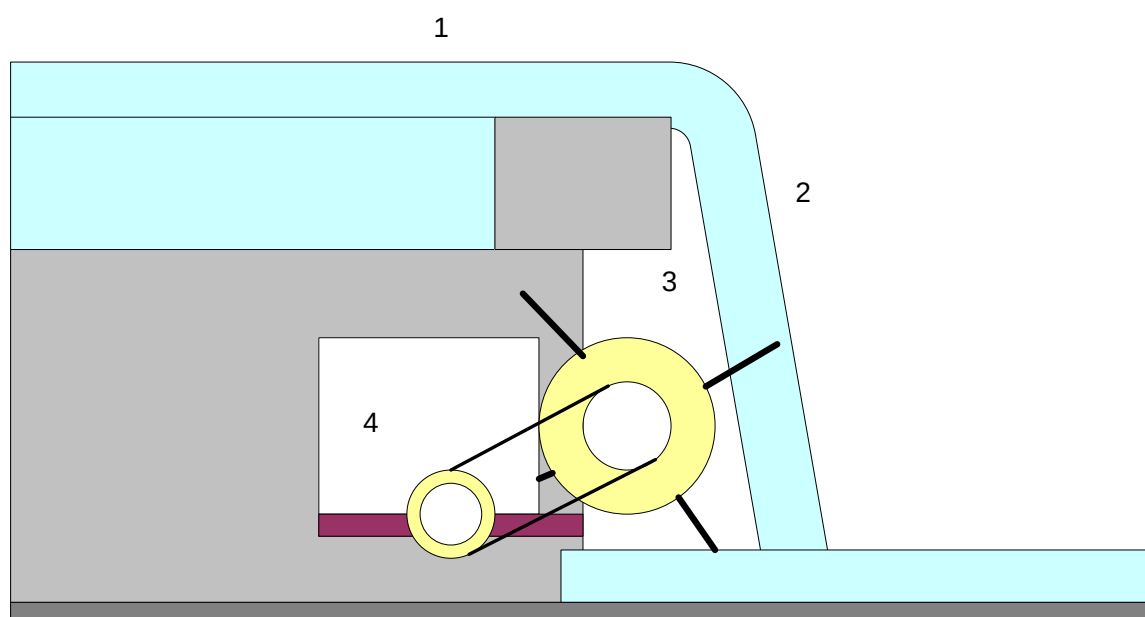


Рисунок 1.3 – Гидроэлектростанция с активной гидротурбиной на искусственном водохранилище:

1 – русло реки; 2 – искусственный водопад; 3 – колесо гидротурбины; 4 – гидрогенератор в здании ГЭС

На равнинных реках, уклоны которых малы по сравнению с горными, концентрация гидроэнергии выполняется главным образом по *плотинной схеме*, в которой разность уровней между верхним и нижним бьефом, определяющая напор ГЭС, создается плотиной. *Бьеф* – часть реки, канала, водохранилища или другого водного объекта, примыкающая к гидротехническому сооружению. К сооружениям, у которых могут быть бьефы, относятся плотина, шлюз, гидроэлектростанция и другие. Существуют верхний бьеф, который располагается выше по течению, и нижний, располагающийся по другую сторону гидротехнического сооружения.

При этом образуется водохранилище, распространяющееся до выклинивания кривой подпора (точка *A* на рисунке 1.4). При наличии кривой подпора исключается использование некоторой части падения рассматриваемого участка реки $\Delta H_{\text{подп}}$ (рисунок 1.4а). Таким образом, остающийся для использования напор при данной схеме его концентрации (без учета потерь) соответствует:

$$H = H_y - \Delta H. \quad (1.5)$$

Верхний уровень водохранилища, при котором ГЭС и ее сооружения работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надежности, предусмотренных техническими условиями, носит название *нормального подпорного уровня* (НПУ).

При регулировании стока водохранилищем его уровень снижается до мертвого объема, обозначаемого УМО. Разность между полным (при НПУ) и мертвым (при УМО) объемами составляет полезный объем водохранилища (рисунок 1.4а).

При пропуске максимальных расходов воды допускается кратковременное повышение уровня воды в водохранилище сверх НПУ до отметки, называемой *форсированным подпорным уровнем* (ФПУ).

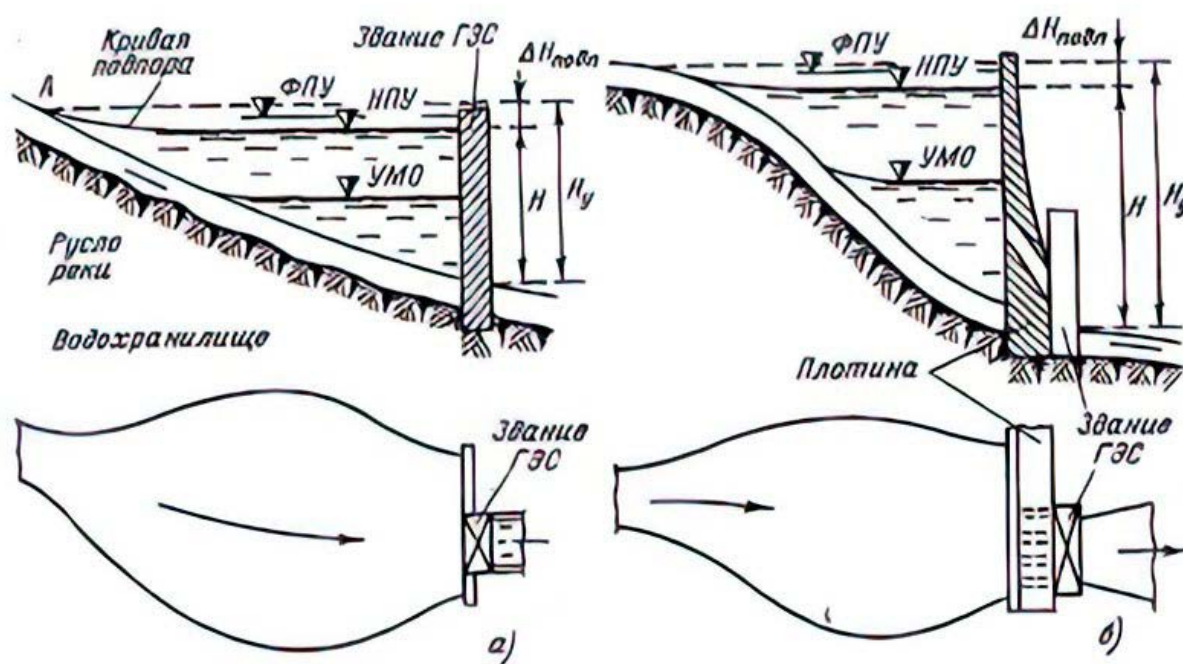


Рисунок 1.4 – Плотинные схемы концентрации напора:

a – русловая схема; *б* – приплотинная схема

Плотинный способ концентрации напора подразделяется на *русловую* и *приплотинную* схемы. В первой из них (рисунок 1.4а) здание ГЭС воспринимает напор так же, как и плотина. Эта схема применяется главным

образом при напорах до 30÷40 м, когда для повышения статической устойчивости здания ГЭС не требуется дорогостоящих мероприятий.

Для гидроэлектростанций с более высокими напорами применяется схема, в которой здание ГЭС не воспринимает напор. Оно располагается за плотиной, т. е. со стороны ее низового откоса (рисунок 1.4б).

При гидроэнергетическом использовании горных и предгорных рек с относительно большими уклонами часто применяются *деривационные схемы концентрации напора*, при этом верхняя часть используемого участка также подпирается плотиной, образующей водохранилище и кривую подпора (рисунок 1.5).

Вода из верхнего бьефа направляется в деривационный водовод, гидравлический уклон которого значительно меньше уклона реки. Благодаря различным уклонам в конце используемого участка создается разность уровней воды в реке и водоводе, определяющая напор деривационной ГЭС.

Деривационные схемы концентрации напора в зависимости от местных топографических и геологических условий подразделяются также на два типа: с безнапорной и напорной деривацией. Первая из них выполняется в основном в виде канала (рисунок 1.5, а), некоторые участки которого заменяются лотками или безнапорными туннелями.

Забор воды из верхнего бьефа ГЭС в безнапорную деривацию осуществляется при помощи водоприемника, который в некоторых случаях совмещается с отстойниками наносов. Плотина, водоприемник и отстойник составляют головной узел сооружений ГЭС.

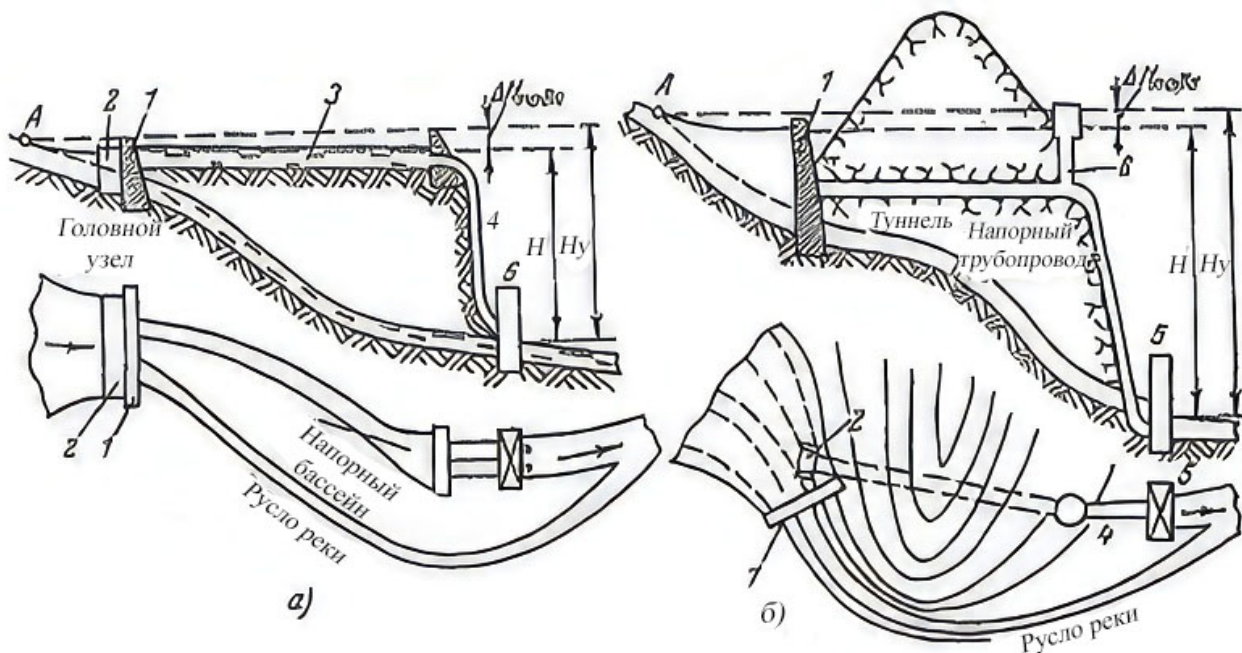


Рисунок 1.5 – Деривационные схемы концентрации напора:

а – с безнапорной деривацией; б – с напорной деривацией; 1 – плотина; 2 – водоприемник; 3 – деривация; 4 – турбинные трубы; 5 – здание ГЭС; 6 – уравнильный резервуар

По гидравлическому режиму деривационные каналы делятся на *саморегулирующиеся и несаморегулирующиеся*. Первые имеют горизонтальные бермы по длине канала, что требует увеличения его строительной глубины на всем протяжении. Это увеличивает объем работ по ГЭС, но удобно для эксплуатации, так как при изменении нагрузки и соответственно потребления воды ее уровень изменяется, не превышая *берму канала*, а при полной остановке ГЭС уровень воды в деривации выравнивается с уровнем верхнего бьефа.

Наличие горизонтальных берм исключает сброс воды из канала и необходимость маневрирования затворами водоприемника при изменении мощности ГЭС. Однако при длине канала в несколько километров и более безнапорная деривация устраивается с несаморегулирующимся каналом, т. е. с постоянной глубиной и одинаковым уклоном его берм и дна. При изменении мощности ГЭС и расхода воды в несаморегулирующихся каналах требуется соответственно изменять открытие затворов водоприемника, а для предотвращения переполнения таких каналов при быстром сбросе нагрузки необходимо устройство водосбросов по длине канала и в *напорном бассейне* ГЭС, располагаемом в конце деривации.

Напорный бассейн выполняется в виде аванкамеры, которая представляет собой расширяющуюся часть канала, перекрытую стенкой, в которой закреплены оголовки турбинных трубопроводов. Вода по трубопроводам поступает к турбинам в здание ГЭС и оттуда в нижний бьеф отводящего канала или реки.

Напорный бассейн, трубопроводы, здание ГЭС и отводящий канал относятся к сооружениям *станционного узла ГЭС* с безнапорной деривацией.

Сооружения деривационных ГЭС с напорной деривацией также располагаются отдельно в головном и стационарном узлах, которые связаны между собой водопроводящими напорными туннелями или трубопроводами. Станционный узел этого типа ГЭС помимо здания станции и турбинных трубопроводов содержит вместо напорного бассейна *уравнительный резервуар*. Это сооружение сопрягает напорную деривацию с турбинными трубопроводами и снижает гидравлический удар в водоводах, возникающий при нестационарных режимах работы ГЭС.

Помимо приведенных деривационных схем с *подводящей деривацией* применяются также схемы с *отводящей деривацией* (рисунок 5.6а). Здание ГЭС располагается в глубокой выемке или под землей на значительном удалении от нижнего створа *К* используемого участка реки, куда вода отводится от турбин по искусственному водоводу с уклоном, меньшим уклона реки.

Если в напорно-деривационных гидроэлектростанциях размеры концентрации напора за счет плотины и деривации соизмеримы, то такие схемы ГЭС носят название *смешанных*, или *плотинно-деривационных*.

Концентрация напора за счет плотины и деривации может быть дополнена при соответствующих местных условиях за счет использования разности отметок воды смежных рек. Эта схема осуществляется при перебросках стока из реки с водохранилищем, располагаемым на более высоких отметках, в другую реку или акваторию, располагаемую в пониженной местности (рисунок 1.6б).

Как видно из приведенных основных схем, концентрации напора гидроэлектростанций каждой схемы различны как по напору, так и по составу сооружений, их компоновке и оборудованию.

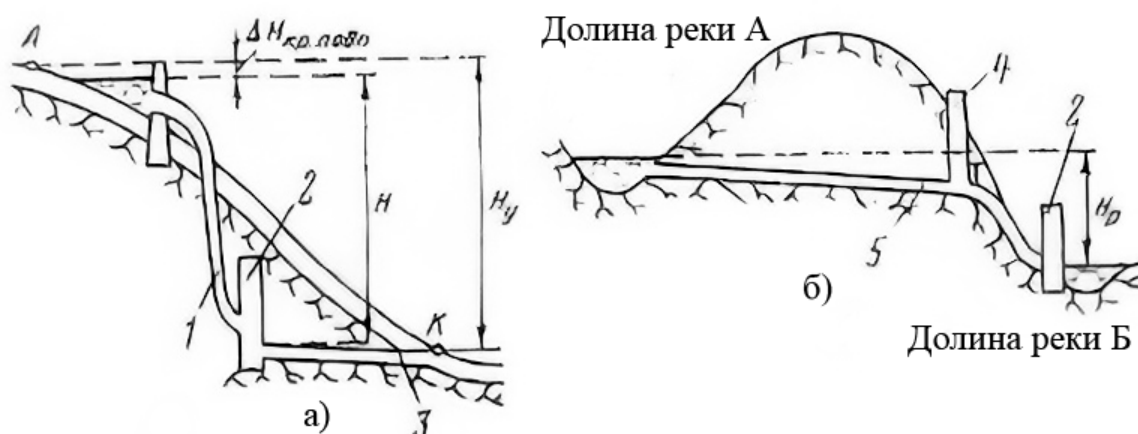


Рисунок 1.6 – Другие схемы концентрации напора:

а – с отводящей деривацией; б – с переброской деривацией; 1 – турбинный трубопровод; 2 – здание ГЭС; 3 – отводящая деривация; 4 – уравнивающий резервуар; 5 – туннель

Совокупность гидроэлектростанций, расположенных на одном водотоке или в одном бассейне, а также в разных бассейнах, но связанных единством водного режима, называется *каскадом ГЭС*. Каскадные схемы использования равнинных рек состоят главным образом из плотинных ГЭС, а горных рек – из деривационных. В плотинных схемах каждая гидроэлектростанция использует тот расход воды, который притекает к ее створу. В деривационных схемах используется расход воды, поступающей к водоприемнику рассматриваемой ступени.

Крупнейшие ГЭС в мире:

Гури – Венесуэла – река Карони – 10 300 000 кВт, 20 турбин, 1986 г.

Итайпу – Бразилия, Парагвай – река Парана – 7 000 000 кВт, 10 турбин, 1988 г.

Гранд-Кули – США – река Колумбия – 6 480 000 кВт, 33 турбины, 1980 г.

Саяно-Шушенская – Россия – река Енисей – 6 400 000 кВт, 1985 г.

Красноярская – Россия – река Енисей – 6 000 000 кВт, 12 турбин, 1971 г.

ГЭС большой мощности не всегда экологически чистые. При их строительстве происходит затопление значительных площадей, лесных массивов, полей, заболачивание, заиливание. Меняются режимы рек, морей, условия жизни рыбы, животных.

Примеры: строительство ГЭС на реках Сибири, Волге, гибель Аральского моря.

В качестве примера приведем данные двух ГЭС на Ниле. Одна из них хорошо известна. Это Асуанская ГЭС в Египте мощностью 2,1 млн кВт, 12 турбин, производство электроэнергии 10 млрд кВт·час в год, год постройки 1970. ГЭС строилась в 60-е годы для решения социально важных экономических задач, возникших перед Египтом. Эти задачи станция помогла решить: расширились площади орошаемых земель почти на 1 млн га, улучшилось судоходство, была ликвидирована опасность засух и наводнений. Почти вдвое увеличился отбор воды для ирригации. Однако строительство ГЭС привело к значительным потерям: заболачивание местности, засоление сельскохозяйственных площадей в дельте Нила, ухудшение плодородия почвы и увеличение количества минеральных удобрений, опасность нависания огромной массы воды над всем Египтом: водохранилище имеет 500 км в длину, 22 км в ширину и 90 метров в глубину.

Другая ГЭС на Ниле – малоизвестна. Это ГЭС на голубом Ниле в районе Великих Водопадов Нила в Эфиопии. Это деривационная ГЭС небольшой мощности (2 турбины по 4,6 МВт). Водовод пробит в скале рядом с водопадом и подает воду к турбинам без создания водохранилищ и нарушения режима реки.

Капитальные затраты на строительство плотинных ГЭС составляют 2000÷2500 долларов на 1 кВт установленной мощности. Срок окупаемости 3 года. Срок службы 50÷60 лет.

1.2. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных гидроэлектростанций являются не только комплексом сооружений и оборудования для генерирования электроэнергии, но и ее потребления для преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются *гидроаккумуляцией*.

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов электроэнергии, заключается в смене двух отдельных во времени режимов: накопления энергии или заряда и ее отдачи потребителям – разряда ГАЭС.

Заряд ГАЭС представляет собой подъем воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего в верхнее водохранилище. Эти водохранилища называются резервуарами или бассейнами. Такой режим работы присходит во время снижения электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, а также в сезонном интервале времени. При разряде, происходящем в часы максимума нагрузки или аварии на других станциях или электрических сетях энергосистемы, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода сбрасывается из верхнего в нижний резервуар, т. е. пропускается через турбины или обратимые гидромашины которые работают совместно с реверсивными электромашинами, генерирующими электрический ток, как и на обычных гидроэлектростанциях. Таким образом, гидроаккумуляторы при заряде работают как насосные станции, а при разряде – в качестве гидроэлектростанций. При этом мощность турбинного режима выражается той же формулой, что и для ГЭС, (1.2), а для насосного режима – формулой мощности насосных станций:

$$P_n = \frac{9,81}{\eta_n} Q \cdot H_n, \quad (1.6)$$

где P_n – мощность насосного режима, кВт;

H_n – подведенный напор, определяемый суммой статического напора и его гидравлических потерь;

η_n – КПД насосного режима;

Q – подача воды.

Несмотря на многообразие условий строительства и эксплуатации ГАЭС, их можно классифицировать по следующим признакам:

- по возможности использования речного стока для выработки электроэнергии совместно с гидроаккумулированием;
- по продолжительности одного цикла заряда – разряда ГАЭС на всю полезную вместимость резервуаров;
- по типу основного гидроэнергетического оборудования.

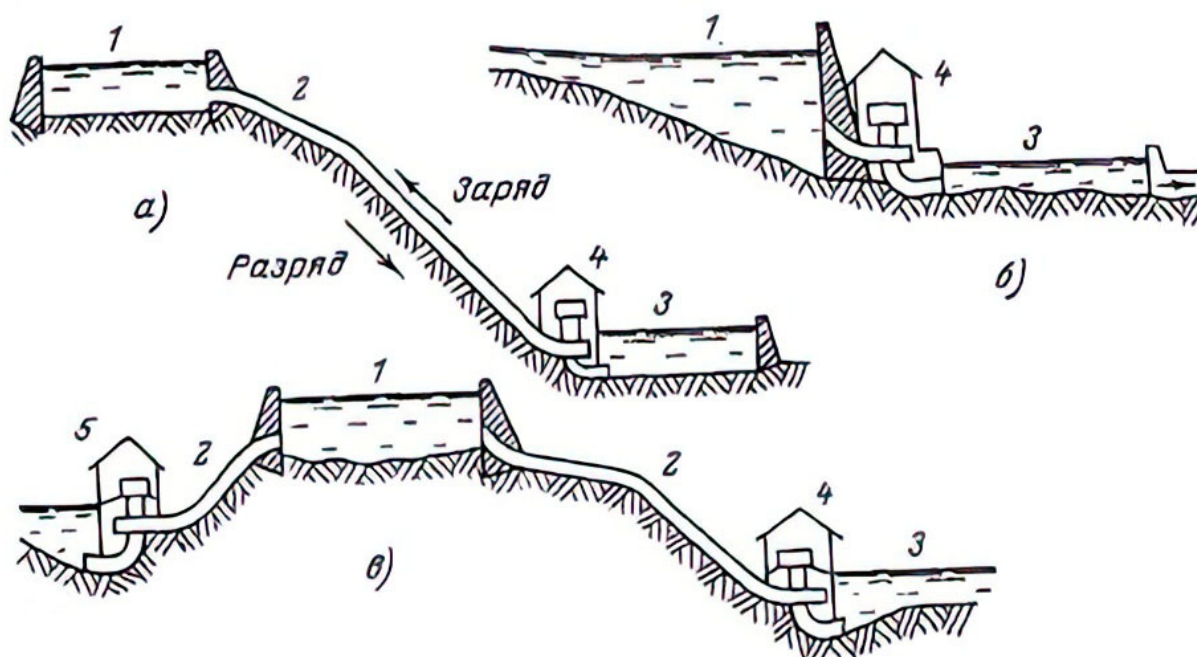


Рисунок 1.7 – Основные схемы и элементы ГАЭС:

1 – верхний резервуар; 2 – напорный трубопровод; 3 – нижний резервуар; 4 – здание ГАЭС;
5 – здание насосной станции

По возможности использования речного стока ГАЭС разделяются на *совмещенные и несовмещенные с гидроэлектростанциями*. Если источником энергии, получаемой при заряде ГАЭС, являются только другие станции, то такие ГАЭС являются несовмещенными с гидроэлектростанциями. Естественная приточность воды в верхний резервуар этих ГАЭС практически отсутствует (рисунок 1.7а), а высота подъема и высота сработки воды из одного в другой резервуар одинаковы. Такие станции иногда называют ГАЭС *чистого аккумуляирования*, а также *полного аккумуляирования*.

При *совмещенном или «неполном» гидроаккумуляировании* к воде, перекачиваемой из нижнего в верхний резервуар, добавляется речной сток, который увеличивает энергию рзряда на выработку электроэнергии обычной ГЭС (рисунок 1.7б). Верхним резервуаром в этом случае может быть водохранилище в виде подпертого бьефа ил озера, которое также регулирует сток, а нижний резервуар создается в нижнем бьефе путем его подпора нижележащей ступенью ГЭС или специально созданной плотиной. Такие современные установки называют ГАЭС смешанного типа, или ГЭС-ГАЭС. В рассматриваемой схеме ГЭС-ГАЭС увеличение мощности и выработки энергии используемого речного стока достигается за счет многократного перемещения воды из нижнего бьефа в верхний. Совмещенное гидроаккумуляирование с увеличением используемого расхода водыприменяется главным образом при высоконапорных приплотинных и деривационных схемах концентрации напора.

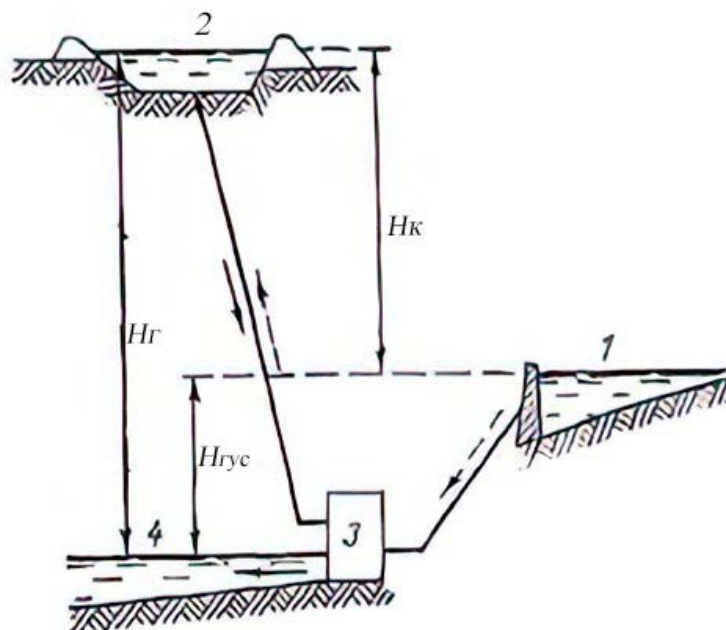


Рисунок 1.8 – Схема ГЭС-ГАЭС увеличенного напора:

1 – водохранилище; 2 – верхний резервуар; 3 – здание ГЭС-ГАЭС; 4 – нижний бьеф ГЭС-ГАЭС; H_n – напор насосного режима; H_m – напор турбинного режима; $H_{гэс}$ – напор ГЭС;
 — — → – насосный режим; → – турбинный режим

Для широкого использования гидроаккумулирования и низконапорных ГЭС-ГАЭС необходимо увеличить напор этих станций, что может быть достигнуто путем создания помимо основного водохранилища дополнительного верхнего резервуара, располагаемого в створе плотины на верхней террасе крутого берега (рисунок 1.8).

В дополнительный резервуар вода во время заряда перекачивается из водохранилища, а при разряде сбрасывается в нижний бьеф, который является также водохранилищем при наличии подпора. Таким образом, устройство верхнего резервуара дает возможность увеличить напор и мощность разряда ГЭС-ГАЭС.

Кроме того, при наличии в нижнем бьефе подпора возникает возможность увеличения мощности и выработки энергии ГЭС-ГАЭС не только за счет дополнительного напора, но и расхода воды, перекачиваемой из нижнего бьефа в водохранилище, а оттуда в верхний резервуар.

Совмещенное гидроаккумулирование с увеличением напора осуществляется также в *схемах с переброской стока*. При этом высота насосного подъема воды на водораздел должна быть меньше напора, подводимого к турбинам (см. рисунок 1.7в). В этом случае насосное и турбинное оборудование расположено на разных станциях.

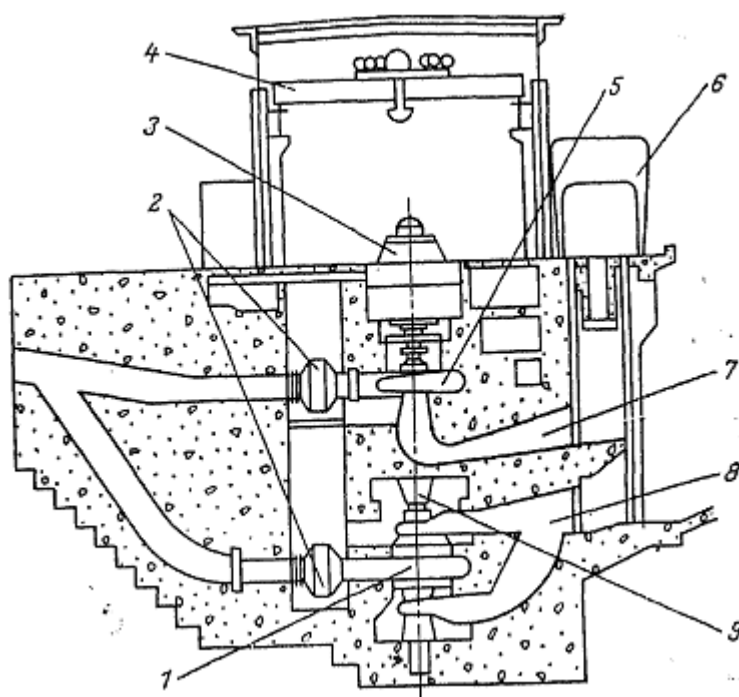


Рисунок 1.9 – Здание ГАЭС с трехмашинными вертикальными агрегатами:
 1 – насос; 2 – шаровые затворы; 3 – реверсивная электромашина; 4 – мостовой кран;
 5 – радиально-осевая турбина; 6 – козловой кран; 7 – отсасывающая труба; 8 – всасывающая
 труба; 9 – муфта сцепления

По длительности цикла гидроаккумулирования, определяемого временем полной сработки и наполнения полезного объема резервуаров, ГАЭС разделяются на станции *суточного, недельного и сезонного аккумулярования*. Целесообразность применения этих циклов зависит от вместимости резервуаров, степени неравномерности суточной, недельной и сезонной нагрузок и технико-экономических показателей гидроаккумулирования каждого цикла.

По составу основного гидроэнергетического оборудования ГАЭС классифицируются следующим образом:

- с отдельными насосными и турбинными агрегатами, которые образуют четырехмашинную схему оборудования;
- с комбинированными агрегатами – трехмашинная схема;
- с обратимыми агрегатами – двух машинная схема.

Раздельные агрегаты насосов с электродвигателями, смонтируемыми на одном валу, и турбин с генераторами на другом валу применялись главным образом на начальном этапе развития ГАЭС. Применяются в основном в установках для переброски стока. В зависимости от высоты подъема воды используются осевые и центробежные насосы, которые выполняются одноступенчатыми или многоступенчатыми. Типы турбин на ГАЭС, так же как и на ГЭС, применяются в зависимости от напора и мощности агрегатов.

Преимущества ГАЭС с отдельными агрегатами – высокие значения КПД в обоих режимах и возможность быстрого включения в работу и остановку этих станций. Недостатки – большие капитальные вложения.

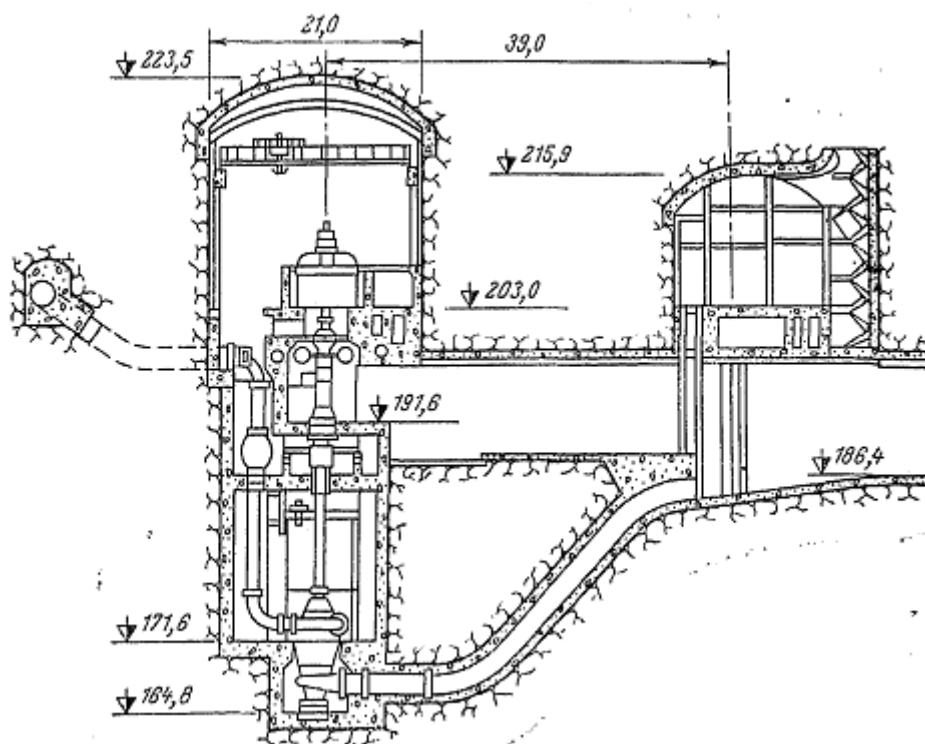


Рисунок 1.10 – Подземная ГАЭС с комбинированными агрегатами

Со временем вместо отдельного оборудования на ГАЭС стали внедряться комбинированные агрегаты с расположением на одном валу реактивной или активной турбины, насоса и реверсивной электромашин. Положение вала агрегата при его единичной мощности до 90–100 МВт принимается горизонтальным, при более высоких мощностях и значительных колебаниях уровней нижнего резервуара – вертикальным (рисунок 1.9).

При вертикальном расположении вала комбинированного агрегата, получившем наибольшее распространение, сверху располагается двигатель-генератор, под ним реактивная или ковшовая турбина (в зависимости от напора) и внизу – центробежный насос. Между турбиной и насосом иногда устанавливают муфту, которая служит для отключения насоса при работе турбины. ГАЭС с комбинированным оборудованием имеют такое же высокое значение КПД в обоих режимах работы, как ГАЭС с отдельным оборудованием (рисунок 1.10).

Кроме того, одинаковое направление вращения ротора комбинированных агрегатов облегчает их пуск в обоих режимах и перевод из одного в другой выполняется без остановки агрегата. Но в результате более высокой стоимости комбинированного оборудования по сравнению с обратимым ограничена

область использования трехмашинных агрегатов напорами от 500–600 м и выше.

Для меньших напоров широкое распространение получили ГАЭС с двухмашинной схемой оборудования в виде реверсивного двигателя-генератора и обратной гидромашины, смонтированных на вертикальном валу.

Осевые обратимые машины применяются для напоров до 40 м, диагональные – от 30 до 150 м и радиально-осевые – от 30 до 600 м. При более высоких напорах помимо комбинированного оборудования перспективно применение многоступенчатых радиально-осевых гидромашин.

Для современных ГАЭС с крупными обратимыми агрегатами и одинаковой частотой вращения КПД гидроаккумулирования, равный отношению электроэнергии, полученной при разряде, к электроэнергии, расходуемой на заряд, достигает 75 % и более.

1.3. Гирляндные ГЭС

Питание сельских радиоузлов малой мощности, освещение школ, больниц, библиотек в неэлектрифицированных местностях можно осуществить от простейшей гидроэлектростанции, сооружение которой обходится дешевле всех существующих электростанций в расчете на киловатт мощности. Данные гидроэлектростанции не нуждаются в строительстве плотины и могут быть установлены на реках глубиной более 25 см при скорости течения выше 1 м/с.

Гирляндная гидроэлектростанция (ГГЭС) состоит из легких турбин, нанизанных в виде гирлянды на тросе, переброшенном через реку. Один конец троса закрепляется в опорном подшипнике, второй – вращает ротор генератора. Трос в этом случае играет роль своеобразного вала, вращательное движение которого передается к генератору, типовая ГГЭС представлена на рисунке 1.11.

Каждый гидровингродор состоит из двух смещенных относительно друг друга полуцилиндров 11 (см. рисунок 1.12). При погружении гидровингродора в поток воды вследствие разности гидравлических давлений на его поверхности создается крутящий момент (относительно оси вращения). Одновременно гидровингродор оказывает и значительное лобовое сопротивление потоку, благодаря чему трос гирлянды 1 натягивается и выгибается в направлении течения реки.

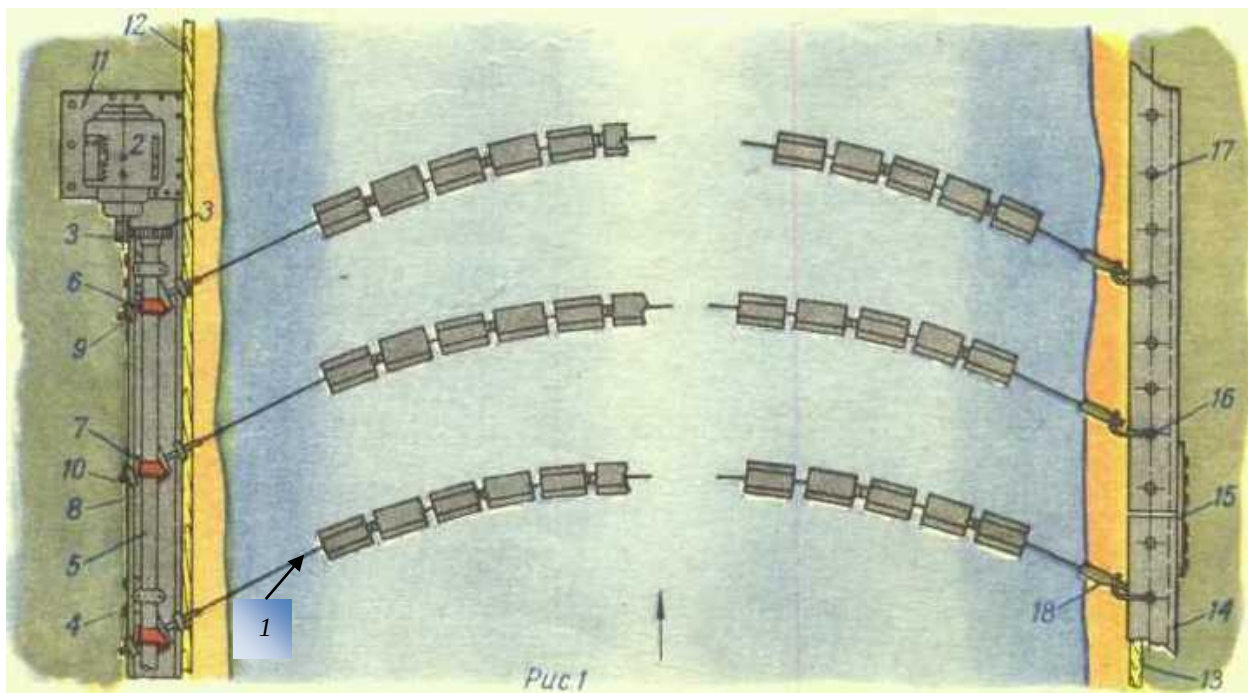


Рисунок 1.11 – Схема поперечной гирляндной гидроэлектростанции

Мощность P , которую можно получить от такой гидроэлектростанции, подсчитывается по формуле:

$$P = 0,15 \cdot D \cdot L \cdot V^3 \cdot K, \quad (1.7)$$

где P – мощность, кВт;

D – диаметр винготора, м;

L – активная длина гирлянды, м;

V – скорость течения, м/сек;

K – число гирлянд.

Частота вращения n винготорной гирлянды примерно равна:

$$n = 0,3 \cdot V/D. \quad (1.8)$$

Гидровингаторы крепятся к тросу попарно, при этом каждая пара имеет общий узел крепления 13, 14, и в каждой из них один гидровингатор развернут по отношению к другому на 90° . Это необходимо для создания равномерного вращения троса, а следовательно, и вала генератора. Реакция сил натяжения троса воспринимается береговыми опорами, которые состоят из подпорных досок 6, укрепленных в грунте, и опорных лент 3, имеющих отверстия, через которые забиваются в грунт клинья 4, 5, удерживающие опоры. На раме 18 установлены редукторная и генераторная части установки. Свободная опора на противоположном берегу имеет крюк 7 и узел опорного подшипника 6, 9, 10, обеспечивающего свободное вращение троса под разными углами к направлению потока воды. Крепление второго конца троса также шарнирное.

Одна гирлянда турбин обеспечивает мощность от нескольких десятков ватт до 5–15 киловатт. Можно объединять гирлянды, заставляя работать их на общую нагрузку и повышая тем самым мощность гидростанции.

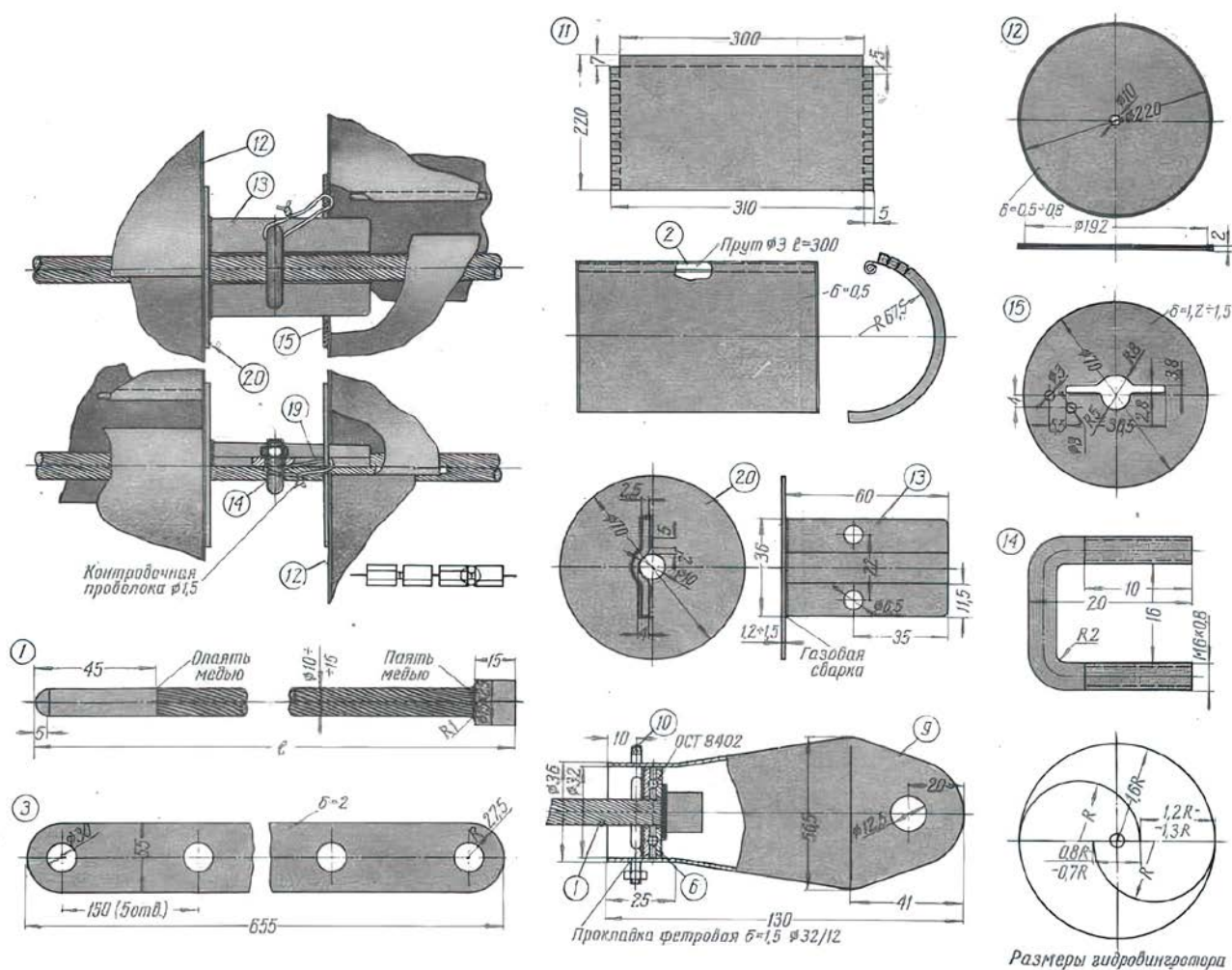


Рисунок 1.12 – Основные детали микроГЭС гирляндного типа

20

линии. Площадка жестко соединена с корпусом станины 8 трансмиссионного вала 5, вал 5 соединен со станиной посредством опор 4. Вращение троса гирлянд передается по трансмиссионному валу полуперекрещивающимся ремнем, охватывающим вал 5 и шкив 1. Однако для установки гидростанций больших мощностей лучше применять шестеренчатое зацепление посредством пар конических шестеренок.

Генератор 2 крепится либо непосредственно через переходную муфту к трансмиссионному валу 5, либо имеет ступень редукции 3. В остальном устройство понятно из чертежей. Для использования вертикально расположенного генератора, который может быть установлен на высоте безопасной при подъеме уровня воды, шестерни 3 можно выполнить коническими, с углом зацепления 45° . Всю трансмиссию и генератор можно помещать в водонепроницаемый кожух типа воздушного колокола.

В таблице 1.1 приведены названия и основные данные наиболее распространенных генераторов, которые могут быть использованы на ГГЭС.

На рисунке 1.13 представлен разрез гидроротора ГГЭС.

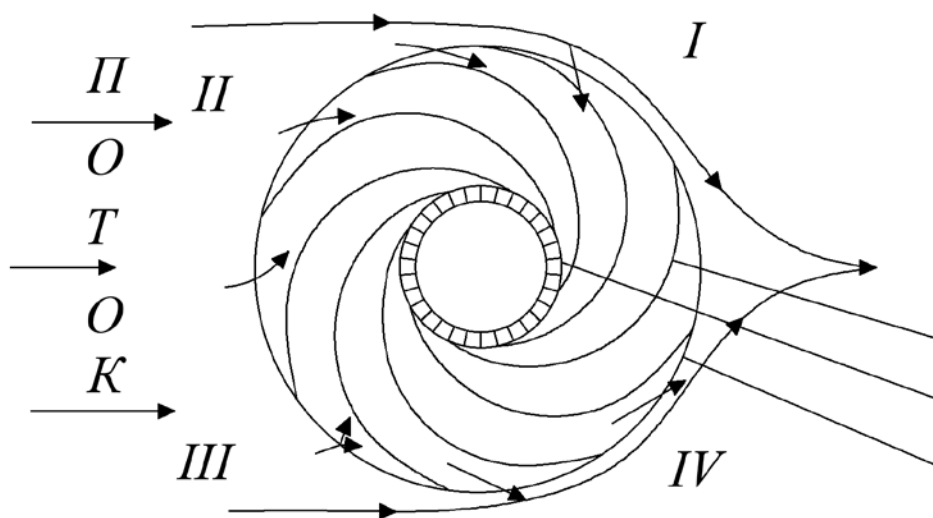


Рисунок 1.13 – Разрез гидроротора ГГЭС

В таблице 1.1. приведены названия и основные данные наиболее распространенных генераторов, которые могут быть использованы на микроГЭС.

Таблица 1.1 – Характеристики генераторов для ГГЭС

Название генератора	Мощность, кВт	Частота вращения, мин ⁻¹
ГПМ 130	0,13	500
ГАУ-4101 ГАУ-4684	0,1	800/450

Название генератора	Мощность, кВт	Частота вращения, мин-1
Г52А	0,96	625/850
АПН-68	1,8	750
ВС-18/8	3,5/2,7	1000/750
МП-542-1/2	3,6	500
МП-543-1/2	6	428
ВС-24/2	6,5	750
МП-543-2/2	9,5	428
ВС-29, 5/21	10	375
ВС-34/18	10	300
МП-544-1/2	11,2	375
ВС-34/26	11,5	250
В-48/24-6	17,5	187

1.4. Практические задачи к разделу 1

Задача 1. Определите гидроэнергетический потенциал региона (возможную выработку электроэнергии и мощность гидроэлектрических агрегатов), если территория региона составляет 206,7 тыс. км², минимальная высота над уровнем моря около 100 м, площадь территории, расположенная на высоте:

150–200 м над уровнем моря 9421 км²,

200–250 м над уровнем моря 3907 км²,

250–300 м над уровнем моря 283 км²,

300–350 м над уровнем моря 208 км²,

годовое количество осадков 0,5÷0,7 м, сток выпадающих осадков в реки 25÷30 %, реки, на которых возможно строительство плотин 25÷30 %, КПД турбин 90 %, КПД генераторов 91 %, коэффициент использования номинальной мощности гидроагрегатов 0,2.

Ответ: 229,1 млн кВт·ч, 130,8 тыс. кВт.

Задача 2. Определите возможную мощность малой ГЭС на р. Светлая и годовую выработку электроэнергии. Средняя ширина реки составляет 10 м, глубина – 1,2 м, скорость течения – 0,5 м/с, возможная высота плотины – 5 м. КПД гидротурбины 90 %, КПД генератора 91 %. Коэффициент использования номинальной мощности ГЭС – 0,2.

Ответ: 241 кВт, 422,2 тыс. кВт·ч.

Задача 3. Рассчитать длину плотины (L , м) для равнинной реки с уклоном $i = 0,1$ и напором $h = 8$ м.

Ответ: 80 м.

Задача 4. Рассчитать мощность гирляндной ГЭС, состоящей из $n = 10$ поперечных турбин, диаметром $d = 0,5$ м, общая длина гирлянды $L = 12$ м, скорость течения потока $v = 2,0$ м/с. КПД турбины равен $\eta_T = 0,45$.

Ответ: 5,4 кВт.

1.5. Контрольные вопросы к разделу 1

1. Расскажите о перспективах развития гидроэнергетики в стране.
2. Поясните принцип действия активной гидротурбины.
3. Поясните принцип действия и устройство реактивной гидротурбины.
4. Что такое кавитация?
5. К каким негативным последствиям может привести строительство крупных гидроэлектростанций? Почему их тем не менее строят?
6. Что собой представляет деривационная электростанция? В чем ее достоинства?
7. Где осуществляется совмещенное гидроаккумулирование с увеличением напора?
8. В чем разница гидроаккумулирующих электростанций от обычных гидроэлектростанций?

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ОКЕАНА

2.1. Баланс возобновляемой энергии океана

Энергия океана – энергия, получаемая при помощи морских волн, приливов, солености, течений и разницы в температуре вод океана. Мировой океан является естественным аккумулятором огромного количества солнечной энергии, поступающей на Землю. Основные формы энергии, которые могут быть доступны на современном уровне технического развития: энергия волн; энергия приливов; энергия течений; энергия температурного градиента морской воды.

Основная доля энергии, поступающей в Мировой океан – результат поглощения им солнечного излучения. Энергия поступает в океан также в результате гравитационного взаимодействия космических тел и водных масс планеты, создающего приливы, и поступления тепла из глубины планеты.

Поверхность Мирового океана занимает около 70 % поверхности всей планеты и составляет примерно 360 млн км². Большая часть этой поверхности постоянно свободна ото льда и хорошо поглощает солнечное излучение. В океанской воде примерно 65 % солнечного излучения поглощается первым метром водной толщи и до 90 % – десятиметровым слоем. В дневное время в низких широтах вода прогревается примерно на 10 м и более за счет процессов теплопроводности и турбулентного перемешивания (твердая поверхность суши прогревается не более чем на 0,5 м).

Запасенное океаном тепло частично в виде длинноволнового излучения ($10 > \lambda$ мкм) переизлучается, а частично передается в атмосферу теплопроводным пограничным слоем и вследствие испарения. Относительная роль этих процессов различна для разных районов планеты, но на широтах от 70° с. ш. до 70° ю. ш. характеризуется примерно одинаковыми значениями:

- длинноволновое излучение в атмосферу и космическое пространство 41 %;
- передача тепла атмосфере за счет теплопроводности 5 %;
- потери на испарение 54 %.

За счет движения воздушных и водных масс запасенная океаном энергия переносится по всей планете, причем в области между экватором и 70° с. ш. в среднем 40 % тепла переносится океанскими течениями, а на 20° с. ш. вклад океана в перенос энергии составляет до 74 %. Ежегодно с поверхности океана испаряется слой воды толщиной примерно 1 м (около $340 \cdot 10^{12}$ т) и около $36 \cdot 10^{12}$ т воды возвращается со стоком рек, ледников и т. п.

Примерно 2/3 суммарного солнечного излучения испытывают в океане и на поверхности суши различные изменения: преобразуются в тепло 43 %; расходуются на испарение, образование осадков 22 %; сообщение энергии

рекам, ветру, волнам, различным видам течений в океане 0,2 %. Примерно 0,02 % всей энергии воспринятого солнечного излучения идет на образование продукции фотосинтеза и частично на образование ископаемого топлива.

Соизмерим с этой величиной суммарный поток энергии, поступающей из недр Земли и в виде приливной энергии. Выделить из указанных потоков те, что непосредственно имеют отношение только к океану, достаточно трудно. Для энергетики важны не абсолютные величины мощностей различных источников, а лишь та их часть, которую можно преобразовать в требуемые для хозяйственной деятельности виды энергии.

Сотрудниками океанографического института Скриппса (Scripps Institution of Oceanography, USA) выполнены оценки суммарных и допустимых для переработки мощностей различных океанических источников энергии за пять лет. В исследованиях отмечены два уровня – суммарный и допускающий преобразование. Более поздние оценки сделаны с учетом целого ряда технологических и экологических факторов. Они, как правило, в части допустимой к использованию энергии оказались ниже.

При оценке возможностей приливной энергетики учтено, что работать на полную мощность ПЭС могут только в течение 30 % времени. Данные по океанским течениям получены с учетом 1 % допустимого замедления скорости течения. При оценке возможностей энергетического использования продукции океанского фотосинтеза приняты во внимание 50 % эффективности преобразования бурых водорослей в метан и возможность размещения соответствующих ферм в 20 % районов естественного апвеллинга. *Апвеллинг* – подъем глубинных вод, богатых биогенными веществами, играющими роль удобрений. Для прибрежных волновых генераторов установлены КПД 50 % и время работы 40 % годового бюджета времени. КПД преобразования градиента солености принят равным 3 %, а градиента температур – 5 %, причем в последнем случае считается реальным разместить преобразователи на 2 % поверхности океана в тропической зоне. Для ветровых станций коэффициент преобразования энергии ветра принят равным 60 %, и допустимым уровнем изъятия мощности считают 1 % мощности ветров, дующих на удалении от берега.

Немаловажны и такие «технологические» свойства океанских ресурсов энергии, как плотность энергии и стабильность источника энергии. Эти свойства определяют размеры будущих преобразователей, необходимые установленные мощности, режимы использования энергии.

2.2. Энергия волн

Огромные количества энергии можно получить от морских волн. Мощность, переносимая волнами на глубокой воде, пропорциональна квадрату их амплитуды и периоду. Поэтому наибольший интерес представляют длиннопериодные ($T \approx 10$ с) волны большой амплитуды ($a \approx 2$ м), позволяющие снимать с единицы длины гребня в среднем от 50 до 70 кВт/м.

Наибольшее число волновых энергетических устройств разрабатывается для извлечения энергии из волн на глубокой воде. Это наиболее общий тип волн, существующий при условии, что средняя глубина моря D превышает величину половины длины волны $\lambda/2$.

Поверхностные волны на глубокой воде имеют следующие основные характерные особенности:

- волны являются неразрушающимися синусоидальными с нерегулярной длиной, фазой и направлением прихода;
- движение каждой частицы жидкости в волне является круговым (в то время как изменяющиеся очертания волн свидетельствуют о распространении волнового движения, сами по себе частицы не связаны с этим движением и не перемещаются в его направлении);
- амплитуда движения частиц жидкости экспоненциально уменьшается с глубиной.
- существенно, что амплитуда волны a не зависит от ее длины λ , скорости распространения c , периода T , а зависит лишь от характера предшествовавшего взаимодействия ветра с морской поверхностью.

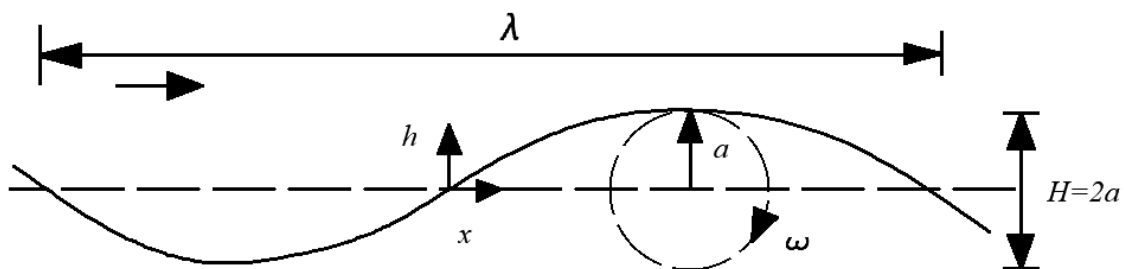


Рисунок 2.1 – Характеристики волны

В волнах на глубокой воде нет поступательного движения жидкости. В подповерхностном слое жидкости ее частицы совершают круговое движение с радиусом орбиты a , равным амплитуде волны (рисунок 2.1). Высота волны H от вершины гребня до основания равна ее удвоенной амплитуде ($H = 2 \cdot a$).

Угловая скорость движения частиц ω измеряется в радианах в секунду. Изменение формы волновой поверхности таково, что наблюдается поступательное движение, хотя сама вода не перемещается в направлении

распространения волны (слева направо). Это кажущееся перемещение есть результат наблюдения фаз смещения последовательно расположенных частиц жидкости; как только одна частица в гребне опускается, другая занимает ее место, обеспечивая сохранение формы гребня и распространение волнового движения вперед.

Соотношение, устанавливающее зависимость между частотой и длиной для поверхностной волны на глубокой воде:

$$\lambda = \frac{2\pi \cdot g}{\omega^2}. \quad (2.1)$$

Период движения волны:

$$T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{2\pi \cdot g}{\lambda}}} = \sqrt{\frac{2\pi \lambda}{g}}. \quad (2.2)$$

Скорость частицы жидкости в гребне волны:

$$v = a \cdot \omega = a \cdot \sqrt{\frac{2\pi \cdot g}{\lambda}}. \quad (2.3)$$

Скорость перемещения поверхности волны в направлении x определится как:

$$c = \frac{\omega \cdot \lambda}{2\pi} = \frac{g}{\omega} = g \sqrt{\frac{\lambda}{2\pi g}} = \sqrt{\frac{g \cdot \lambda}{2\pi}}. \quad (2.4)$$

Скорость c называют *фазовой скоростью распространения волн*, создаваемых на поверхности жидкости. Эта величина не зависит от амплитуды волны и неявным образом связана со скоростью движения частиц жидкости в волне.

Полная кинетическая энергия на единицу ширины волнового фронта и единицу длины вдоль направления распространения волны равна:

$$E_k = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g}{4}. \quad (2.5)$$

Нормированная потенциальная энергия волны равна в точности такой же величине:

$$E_p = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g}{4}. \quad (2.6)$$

Полная энергия на единицу площади поверхности волны равна сумме кинетической и потенциальной энергий:

$$E_\lambda = E_k + E_p = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g}{2}. \quad (2.7)$$

Выражение для энергии на единицу ширины волнового фронта и на единицу длины волны вдоль направления его распространения запишется в виде:

$$E_\lambda = E \cdot \lambda = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g \cdot \lambda}{2}. \quad (2.8)$$

Подставим λ из (2.1):

$$E_\lambda = \frac{\pi \cdot \rho \cdot a^2 \cdot g \cdot \lambda}{2}. \quad (2.9)$$

что с учетом (2.2):

$$E_{\lambda} = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g^2 \cdot T^2}{4 \cdot \pi}. \quad (2.10)$$

Выражение для мощности, переносимой в направлении распространения волны на единицу ширины волнового фронта, имеет вид:

$$P' = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g \cdot c}{4} = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g \cdot \lambda}{4 \cdot T}. \quad (2.11)$$

С учетом (2.7) и (2.11) мощность P' равна полной энергии (кинетическая + потенциальная) E в волне на единицу площади поверхности, умноженной на величину $u = \frac{c}{2}$ – групповую скорость волн на глубокой воде, с которой волны переносят энергию. С учетом выражения для групповой скорости:

$$P' = E \cdot u = E \cdot \frac{c}{2}. \quad (2.12)$$

Различие между групповой и волновой (фазовой) скоростями является общим для любых волновых процессов, для которых фазовая скорость зависит от длины волны (дисперсия).

Подставляя в (2.11) фазовую скорость в виде (2.4), получаем соотношение:

$$P' = \frac{\rho \cdot a^2 \cdot g^2 \cdot T}{8 \cdot \pi}. \quad (2.13)$$

Следовательно, мощность, переносимая волнами, увеличивается прямо пропорционально квадрату амплитуды и периоду. Именно поэтому для специалистов по океанской энергетике особенно привлекательны длиннопериодные волны, обладающие значительной амплитудой.

На практике волны оказываются совсем не такими идеализированно синусоидальными, как это подразумевалось выше. Обычно в море наблюдаются нерегулярные волны с переменными частотой, направлением и амплитудой. Поскольку результирующее волнение чаще всего нельзя представить суммой волн, действующих в одном направлении, то мощность, извлекаемая преобразователями направленного действия, будет значительно ниже той, которую переносят волны.

2.2.1. Преобразователи, отслеживающие профиль волны

Волновая электростанция (ВЭС) – электростанция, расположенная в водной среде, целью которой является получение электроэнергии из кинетической энергии волн.

Примеры использования энергии волн:

- 1799 г. – первая заявка на *патент* волновой мельницы. Заявка подана в Париже, Франция;
- 1880–1900 гг. – многочисленные попытки использовать энергию волн для получения электричества;

- 1973 г. – увеличение интереса к волновой энергии после нефтяного кризиса;
- 1985 г. – в Норвегии введены в действие и подключены к энергосистеме две первые в мире опытно-промышленные волновые электростанции;
- 2008 г. – в Португалии вошла в коммерческую эксплуатацию первая волновая электростанция.



Рисунок 2.2 – Внешний вид волновой электростанции *Pelamis P-750*

Внешний вид волновой электростанции под названием *Pelamis P-750* представлен на рисунке 2.2. Это большие плавающие объекты змеевидного типа, размер каждого:

- длина 120 метров;

- диаметр 3,5 метра;
- вес 750 тонн;
- мощность одного такого конвертера составляет 750 кВт; удельные характеристики: мощность 1 кВт/тонну и 650 Вт на м³ конструкции.

Pelamis P-750 состоит из секций, между секциями закреплены гидравлические поршни. Внутри каждой секции также есть гидравлические двигатели и электрогенераторы. Под воздействием волн конвертеры качаются на поверхности воды, и это заставляет их изгибаться, за что конструкции стали называть «морскими змеями». Движение этих соединений приводит в работу гидравлические поршни, которые, в свою очередь, приводят в движение масло. Масло проходит через гидравлические двигатели. Эти гидравлические двигатели приводят в движение электрические генераторы, которые производят электроэнергию.

В электричество превращается примерно 1 % энергии волнения.

Преобразователи, отслеживающие профиль волны. В этом классе преобразователей можно также остановиться на разработке профессора Эдинбургского университета *Стефана Солтера*, названной в честь создателя «утка Солтера». Техническое название такого преобразователя – колеблющееся крыло. Форма преобразователя обеспечивает максимальное извлечение мощности (рисунок 2.3).

Волны, поступающие слева, заставляют утку колебаться. Цилиндрическая форма противоположной поверхности обеспечивает отсутствие распространения волны направо при колебаниях утки вокруг оси. Мощность может быть снята с оси колебательной системы с таким расчетом, чтобы обеспечить минимум отражения энергии. Отражая и пропуская лишь незначительную часть энергии волн (примерно 5 %), это устройство обладает весьма высокой эффективностью преобразования в широком диапазоне частот возбуждающих колебаний (рисунок 2.4).

Первоначально *Солтером* был создан макет достаточно узкополосного по частоте устройства. В волновом бассейне оно поглощало до 90 % падающей энергии. Первые испытания в условиях, близких к морским, были проведены в мае 1977 г. на оз. Лох-Несс. 50-метровая гирлянда из 20-метровых «уток» общей массой 16 т была спущена на воду и испытывалась в течение 4 месяцев при различных волновых условиях. В декабре того же года эта модель в 1/10 будущей величины океанского преобразователя была вновь спущена на воду и дала первый ток. В течение 3 месяцев одного из самых суровых зимних периодов модель первой английской волновой электростанции работала с КПД около 50 %.

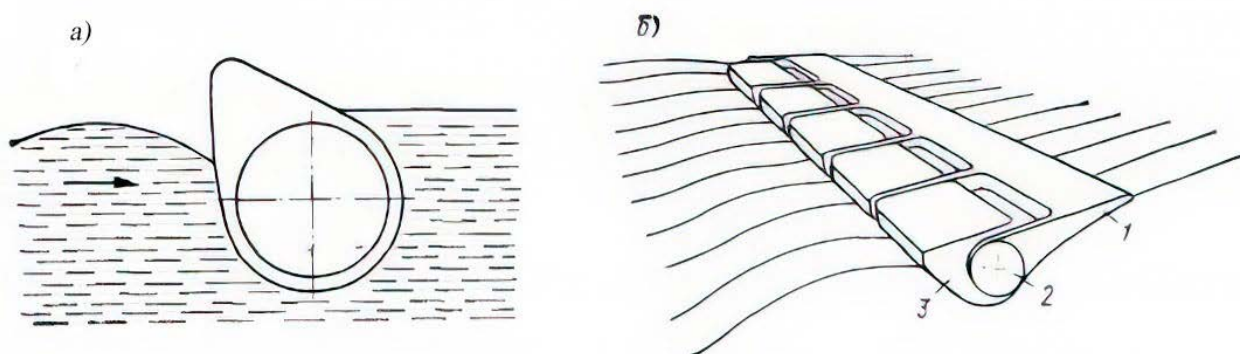


Рисунок 2.3 – «Утка Солтера»:

a – схема преобразования энергии волны; *б* – вариант конструкции преобразователя;
1 – плавучая платформа; 2 – цилиндрическая опора с размещенными в ней приводами
и электрогенераторами; 3 – асимметричный поплавок

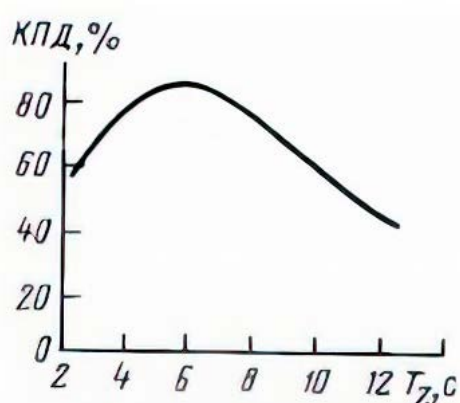


Рисунок 2.4 – Эффективность «утки Солтера» (диаметр 15 м, ось зафиксирована)

Дальнейшие разработки *Солтера* направлены на то, чтобы обеспечить «утке» способность противостоять ударам максимальных волн и создать заякоренную гирлянду преобразователей в виде достаточно гибкой линии.

Предполагается, что характерный размер реальной «утки» будет равен примерно $0,1 \cdot \lambda$, что для 100-метровых атлантических волн соответствует 10 м. Нить из уток протяженностью несколько километров предполагается установить в районе с наиболее интенсивным волнением западнее Гебридских

островов. Мощность всей станции будет примерно 100 МВт.

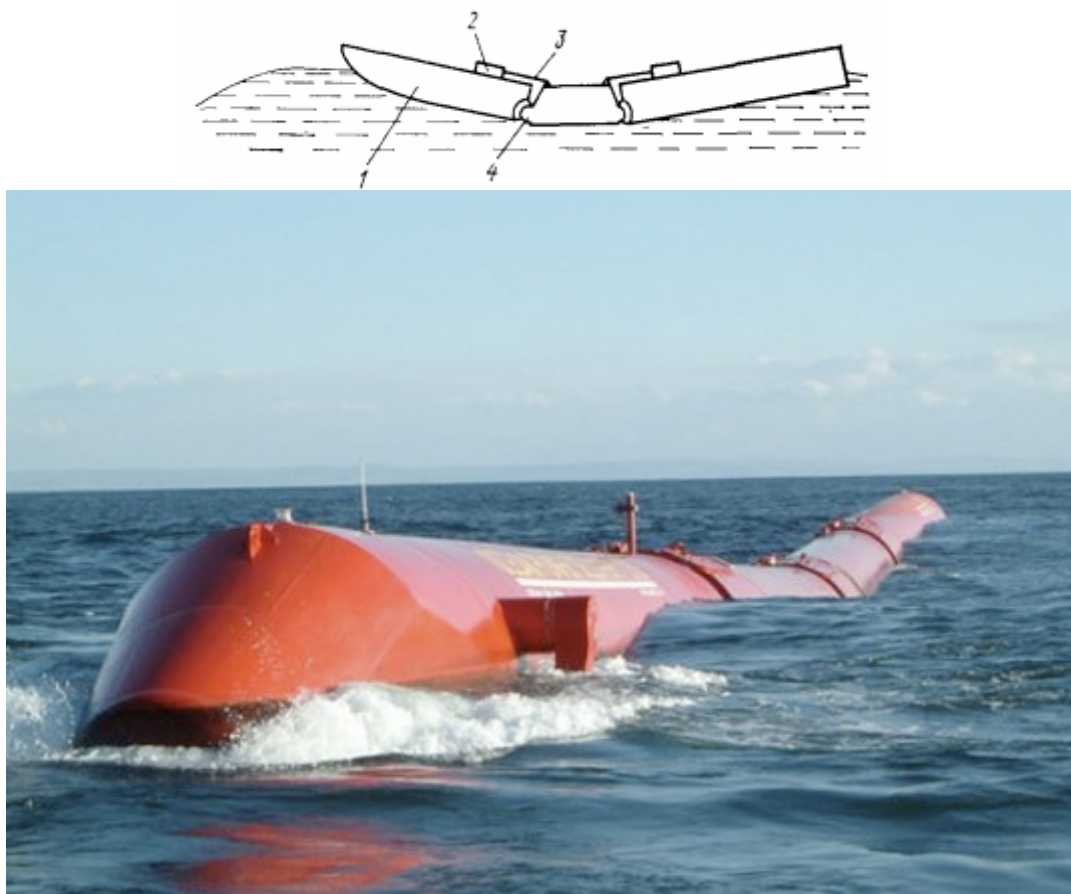


Рисунок 2.5 – Вариант выполнения контурного плота Коккерелла:
1 – колеблющаяся секция; 2 – преобразователь; 3 – тяга; 4 – шарнир

Наиболее серьезными недостатками для «уток Солтера» оказались следующие:

- необходимость передачи медленного колебательного движения на привод генератора;
- необходимость снятия мощности с плавающего на значительной глубине устройства большой протяженности;
- вследствие высокой чувствительности системы к направлению волн необходимость отслеживать изменение их направления для получения высокого КПД преобразования;
- затруднения при сборке и монтаже из-за сложности формы поверхности «утки».

Другой вариант волнового преобразователя с качающимся элементом – контурный *плот Коккерелла*. Его модель также в 1/10 величины испытывалась в том же, что и «утка Солтера», году в проливе Солент вблизи г. Саутгемптона. Контурный плот – многозвенная система из шарнирно соединенных секций (рисунок 2.5). Как и «утка», он устанавливается перпендикулярно к фронту волны и отслеживает ее профиль.

Детальные лабораторные испытания модели плота в масштабе 1/100 показали, что его эффективность составляет около 45 %. Это ниже, чем у «утки Солтера» (но плот привлекает другим достоинством: близость конструкции к традиционным судостроительным). Изготовление таких плотов не потребует создания новых промышленных предприятий и позволит поднять занятость в судостроительной промышленности.

2.2.2. Преобразователи, использующие энергию колеблющегося водяного столба

При набегании волны на частично погруженную полость, открытую под водой, столб жидкости в полости колеблется, вызывая изменения давления в газе над жидкостью. Пустота может быть связана с атмосферой через турбину. Поток может регулироваться так, чтобы проходить через турбину в одном направлении, или может быть использована турбина Уэлса. Уже известны по крайней мере два примера коммерческого использования устройств на этом принципе – сигнальные буи, внедренные в Японии Масудой (рисунок 2.7) и в Великобритании сотрудниками Королевского университета Белфаста.

Более крупное и впервые включенное в энергосеть устройство построено в Тофтестоллене (Норвегия) фирмой Kvaerner Brug A/S. Основной принцип действия колеблющегося столба показан на рисунке 2.6. В Тофтестоллене он используется в 500-киловаттной установке, построенной на краю отвесной скалы. Кроме того, национальная электрическая лаборатория (NEL) Великобритании предлагает конструкцию, устанавливаемую непосредственно на морском дне.

Главное преимущество устройств на принципе водяного колеблющегося столба состоит в том, что скорость воздуха перед турбиной может быть значительно увеличена за счет уменьшения проходного сечения канала. Это позволяет сочетать медленное волновое движение с высокочастотным вращением турбины. Кроме того, здесь создается возможность удалить генерирующее устройство из зоны непосредственного воздействия соленой морской воды.

Подводные устройства. Преимущества подводных устройств состоят в том, что они позволяют избежать штормового воздействия на преобразователи. Однако при их использовании увеличиваются трудности, связанные с извлечением энергии и обслуживанием.

Для примера можно рассмотреть преобразователь типа «бристольский цилиндр», относящийся к группе устройств, работающих под действием скоростного напора в волне.

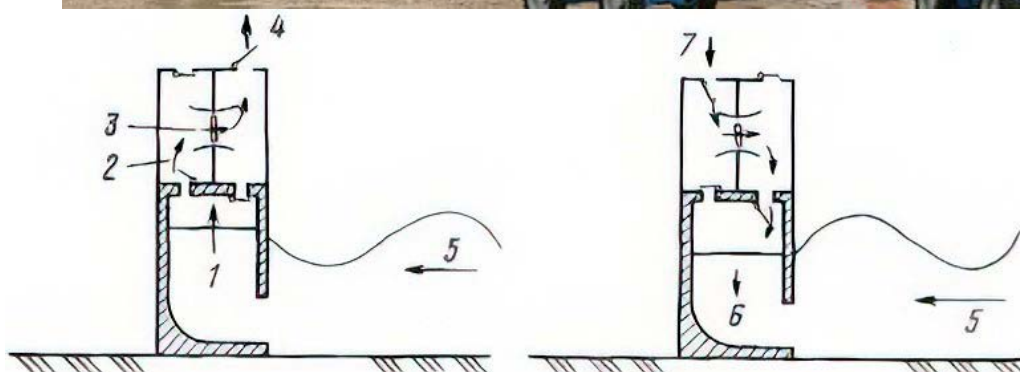


Рисунок 2.6 – Схема установки, в которой используется принцип колеблющегося водного столба (разработана Национальной инженерной лабораторией NEL, Великобритания, размещается непосредственно на грунте, турбина приводится в действие потоком одного направления):

1 – волновой подъем уровня; 2 – воздушный поток; 3 – турбина; 4 – выпуск воздуха;
5 – направление волны; 6 – опускание уровня; 7 – впуск воздуха

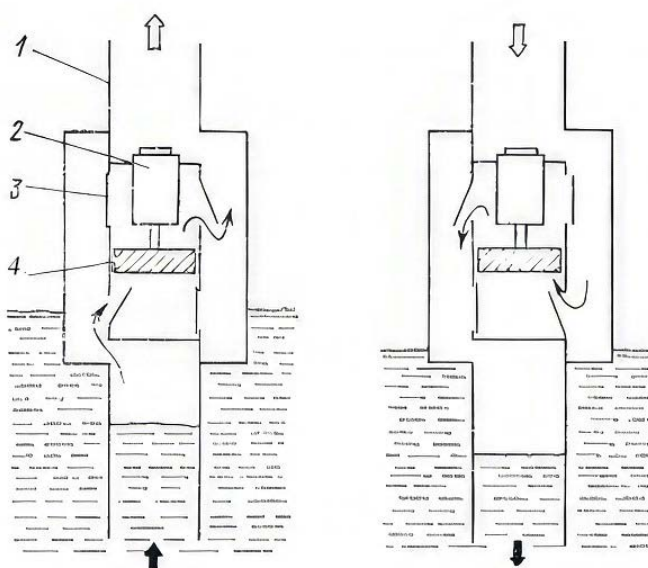


Рисунок 2.7 – Пневмобуй Масуды:

1 – корпус; 2 – электрогенератор; 3 – клапан; 4 – воздушная турбина

Наполненный воздухом плавучий корпус (цилиндр), имеющий среднюю плотность $0,6\text{--}0,8 \text{ т/м}^3$, закреплен под водой на опорах, установленных на грунте. Цилиндр колеблется в волне, совершая движение по эллиптической траектории и приводя в действие гидравлические насосы, вмонтированные в опоры и преобразующие энергию движения цилиндра. Перекачиваемая ими жидкость может подаваться по трубопроводам на генераторную станцию, единую для нескольких цилиндров.

Одно из преимуществ идеи «бристольского цилиндра» состоит в том, что после настройки на оптимальную частоту он не отражает энергию других частот, а дает ей возможность распространяться далее, где ее могут поглотить другие преобразователи, например, цилиндры с другой частотой.

2.3. Энергия приливов

2.3.1. Общие сведения об использовании энергии приливов

Приливные электростанции (ПЭС) – особый вид гидроэлектростанции, использующий энергию приливов, а фактически кинетическую энергию вращения Земли. Приливные электростанции строят на берегах морей, где гравитационные силы Луны и Солнца дважды в сутки изменяют уровень воды. Колебания уровня воды у берега могут достигать 16 метров. Приливные колебания уровня в огромных океанах планеты вполне предсказуемы. Основные периоды этих колебаний – суточные, продолжительностью около 24 ч и полусуточные – около 12 ч 25 мин. Разность уровней между последовательными самым высоким и самым низким уровнями воды – высота прилива R . Диапазон изменения этой величины составляет $0,5\text{--}10$ м. Первая цифра наиболее характерна, вторая достигается и даже превосходит лишь в некоторых особенных местах вблизи побережья континентов. Во время приливов и отливов перемещение водных масс образует приливные течения, скорость которых в прибрежных проливах и между островами может достигать примерно 5 м/с (рисунок 2.8).

Приливообразующие силы представляют собой разность между силами притяжения Луной частиц воды, расположенной в любой точке Океана и притяжением той же частицы Луной в центре Земли. Эти силы пропорциональны массе Луны (m , кг), расстоянию от центра Земли (r) и обратно пропорциональны кубу расстояния от Земли до Луны (R). Кроме того, они зависят от зенитного расстояния Луны (z) (рисунок 2.9).

Вертикальная составляющая приливной силы (на единицу массы):

$$F_B = 3 \cdot G \cdot (m \cdot r / R^3) (\cos^2 z - 1/3), \quad (2.14)$$

где G – гравитационная составляющая.

Вертикальная составляющая на поверхности Земли снижает силу тяжести на $1 \cdot 10^{-7}$ своей величины, когда Луна находится в зените.

Горизонтальная составляющая приливных сил максимальна, когда зенитное расстояние Луны $z = 45^\circ$.

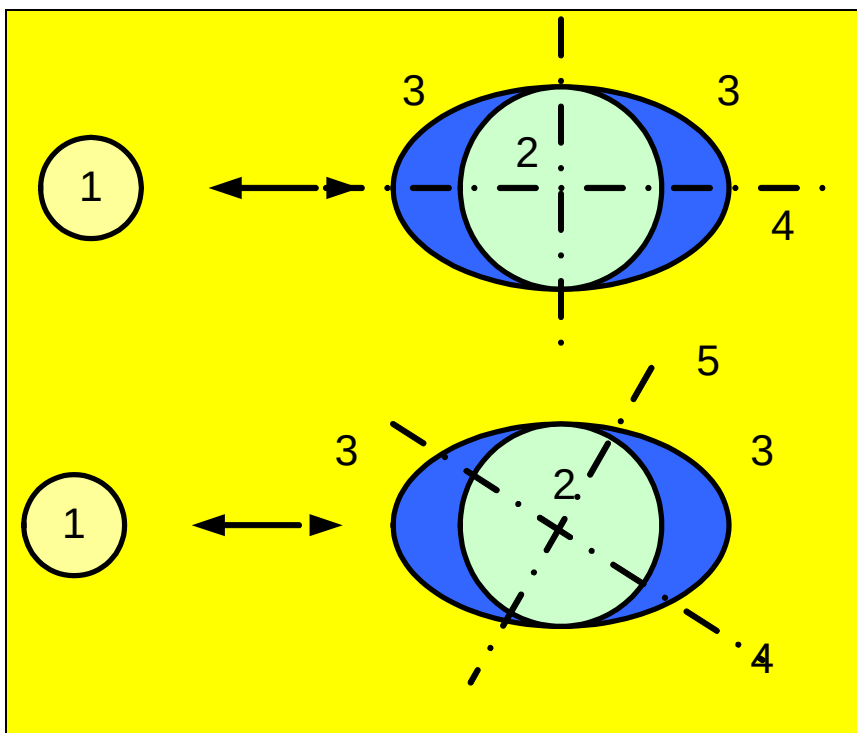


Рисунок 2.8 – Причины возникновения приливов

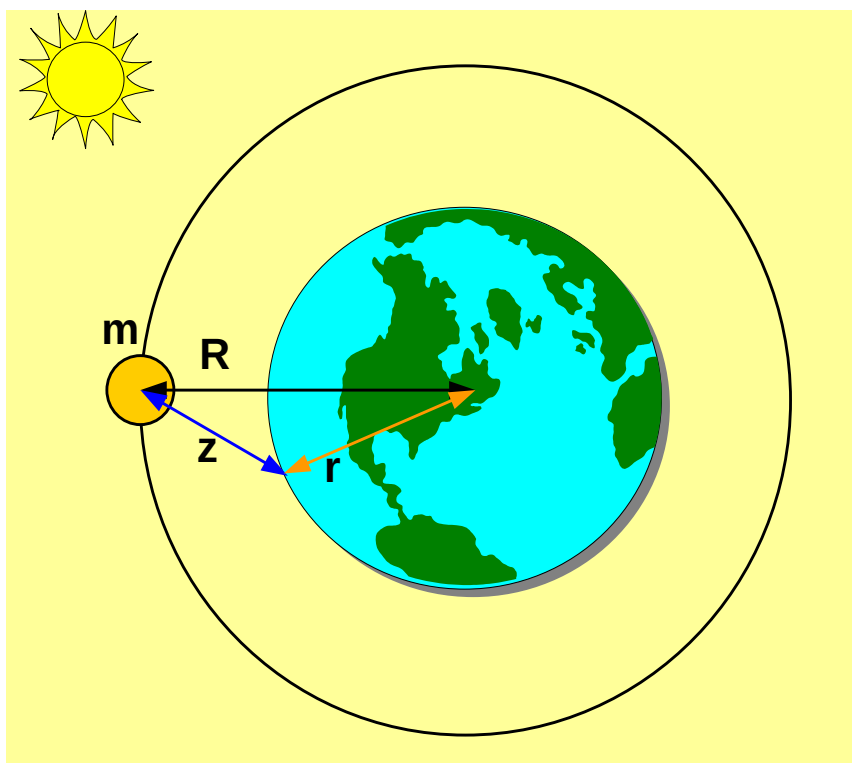


Рисунок 2.9 – Приливообразующие силы

Приливообразующая сила Солнца определяется аналогично, но из-за большого расстояния она меньше в 2,16 раза.

Все приливные силы разделяются на 4 типа:

- долгопериодные ($T = 18,6$ лет, 1 год, 0,5 года, 1 месяц, 2 недели);
- суточные (наибольшее поднятие и опускание на широтах $\pm 45^\circ$ и нулевые на полюсах и экваторе);
- полусуточные (максимальное поднятие и опускание на экваторе и нулевые на полюсах);
- короткопериодные волны (период около $1/3$ суток и короче);

Наибольшее поднятие над *полной* водой, минимальное над *малой* водой.

В океане, вдали от материков, величина прилива порядка 1 м, у берегов разность полной и малой воды может быть большой.

Суммарная мощность приливов оценивается в $3 \cdot 10^{12}$ Вт (за год 10^{20} Дж – сравнимо с годовым потреблением энергии населением Земли). *Потенциал энергии морских приливов в России – 200 млн кВт.*

По оценкам экспертов сейчас в мире насчитывается 5 мест наиболее благоприятных для строительства ПЭС:

- два смежных залива в Канаде (Фанди) и в США (Пассамакуоди);
- Французское побережье вдоль Ла-Манша и устье реки Ране;
- устья (эстуарии) рек Англии, впадающих в Ирландское море;
- побережье Кимберли в Австралии;
- побережье Белого моря в России.

Принцип работы приливной электростанции (ПЭС) заключается в том, что во время прилива вода проходит через турбогенератор, заставляя вращаться его лопасти. Вращаясь, лопасти генератора вырабатывают электроэнергию. Затем вода попадает в специальный бассейн, где находится до отлива. Во время отлива водные массы из бассейна, проходя через турбогенератор, попадают обратно в море. В это время электроэнергия вырабатывается снова.

Единственное условие экономической целесообразности строительства ПЭС: перепады уровня воды должны составлять не менее четырех метров. Чем больше будет перепад высот, тем более высокую мощность сможет развить такая электростанция. Вообще, в зависимости от положения конкретного места на Земле, формы береговой линии и рельефа дна, уровень воды во время прилива может подниматься на высоту от нескольких сантиметров во внутриматериковых морях до многих метров во внешних. Наивысший на планете прилив – 16,2 метра отмечен в канадском заливе Фанди. В России наивысшие приливы фиксируются в Мезенском заливе Белого моря ($9 \div 10$ м), относящемся к Арктической Зоне РФ, и в Пенжинской губе Охотского моря (12,9 м) (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Основные места концентрации приливной энергии в России

Месторасположение	Средняя высота прилива, м	Площадь бассейна, км ²	Потенциал	
			Средняя мощность, ГВт	Годовая выработка, ГВт · ч
Мезенский залив	6,0	2330,0	15,2	50,0
Пенжинская губа	6,2	20530,0	87,4	190,0
Тугурский Залив	4,7	1800,0	10,3	27,6

Упрощенно строительство и функционирование ПЭС выглядит следующим образом. В узком морском заливе, отличающемся высокими приливами, плотиной отсекается его часть. Она именуется бассейном ПЭС. Во время прилива здесь аккумулируется вода. Поток воды между морем и бассейном (при приливе – в сторону бассейна, при отливе – в сторону моря) создает напор в районе плотины, вращающий турбину, соединенную с обратимым генератором (рисунок 2.10).

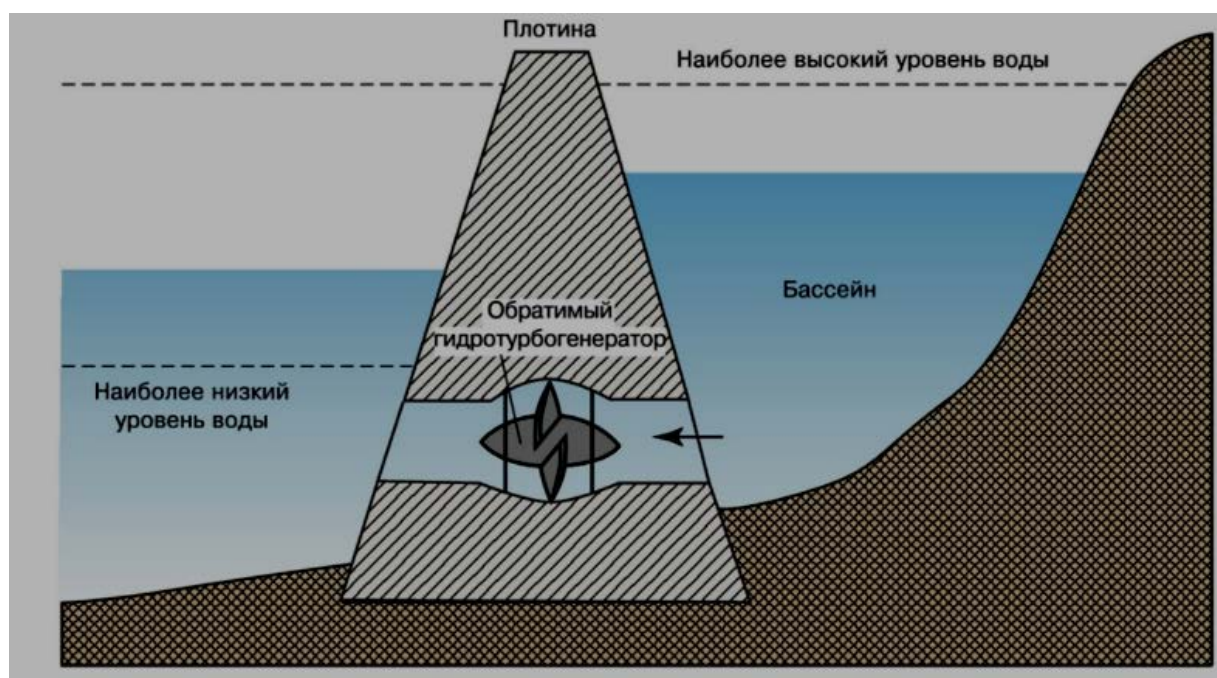


Рисунок 2.10 – Принцип работы ПЭС

Приливная энергия постоянна. Благодаря этому, количество вырабатываемой на приливных электростанциях (ПЭС) электроэнергии всегда может быть заранее известно, в отличие от обычных ГЭС, на которых количество получаемой энергии зависит от режима реки, связанного не только с климатическими особенностями территории, по которой она протекает, но и с погодными условиями.

Тем не менее, ученые считают, что технически возможно и экономически выгодно использовать лишь очень небольшую часть приливного потенциала

Мирового океана – по некоторым оценкам только 2 %. При определении технических возможностей большую роль играют такие факторы, как характер береговой линии, форма и рельеф дна, глубина воды, морские течения и ветер. Опыт показывает, что для эффективной работы ПЭС высота приливной волны должна быть не менее 5 м. Чаще всего такие условия возникают в мелких и узких заливах или устьях рек, впадающих в моря и океаны. Но подобных мест на всем земном шаре не так уж много: по разным источникам 25, 30 или 40.

Считается, что наибольшими запасами приливной энергии обладает Атлантический океан.

В пределах Северного Ледовитого океана по запасам приливной энергии выделяются Белое море, в Мезенской губе которого приливы имеют высоту до 10 м.

Известно, что запасы энергии в Мировом океане колоссальны, ведь две трети земной поверхности (361 млн кв. км) занимают моря и океаны: акватория Тихого океана составляет 180 млн кв. км, Атлантического – 93 млн кв. км, Индийского – 75 млн кв. км. Так, тепловая энергия, соответствующая перегреву поверхностных вод океана по сравнению с донными, скажем, на 20 градусов, имеет величину порядка 1026 Дж. Кинетическая энергия океанских течений оценивается величиной порядка 1018 Дж. Однако пока что люди умеют использовать лишь ничтожные доли этой энергии, да и то ценой больших и медленно окупающихся капиталовложений, так что такая энергетика до сих пор казалась малоперспективной.

В приливных электростанциях используется перепад уровней воды, образующийся во время прилива и отлива. Для этого отделяют прибрежный бассейн невысокой плотиной, которая задерживает приливную воду при отливе. Затем воду выпускают, и она вращает гидротурбины.

Под влиянием притяжения Луны и Солнца происходят периодические поднятия и опускания поверхности морей и океанов – *приливы и отливы*. Частицы воды совершают при этом и вертикальные и горизонтальные движения. Наибольшие приливы наблюдаются в дни сизигий (новолуний и полнолуний), наименьшие (квадратурные) совпадают с первой и последней четвертями Луны. Между сизигиями и квадратурами амплитуды приливов могут изменяться в 2,7 раза. Классификация приливных ЭС: одnobассейновые – вырабатывают на капсульных гидроагрегатах двустороннего действия энергию периодами по 4÷5 часа четыре раза в сутки;

- двухбассейновые – вырабатывают энергию периодами по 8÷10 часов два раза в сутки;
- трехбассейновые – вырабатывают энергию примерно 20÷22 часа в сутки.

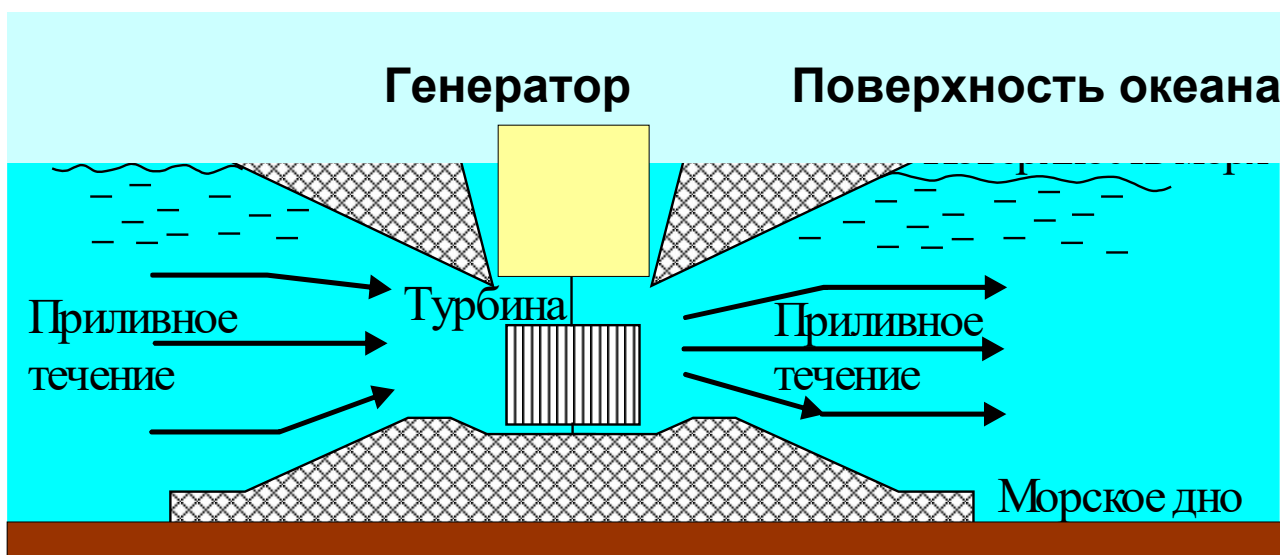


Рисунок 2.11 – Схема работы приливной энергоустановки без бассейна

Другой вариант приливных станций позволяет вообще обходиться без плотины – на дне моря недалеко от берега устанавливаются генераторы с лопастями (наподобие ветряков), которые вращаются движущейся во время приливов/отливов водой. Такие станции можно устанавливать также и на пути морских течений (рисунок 2.11).

Достоинства ПЭС:

- устойчиво работают в энергосистемах как в базе, так и в пике графика нагрузок при гарантированной постоянной месячной выработке электроэнергии;
- не загрязняют атмосферу вредными выбросами в отличие от тепловых станций;
- не затопляют земель в отличие от гидроэлектростанций;
- не представляют потенциальной опасности в отличие от атомных станций;
- капитальные вложения на сооружения ПЭС не превышают затрат на ГЭС благодаря апробированному в России наплавному способу строительства (без перемычек) и применению нового технологичного ортогонального гидроагрегата.

Недостатки ПЭС:

- несовпадение основных периодов возникновения приливов (12 ч 25 мин. и 24 ч 50 мин.), связанных с движением Луны, с привычным для человека периодом солнечных суток (24 ч), в связи, с чем оптимум приливной генерации находится не в фазе с потребностями в энергии;
- изменение высоты прилива и мощности приливного течения с периодом в две недели, что приводит к колебаниям выработки энергии;
- строятся только на берегу морей и океанов;

- ПЭС развивают не очень большую мощность. Отсюда необходимость создания потоков воды с большим расходом при сравнительно малом перепаде высот, что заставляет использовать большое число турбин, работающих параллельно;
- приливы бывают всего лишь два раза в сутки;
- экологически не безопасны – нарушают нормальный обмен соленой и пресной воды и тем самым – условия жизни морской флоры и фауны;
- влияют на климат, поскольку меняют энергетический потенциал морских вод, их скорость и территорию перемещения.

2.3.2. Мощность приливных течений и приливного подъема воды

Вблизи побережья и между островами приливы могут создавать достаточно сильные течения, пригодные для преобразования энергии. Устройства для преобразования энергии приливных течений будут практически сходны с аналогичными устройствами, приводимыми в действие течениями рек.

Соотношения, позволяющие оценить мощность приливных течений, подобны тем, которые используются в ветроэнергетике, при этом следует иметь в виду, что плотность воды во много раз выше плотности воздуха, а скорости течения воды сравнительно низки.

Плотность мощности потока воды, Вт/м², равна:

$$q = \rho \cdot \frac{v^3}{2}. \quad (2.15)$$

В случае приливного или речного течения при скорости, например, 3 м/с $q = 13500$ Вт/м². Только часть полной энергии потока может быть преобразована в полезную. Как и для ветра, это значение η не может превышать 60 %. На практике оказывается, что η можно довести максимум до 40 %.

Скорости приливных течений изменяются во времени примерно как:

$$V = V_0 \sin \frac{2\pi t}{\tau}, \quad (2.16)$$

где τ – период естественного прилива, 12 ч 25 мин. для полусуточного;

V_0 – максимальная скорость течения, м/с.

Таким образом, электрическая мощность, снимаемая с 1 м² площади поперечного сечения потока (с учетом 40 %-ной эффективности преобразования энергии потока в электрическую), в среднем равняется:

$$\bar{q} \approx 0,1 \cdot \rho \cdot V^3. \quad (2.17)$$

При максимальной скорости около 5 м/с, встречающейся в проливах между островами, $\bar{q} \approx 14$ кВт/м². Перекрыв площадь 1000 м², можно получить полную среднюю мощность электростанции около 14 МВт.

Уже разработан целый ряд современных устройств для преобразования энергии приливных течений, один из которых показан на рисунке 2.12. Капитальные затраты на создание подобных устройств в расчете на 1 кВт установленной мощности достаточно высоки, поэтому их строительство целесообразно лишь в отдаленных районах с высокими скоростями приливных течений, где любые альтернативные источники энергии еще более дороги.

Основы теории приливной энергетики достаточно просты. Предположим, что бассейн ПЭС наполняется при высокой воде и опустошается через турбины при малой воде (рисунок 2.12). Пусть бассейн имеет постоянную площадь A , остающуюся покрытой водой при малой воде. Допустим, что поступившая в бассейн вода имеет массу $\rho \cdot A \cdot R$, сосредоточенную в центре тяжести на высоте $\frac{R}{2}$ от уровня малой воды, и что вся вода вытекает из бассейна при малой воде. Потенциально максимальную энергию от прилива можно получить, если вся вода падает с высоты $\frac{R}{2}$. В этом случае энергия прилива:

$$E = (\rho \cdot A \cdot R) \frac{g \cdot R}{2}. \quad (2.18)$$

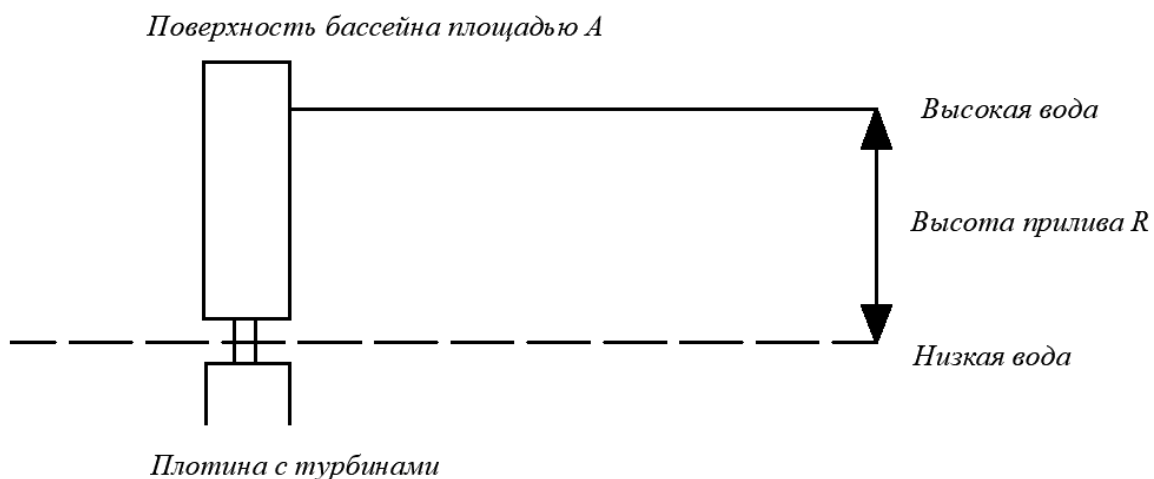


Рисунок 2.12 – Схема извлечения приливной энергии

Если энергия преобразуется в течение продолжительности периода прилива, то средняя потенциальная мощность за приливный период оказывается равной:

$$E = \frac{\rho \cdot A \cdot R^2 \cdot g}{2 \cdot \tau}. \quad (2.19)$$

На практике в системе, использующей срабатывание запаса воды из заполняемого в прилив бассейна, несмотря на достаточно высокую эффективность преобразования, получить максимальную мощность нельзя. Этому препятствуют следующие обстоятельства.

Генерирование электроэнергии не может быть обеспечено вплоть до условий малой воды, таким образом, часть потенциальной энергии прилива не может быть преобразована.

Турбины ПЭС должны работать при низком напоре и при больших скоростях потоков – условия необычные для имеющейся обычной гидроэнергетической практики.

Невозможно равномерно снабжать потребителей электроэнергией из-за изменения уровня воды в бассейне.

На рисунке 2.10 показано, что ПЭС может работать как при опустошении бассейна, так и при его наполнении. Оптимальная станция, использующая реверсируемые гидроагрегаты (ортогональные турбины), которые, кроме того, можно еще использовать и в насосном режиме для повышения уровня в бассейне, может перерабатывать до 90 % потенциальной энергии прилива.

Ортогональные турбины. У данной турбины ось вращения располагается поперек потока. Она идеально приспособлена для двусторонней турбинной работы на ПЭС, так как не меняет направление вращения вала и характеристики при изменении направления течения воды по турбинному водоводу в результате чередования приливов и отливов. В сравнении с традиционной конструкцией капсульного горизонтального гидроагрегата (ПЭС «Ранс») эта турбина обладает более высокой пропускной способностью при холостом пропуске воды.

Снижение стоимости турбины достигается за счет простоты конструкции, меньшей металлоемкости и высокой технологичности в изготовлении.

2.3.3. Примеры строительства приливных ЭС

В Российской Федерации, в Мурманской области работает приливная электростанция (ПЭС). На рисунке 2.13 представлена Кислогубская ПЭС, расположенная в губе Кислая Баренцева моря.

Первая ПЭС, мощностью 635 кВт, появилась в 1913 г. в Великобритании, в бухте Ди, недалеко от Ливерпуля. С 1966 г. в устье реки Ранс, рядом с городом Сен-Мало, во Франции, работает ПЭС «Ранс» мощностью 240 МВт. Она имеет самую большую в мире плотину длиной 800 м, которая одновременно служит автомобильным мостом (рисунок 2.14). На станции задействовано 24 турбины, работающие примерно 2 200 часов в течение года.



Рисунок 2.13 – Внешний вид Кислогубской ПЭС



Рисунок 2.14 – Внешний вид ПЭС «Ранс» Франция

Себестоимость электроэнергии, произведенной на этой ПЭС, примерно в 1,5 раза ниже, чем на французских АЭС.

В России утверждена генеральная схема размещения объектов электроэнергетики ПЭС, в которую были включены проекты Мезенской (4÷8 ГВт) ПЭС в одноименном заливе Белого моря (Архангельская обл.) и Тугурской ПЭС (3,6÷8 ГВт) в Хабаровском крае.

Согласно проекту, площадь бассейна, отсекаемого Мезенской ПЭС, должна составить 2,6 тыс. км². Соответствующей длины должна была быть и плотина. Строительство объекта предполагается наплавным способом, аналогичным примененному при строительстве Кислогубской ПЭС, что позволяет сократить расходы при возведении сооружения. Обеспечивать электроэнергией ПЭС будут потребители Европейской части России, а также ряда западных стран.

Энергию Тугурской ПЭС, с увеличением мощностей, планируется экспортировать в страны Азии. К тому же ее строительство позволяет отказаться от ряда ТЭС Дальнего Востока, работающих на угле.

В целом за последние двадцать лет должны появиться и более мелкие ПЭС. Рассматривает вопрос о создании центров по производству водорода и аммиака с использованием энергии, вырабатываемой ПЭС, в том числе Мезенской.

2.4. Использование энергии океанских течений

Из всех океанских источников течения характеризуются самой низкой плотностью энергии (величина эквивалентного их динамическому давлению столба жидкости равна всего 0,05 м при скорости 1 м/с и только 5 м при скорости 10 м/с).

Механическая мощность, которую можно извлечь из океанского течения, определяется тем же соотношением, которое используется для оценки этой величины в ветроэнергетике:

$$P = \eta \cdot A \cdot \rho \frac{v^3}{2}. \quad (2.20)$$

Коэффициент преобразования энергии, зависящий от типа турбины, для выполнения приближенных расчетов можно принять равным 0,6 для свободно вращающегося рабочего колеса 0,75 для того же колеса в насадке.

Строительство крупных ветровых турбин (диаметром до 200 м) практически невозможно из-за ограничений, связанных с прочностью материалов и массовыми характеристиками подобных устройств. Для турбин, работающих в морской среде, массовые ограничения менее существенны из-за действия на элементы конструкций силы Архимеда. Повышенная плотность

воды позволяет, кроме того, уменьшить столь существенное для воздушных турбин воздействие вибраций, вызывающих усталостное разрушение материалов.

Важное достоинство океанских течений в качестве источников энергии по сравнению с ветровыми потоками – отсутствие резких изменений скорости (сравните с изменениями скорости при порывах ветра, при ураганах и т. п.). При достаточном заглублении в толщу воды турбины ОГЭС надежно защищены от волн и штормов на поверхности. Для эффективного использования течений в энергетике необходимо, чтобы они обладали определенными характеристиками. В частности, требуются достаточно высокие скорости потоков, устойчивость по скорости и направлению, удобная для строительства и обслуживания география дна и побережья. Удаленность от побережья влечет удорожание транспортировки энергии и обслуживания этих станций, как, впрочем, и любых других. Большие глубины требуют увеличения затрат на сооружение и обслуживание якорных систем, малые – создают помехи судоходству. Именно географические факторы не позволяют сейчас говорить о строительстве ОГЭС в открытом океане, где несут свои воды наиболее мощные течения. При средних и малых глубинах, особенно в местах образования приливных течений, важную роль играет топография дна.

В качестве недостатков преобразователей энергии океанских течений следует отметить необходимость создавать и обслуживать гигантские конструкции в морской воде, подверженность этих конструкций обрастанию и коррозии, трудности передачи энергии.

Без учета трудностей создания и обслуживания гигантских сооружений в толще океанских вод, необходимых для утилизации их кинетической энергии, они эффективнее, пожалуй, только преобразователей солнечной энергии в умеренных широтах, где с поверхности площадью 1 м^2 можно получить не более 100 Вт. С такой же площади в поперечном сечении океанского течения, имеющего скорость 1 м/с, можно получить около 600 Вт электрической мощности.

Только 0,02 % солнечной энергии, поступающей в Мировой океан, преобразуется в нем в кинетическую энергию течений, но и это достаточно внушительная величина: при мощности $5 \div 7 \text{ ТВт}$ (терра – 10^{12} Вт) она составляет примерно $60 \div 10^{12} \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$ (современное потребление энергии в мире составляет примерно $80 \div 10^{12} \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$). Приблизительно 20 % этой энергии идет на преодоление сил трения, а остальное расходуется на перенос водных масс из одних районов Мирового океана в другие.

Причины, вызывающие движение водных масс в океанах, различны. Здесь и действие сил, связанных с образованием градиентов давлений, и влияние ветров над океанской поверхностью, и приливы. В результате сложной связи этих факторов между собой, вращения Земли, взаимодействия

образующихся потоков с неровностями дна и берегами в океане возникают совершенно удивительные по своим свойствам течения, в которых энергия концентрируется настолько, что становится оправданной разработка технических решений этого направления энергетики. Энергетический потенциал океанских течений представлен на рисунке 2.15.

Внешний вид электростанций, использующих потенциал океанских течений, представлен на рисунке 2.16.

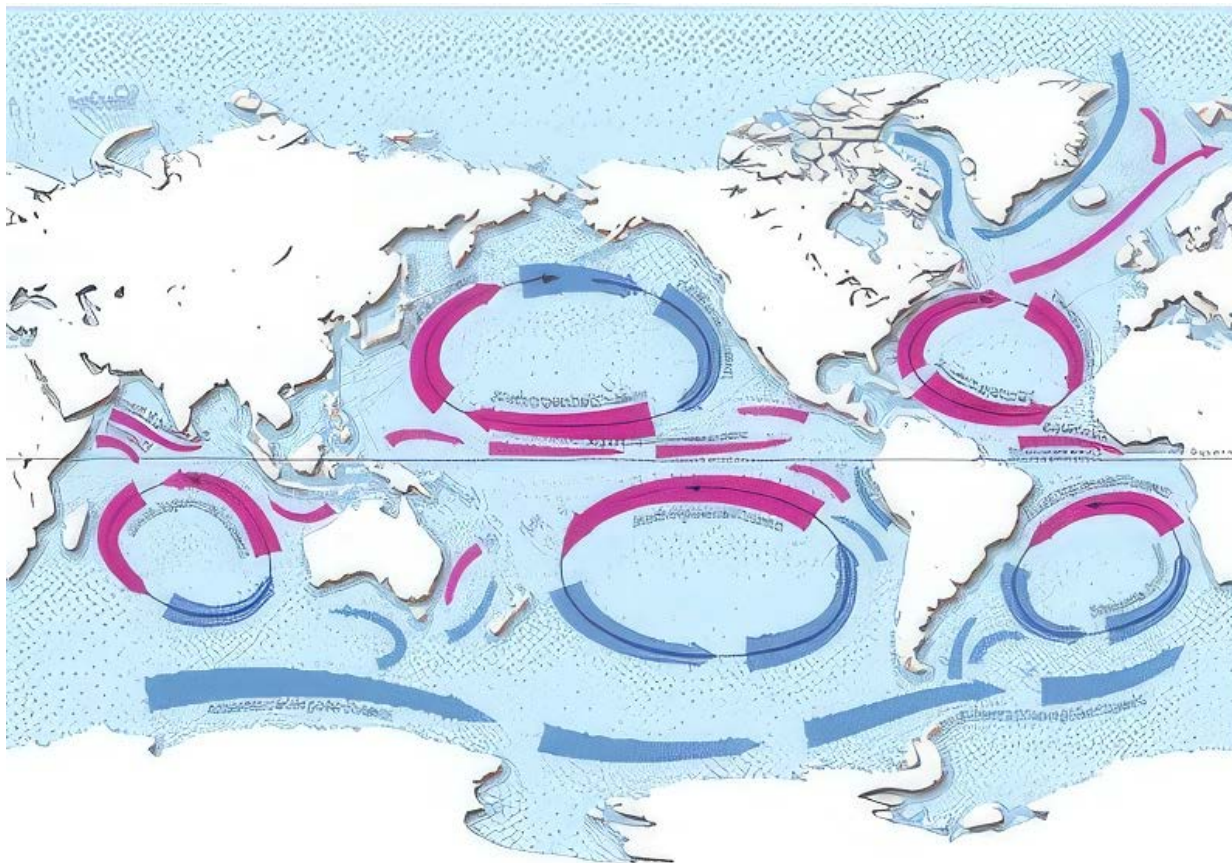


Рисунок 2.15 – Энергетический потенциал океанских течений

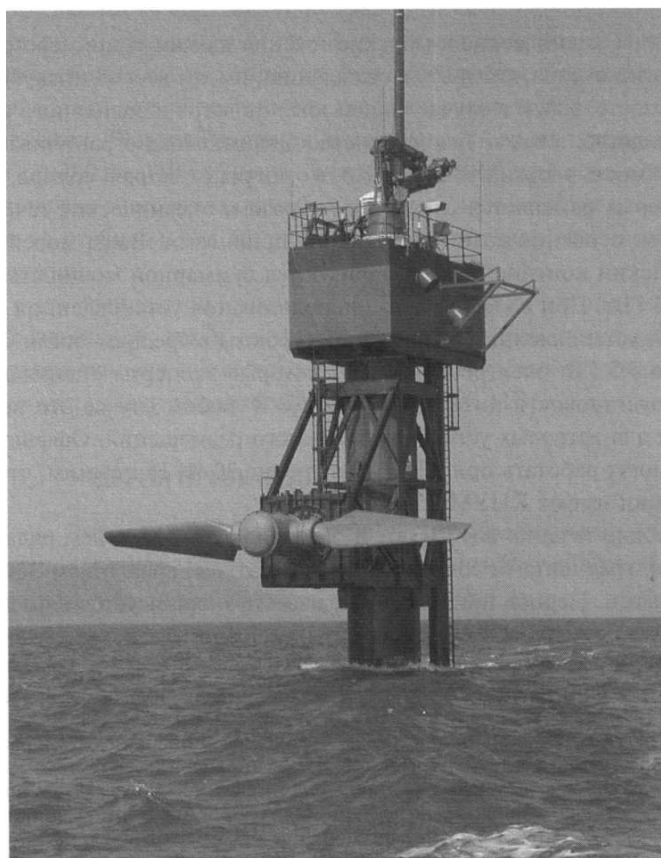


Рисунок 2.16 – Использование кинетической энергии течений.
Прототип приливной турбины, установленный вблизи побережья Англии (Девон). Турбина показана в процессе установки. *Источник: Marine Current Turbine, Ltd*

2.5. Энергия температурного градиента морской воды

Энергия температурного градиента морской воды – один из видов возобновляемой энергии, позволяющий получать электроэнергию, используя разницу температур на поверхности и глубине мирового океана.

Явление температурного градиента в Мировом океане возникает вследствие того, что солнечное излучение нагревает лишь верхние слои воды. В тропических морях верхний слой воды, толщина которого не превышает нескольких метров, нагревается до $25\div 30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура воды на глубине одного километра составляет около $5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такой температурный градиент создает огромные запасы тепловой энергии, равные $95\cdot 10^{12}\text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$.

Одним из самых мощных возобновляемых источников энергии в мире является процесс изменения температуры воды Мирового океана на разных глубинах. Работы по исследованию возможности энергетической генерации с использованием данного эффекта ведутся уже более 130 лет, однако первые работающие гидротермальные электростанции появились лишь в конце семидесятых.

Для того чтобы понять масштаб энергетического потенциала температурного градиента, нужно прибегнуть к простым расчетам. Каждый грамм нагретой воды у поверхности при разнице температур в $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ содержит примерно на 15 калорий больше энергии, чем глубинный слой.

В каждом кубометре воды – миллион граммов, таким образом, в этом объеме содержится $15\cdot 10^6$ калорий энергии или $60\cdot 10^6$ Дж. При высвобождении такого количества энергии за одну секунду ее генерируемая мощность составит 60 МВт. Если за секунду извлечь энергию одновременно из 20 кубометров воды, будет получено 1,2 ГВт, что сопоставимо с выработкой современной атомной электростанции. График изменения температуры воды по глубине представлен на рисунке 2.17.

Принцип работы турбины представлен на рисунке 2.18. В качестве рабочей среды в схеме используется водоаммиачная смесь. Рабочая жидкость ОТЭС закрытого типа *аммиак*, а это:

- жидкость с температурой кипения минус $33,4\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при повышении давления газообразный аммиак снова превращается в жидкость;
- при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ для этого давление надо повысить до 8,46 атм, но при $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ – значительно меньше;
- пары аммиака имеют низкий молекулярный вес;
- достаточно большой удельный объем и хорошие характеристики теплопередачи.

Все эти качества обеспечивают турбине вращение с большой скоростью, что очень важно.

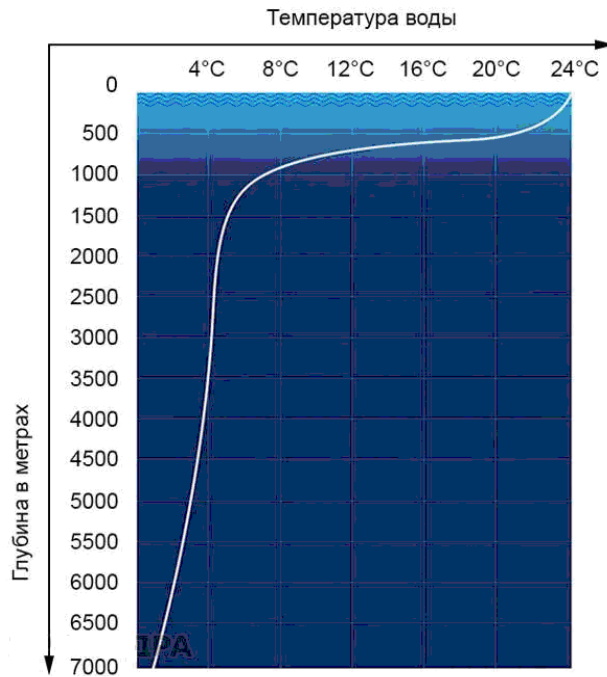


Рисунок 2.17 – График изменения температуры воды в океане в зависимости от глубины

Температура кипения аммиака составляет – 33,4 °С, таким образом, из испарителя 3 на турбину 2 идет водоаммиачная паровая смесь, которая вращает турбину, связанную с генератором 1, вырабатывающим электроэнергию.

Расчет КПД установки ОТЭС:

Приняв температуру нагревателя $T_1 = 273 + 25 = 298$ К, температуру холодильника $T_2 = 273 + 5 = 278$ К. Согласно формуле Карно, КПД будет равен:

$$\eta_k = (T_1 - T_2)/T_1 = (298 - 278)/298 = 0,067, \text{ или } 6,7 \%, \quad (2.21)$$

Из-за специфических особенностей преобразования энергии тепла в океане, теоретический КПД теплового цикла в этом случае следует оценивать по формуле:

$$\eta_0 = (T_1 - T_2)/(T_1 + T_2). \quad (2.22)$$

При малом значении разности температур $\Delta T = T_1 - T_2$ КПД океанской тепловой машины может быть вдвое меньше теоретического значения, вычисленного по формуле Карно (2.20), т. е.

$$\eta_0 = 1/2 \cdot \eta_k. \quad (2.23)$$

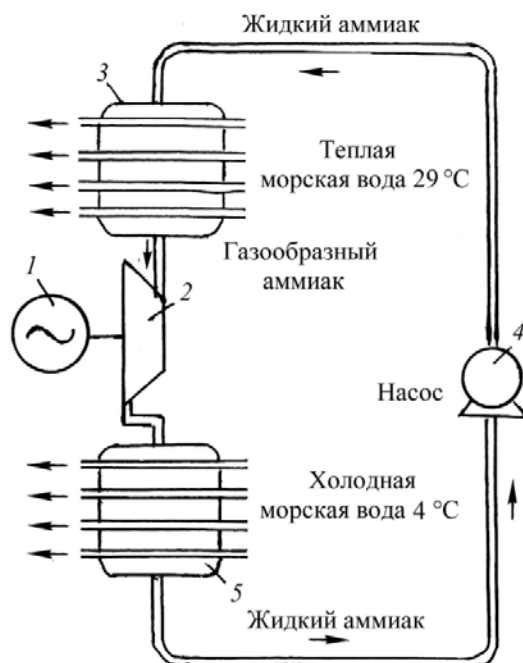


Рисунок 2.18 – Принцип работы турбины:

1 – электрогенератор; 2 – турбина; 3 – испаритель; 4 – насос; 5 – конденсатор

Установка *мини-ОТЭС*: полная мощность – в среднем 48,7 кВт, максимальная – 53 кВт.

Во внешнюю сеть на полезную нагрузку установка отдавала 12 кВт (максимум 15 кВт). На внутреннее потребление: работают три насоса: один – для подачи теплой воды из океана, второй — для подкачки холодной воды с глубины около 700 м, третий – для перекачки вторичной рабочей жидкости внутри самой системы, т. е. из конденсатора в испаритель. В качестве вторичной рабочей жидкости применяется аммиак.

ОТЭС-1:

- мощность достигает 1 МВт, т. е. в 20 раз больше, чем у мини-ОТЭС;
- в качестве вторичного рабочего тела в ОТЭС-1 также применяется аммиак;
- нагреватель аммиака состоит из 6304 титановых трубок диаметром 2 см;
- общая длина трубок в двух теплообменниках (испарителе и конденсаторе) составляет 140 км.

На рисунках 2.19 и 2.20 показаны электростанции, использующие разность температур на поверхности и в глубине мирового океана.

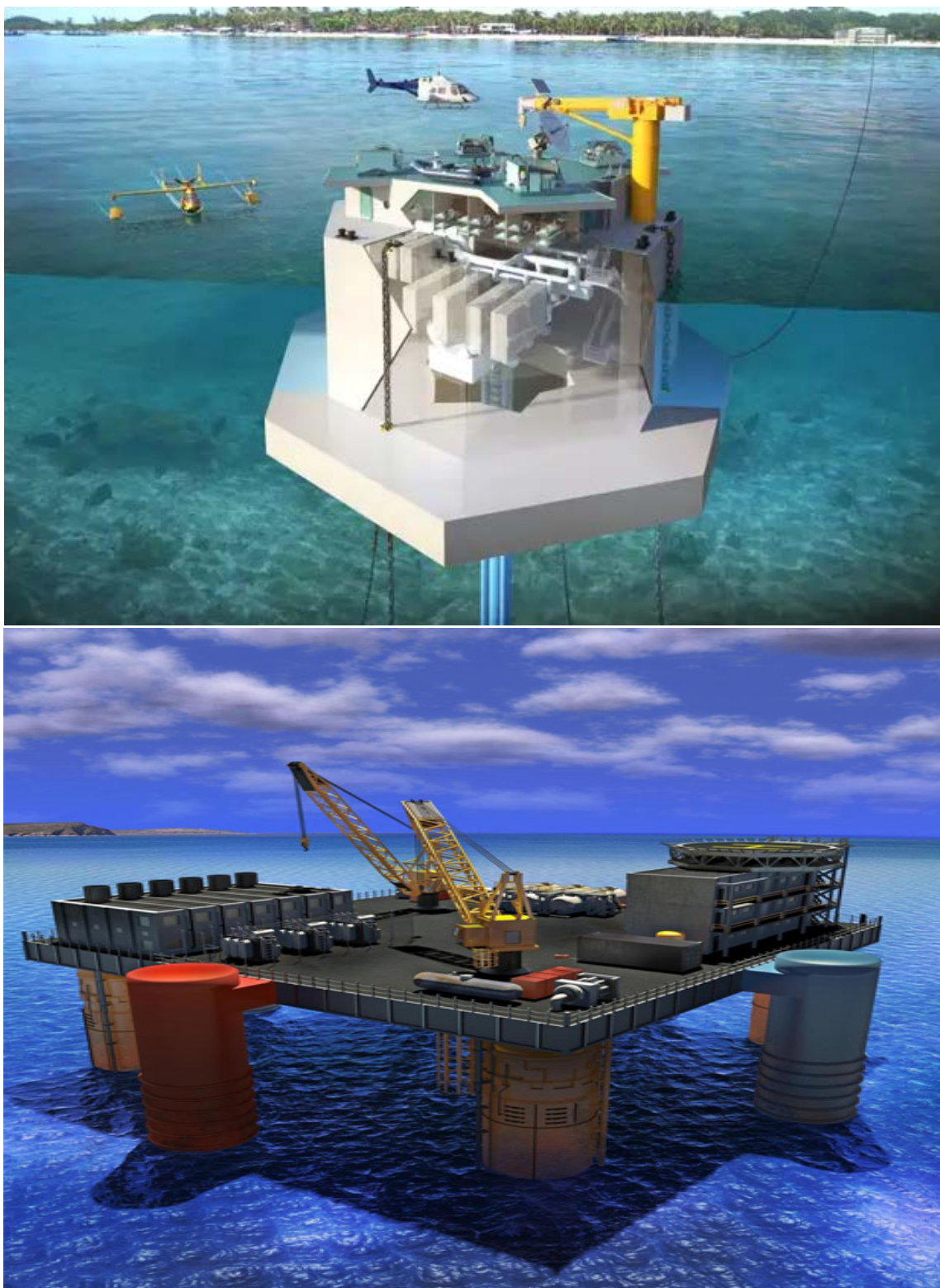


Рисунок 2.19 – Электростанции, использующие разность температур на поверхности и в глубине мирового океана

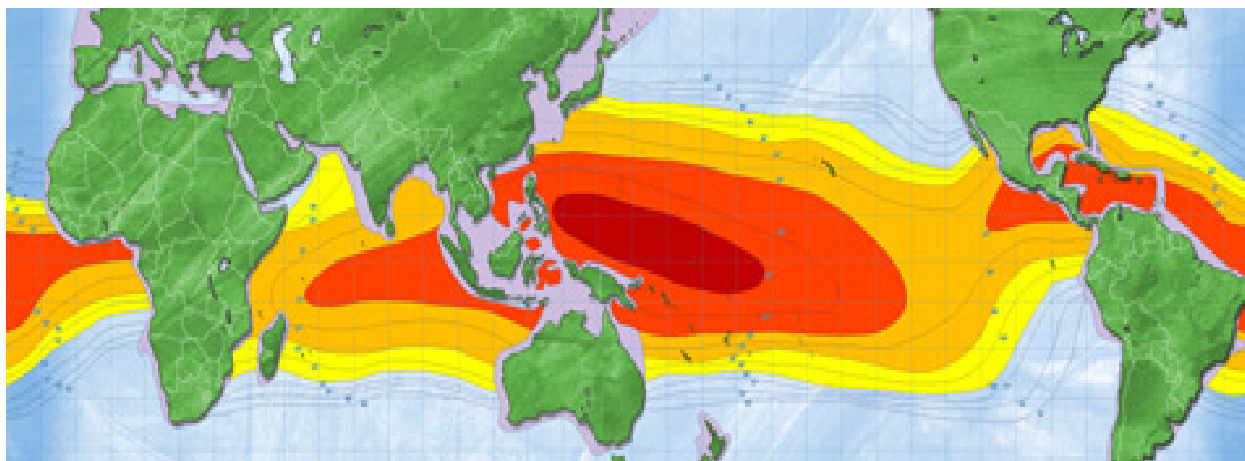


Рисунок 2.21 – Районы, где имеет смысл ставить ОТЭС:
 разница температур на глубине 1 км – голубой – менее 18°; желтый – 18–20°;
 оранжевый – 20–22°; красный – 22–24°; темно-красный – более 24°. Фиолетовым отмечены
 участки, где глубина не достигает километра. Чем выше разница температур, тем
 эффективнее установка

2.6. Практические задачи к разделу 2

Задача 1. Определить период движения волны T , скорость частицы жидкости в гребне волны v , фазовую скорость распространения волн c , создаваемых на поверхности океана, если $a = 2,5$ м, $\omega = 1,5$ рад.

Задача 2. Определить мощность, переносимую волнами, если учесть исходные данные и результаты расчетов в задаче 1.

Задача 3. Зная из справочников массу Луны (m , кг), расстояние от центра Земли (r), расстояние от Земли до Луны (R) и зенитное расстояние Луны (z), определить вертикальную составляющую приливной силы F_v .

Задача 4. Определить плотность мощности потока воды, Вт/м², если известны плотность морской воды – $\rho = 1,023$ кг/м³, скорость приливного течения – $V = 3$ м/с.

Задача 5. Определить электрическую мощность, снимаемая с 1 м² площади поперечного сечения потока (с учетом 40 %-ной эффективности преобразования энергии потока в электрическую), если плотность морской воды – $\rho = 1,023$ кг/м³, а скорость приливного течения – $V = 4$ м/с.

Задача 6. Найти потенциально максимальную энергию от прилива, если известны: плотность морской воды – $\rho = 1,023 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; постоянная площадь – $A = 1000$ м², остающаяся покрытой водой при малой воде; $R = 10$ м – высота прилива.

Задача 7. Рассчитать КПД установки ОТЭС, приняв температуру нагревателя $T_1 = 273 + 28 = 301$ К, температуру холодильника $T_2 = 273 + 3 = 276$ К.

Задача 8. Рассчитать КПД установки ОТЭС, при малом значении разности температур, приняв температуру нагревателя $T_1 = 273 + 18 = 291$ К, температуру холодильника $T_2 = 273 + 5 = 282$ К.

2.7. Контрольные вопросы к разделу 2

1. Дайте определение энергии океанов.
2. Какие составляющие входят в баланс тепла океана, передаваемые в атмосферу?
3. Чему пропорциональна энергия морских и океанских волн?
4. Какие основные характерные особенности имеют поверхностные волны на глубокой воде?
5. Дайте определение волновой электростанции.
6. Какие серьезные недостатки оказались для «уток Солтера»?
7. В чем состоят преимущества и трудности подводных устройств преобразователей волн?
8. На какие типы делятся все приливные силы?
9. Приведите классификацию приливных ЭС.
10. Какие достоинства и недостатки имеют приливные ЭС?
11. Чему равна потенциально максимальная энергия от прилива?
12. Какой принцип работы ортогональных турбин ПЭС?
13. Какие достоинства и недостатки преобразователей океанских течений?
14. Чему равен коэффициент преобразования энергии, зависящий от типа турбины, для выполнения приближенных расчетов?
15. В чем состоят причины, вызывающие движение водных масс в океанах?
16. Что является одним из самых мощных возобновляемых источников энергии в мире?
17. В чем проявляется эффект температурного градиента в Мировом океане?
18. Почему простые расчеты показывают высокую энергоэффективность потенциала температурного градиента океанской воды?
19. В чем особенности установки «мини-ОТЭС»?
20. Достигнутые результаты электростанции ОТЭС-1?

3. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

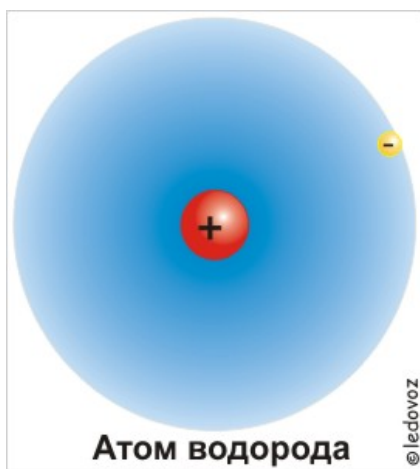
3.1. Водород – будущее мировой энергетики

Дальнейшее интенсивное развитие современной энергетики и транспорта ведет человечество к крупномасштабному энергетическому и экологическому кризису.

Стремительное сокращение запасов ископаемого топлива принуждает развитые страны принимать серьезные усилия по поиску альтернативных возобновляемых экологически чистых источников энергии.

Поэтому в последние годы наметился инновационный поворот к использованию более эффективного энергоресурса – водорода.

Понятие «водородная энергетика» появилось в литературе приблизительно в 80-х годах прошлого столетия в период так называемого энергетического кризиса. В это время широким слоям населения развитых стран мира стало ясно то, о чем и ранее говорили специалисты – запасы органического топлива, и прежде всего дешевого топлива, на Земле ограничены, а темпы их расходования столь велики, что пора задуматься об альтернативных системах энергообеспечения человечества.



Ядерная энергия деления, а впоследствии, возможно, и синтеза уже в то время рассматривалась как практически неисчерпаемый первичный источник энергии, способный в сочетании с возобновляемыми источниками энергии полностью обеспечить людей энергией на обозримое будущее. Однако для того, чтобы быть использованной во всех возможных областях потребления, ядерная энергия нуждается в посреднике – энергоносителе, который мог бы донести энергию в то место, где она нужна, и в той

виде, в котором может использовать ее потребитель.

Современная система энергоснабжения в промышленности, сельском хозяйстве и бытовом секторе включает электроснабжение, теплоснабжение (централизованное и децентрализованное), газоснабжение (от магистральных газопроводов или баллонное), снабжение жидким моторным и энергетическим топливом и снабжение твердым топливом – углем, сланцем, торфом, дровами. Если первые две статьи энергоснабжения уже сегодня в той или иной мере покрываются или могут быть покрыты за счет ядерной энергии, то остальные статьи расхода энергии жестко привязаны к конкретным энергоносителям, представляющим собой естественное углеводородное сырье или продукты его

переработки. Водород или искусственные топлива на его основе в системе водородной энергетики призваны заменить эти энергоносители.

Также нельзя забывать о том, что развитие атомной энергетики и строительство новых атомных электростанций поставлено под сомнение вследствие серьезных аварий на Чернобыльской и Фукусимской АЭС. Поэтому в дальнейшем строить АЭС будут в удаленных, малозаселенных районах, где они могут быть использованы только для выработки электроэнергии, которая в дальнейшем будет направлена потребителю или на гидролиз для получения водорода.

Концепция водородной энергетики в наиболее «чистом» виде предполагает получение водорода на крупных предприятиях путем разложения воды с затратой ядерной энергии, транспорт водорода к центрам его потребления и распределение с последующим использованием его в качестве топлива во всех тех случаях, где сегодня используются газ, жидкое или твердое топливо. Наиболее горячие приверженцы водородной энергетики предполагают даже использовать водород у потребителей для производства электроэнергии в топливных элементах и тем самым отказаться от централизованных систем электроснабжения.

В пользу водорода как универсального энергоносителя говорят многие обстоятельства (рисунок 3.1):

1. Сырьем для получения водорода может быть вода, а для получения искусственных углеводородов – еще и уголь, углекислый газ или природные карбонаты, т. е. запасы сырья практически не ограничены.

2. При сжигании водорода или искусственных топлив, полученных на его основе, образуется значительно меньше вредных веществ и требуются значительно меньшие затраты на мероприятия по охране окружающей среды, чем при сжигании природных жидких и газообразных топлив, в особенности сернистых.

3. Полученные топлива сравнительно легко транспортировать, хранить и аккумулировать.

4. Водород и искусственные топлива на его основе (например, метанол) могут использоваться в существующих автомобильных и авиационных двигателях при их относительно небольших переделках.

5. Водород широко используется в современной химии, нефтехимии, а в меньших масштабах – в металлургии, при металлообработке, в пищевой и других отраслях промышленности, и потребность в нем непрерывно возрастает.

Наряду с этим водород имеет и ряд недостатков. Он в 8 раз легче природного газа, а его объемная теплота сгорания меньше, чем у метана в 3,3 раза. Водород более взрывоопасен, он образует с воздухом взрывоопасные смеси в значительно большем диапазоне концентрации, чем природный газ. Его

температура ожижения при атмосферном давлении (20 К) существенно ниже, чем у природного газа (у метана – 108 К).

Эти обстоятельства привели к тому, что по мере развития идей водородной энергетики стали говорить не только о водороде, но и о возможных синтетических энергоносителях на его основе, свободных от его недостатков.

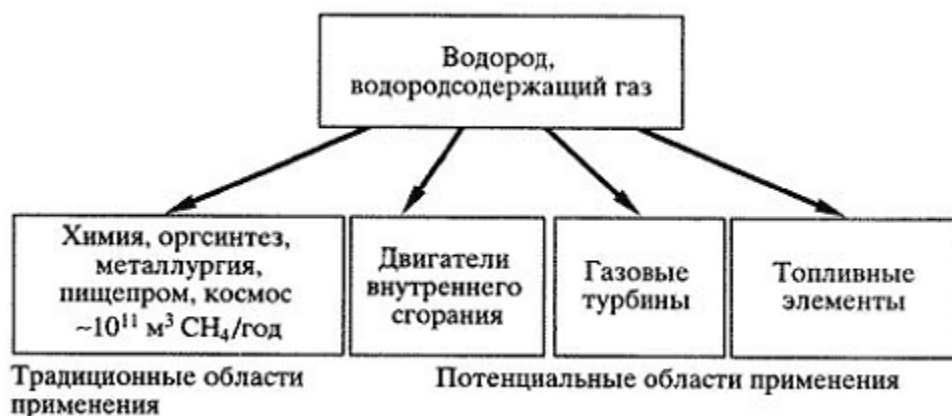


Рисунок 3.1 – Области применения водорода и водородсодержащего газа

Как уже отмечалось, в перспективе проблемы водородной энергетики связываются с получением водорода из воды за счет затрат ядерной энергии. Разложение воды на водород и кислород требует значительного количества энергии, которая может быть сообщена в различных формах.

При использовании в качестве первичного источника ядерной энергии разложение воды можно осуществить путем радиолиза, воздействуя на молекулу воды тем или иным корпускулярным или электромагнитным излучением, непосредственно сопутствующим ядерной реакции. Этот путь на сегодня представляется мало экономичным и, по-видимому, окажется лишь вспомогательным.

Можно использовать для разложения воды и преобразованную энергию – электрическую в процессах электролиза или плазмохимических и тепловую в термохимических процессах.

Преобразование ядерной энергии деления в электрическую – это сегодня хорошо освоенный процесс. Электроэнергия, производимая на АЭС, успешно конкурирует с электроэнергией, полученной на тепловых электростанциях, использующих органическое топливо. Однако ясно, что стоимость водорода, полученного этим путем, окажется сегодня выше, чем стоимость органического топлива, что ставит под сомнение целесообразность использования такого водорода для сжигания как заменителя органического топлива.

С другой стороны, в перспективе водород, получаемый электролизом, может оказаться дешевле, чем водород, получаемый из природных органических топлив, в связи с ростом цен на природные топлива.

Положение может оказаться еще более благополучным, если на производство водорода направлять излишки электроэнергии, которые остаются после пиковых режимов.

Что касается термохимических процессов разложения воды с использованием ядерных источников тепла, то они, во всяком случае для рассматриваемых сегодня реакций, требуют температур не ниже 1000 К. Для этого подойдет высокотемпературный ядерный реактор, охлаждающийся химически инертным газом – гелием. Например, ядерный реактор МГР-Т, разработанный в ОКБМ Африкантова.

Интересной представляется возможность получения водорода из воды при использовании в качестве первичного источника энергии богатых запасов угля. Однако уголь непосредственно могут использовать далеко не все потребители. Метод разложения воды с помощью угля по существу является термохимическим. За счет добавления к реагирующей системе некоторого количества кислорода можно создать такие условия автотермической реакции, когда продуктом окажется практически чистый синтез-газ – смесь водорода и окиси углерода. Последняя может быть также превращена в водород за счет слабо экзотермической реакции с водяным паром, протекающей при невысоких температурах. Процессы получения синтез-газа с помощью угля сегодня отработаны в промышленном масштабе, но применительно к задачам водородной энергетики их экономика пока неудовлетворительна.

Наконец, в качестве первичного источника энергии для получения водорода из воды часто называют солнечную энергию. В качестве промежуточной формы чаще всего называют электрическую энергию, хотя возможно и прямое разложение воды с помощью фотолиза. Сочетание солнечной энергии с получением водорода представляется достаточно заманчивым в связи с тем, что водород при этом может служить аккумулятором энергии, сглаживающим неравномерность поступления солнечной радиации. Такие схемы, в частности, представляют интерес для сравнительно мелких автономных потребителей, когда солнечно-водородный комплекс может полностью удовлетворить разнообразные потребности в энергии и энергоносителе. К сожалению, и здесь экономика является пока причиной, сдерживающей практическое внедрение подобных комплексов.

Вообще возможность получения достаточно дешевого водорода – ключевой вопрос для развития водородной энергетики. Поэтому технико-экономический анализ тех или иных конкретных процессов получения водорода должен предшествовать принятию решения о его внедрении. Конечно, в первую очередь в этом случае следует сопоставить приведенные

затраты на получение водорода с приведенными затратами на получение замещаемого им энергоносителя. Однако в некоторых случаях одного этого сопоставления недостаточно, т. к. водород не тождествен замещаемому энергоносителю и его применение может дать дополнительные преимущества, которые также должны быть дополнительно оценены. Так, например, применение водорода в качестве авиационного топлива вместо керосина позволяет при той же взлетной массе самолета повысить дальность его полета или при той же дальности увеличить полезную нагрузку. Для ряда приложений существенно также, что водородный самолет может летать с большими сверхзвуковыми скоростями. Поэтому, несмотря на то, что при сегодняшней конъюнктуре водород практически во всех случаях оказывается дороже замещаемых им энергоносителей, уже сейчас есть области применения, где целесообразно начинать его использовать.

В настоящее время во многих отраслях химической промышленности и нефтепереработке, потребляющих природные жидкие и газообразные топлива, в цикле производства конечных продуктов (аммиака, метанола и др.) в качестве промежуточного реагента используется водород, получаемый из природных топлив. В перспективе для энергообеспечения этих отраслей могут быть использованы ядерная энергия и уголь, а водород может быть получен из воды в электрохимических, термохимических, плазмохимических и других процессах. Применение таких энерготехнологических схем позволяет вытеснить природные органические топлива из энергоемких производств. В этом случае стоимость самого водорода как промежуточного продукта не имеет столь определяющего значения, и целесообразность реализации таких схем производства определяется изменением затрат на конечную продукцию при замещении органических энергоресурсов ядерной энергией и углем. Поскольку дешевые органические энергоресурсы ограничены и в перспективе природный газ и нефть будут дорожать быстрее, чем ядерное топливо и уголь, следует ожидать, что создание таких крупномасштабных химических производств будет экономически оправданным в достаточно близкой перспективе.

Принимая во внимание, что для становления всякой новой технологии необходимы десятилетия, развертывания исследовательских работ во всех областях водородной энергетики представляется необходимым уже сейчас. Именно это обстоятельство, а также то, что проблемы водородной энергетики затрагивают интересы специалистов самых разных областей науки и техники.

Наибольшее внимание уделено проблеме получения водорода. Поскольку, как уже говорилось, в основе водородной энергетики лежит получение водорода путем разложения воды, собственно анализу существующих методов предпослано общее термодинамическое рассмотрение этого процесса. Такой подход позволяет подвести под, казалось бы, различные методы единую теоретическую базу.

Сегодня практически весь водород, потребляемый промышленностью, производят путем конверсии природного газа или путем переработки другого углеводородного сырья. В чистом виде этот путь лежит в стороне от основных задач водородной энергетики, поскольку он не ведет к экономии углеводородного сырья. Однако если теплоту, необходимую для конверсии или пиролиза, вводить не за счет сжигания части того же сырья, как это делается теперь, а за счет ядерной энергии или за счет сжигания угля, то такая технология также приведет к желаемой экономии углеводородного сырья.

Еще несколько лет назад в качестве наиболее эффективного метода разложения рассматривался термохимический метод, основанный на так называемых термохимических циклах. В таких циклах основная реакция разложения воды осуществляется в несколько стадий (2–3 и более) с привлечением дополнительных реагентов, которые теоретически в конце цикла должны полностью возвращаться в исходное состояние. Этим способом удастся термическую реакцию разложения воды осуществить при умеренных температурах, достижимых для высокотемпературных ядерных реакторов. Этот термохимический путь менее экономичный, чем у электролиза, но более высокий КПД, чем электролиз лишь в той мере, в какой начальная температура термохимического цикла выше начальной температуры цикла электростанции. Кроме того, выяснились многие трудности на пути реализации термохимических циклов, связанные с особенностями промежуточных реагентов.

Учитывая преимущества и недостатки термо- и электрохимических методов разложения воды, были предложены комбинированные циклы, реализация которых представляется наиболее простой. По-видимому, по этому пути будут осуществлены первые эффективные промышленные установки получения водорода из воды.

В последнее время предложен еще один перспективный комбинированный (электро- и термохимический) путь получения водорода из воды, в основе которого лежит неравновесное разложение CO_2 на CO и O_2 при низких температурах в условиях СВЧ-разряда. Собственно, разложение воды осуществляется термохимически за счет хорошо известной реакции сдвига $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$.

Получение водорода с помощью угля объединяет проблемы водородной энергетики с проблемами получения из угля синтетических, в том числе моторных топлив. В основе получения водорода с помощью угля лежит его газификация с использованием в качестве окислителей водяного пара, кислорода и углекислоты. При этом получается уже упомянутый выше синтез-газ, из которого путем осуществления реакции сдвига можно получить практически чистый водород. Эти процессы газификации сегодня широко применяются в промышленности, хотя целевым продуктом обычно является не

водород, а синтез-газ, используемый как чистое, в частности бытовое топливо. Но поскольку, как уже отмечалось, реакция сдвига хорошо освоена промышленностью, можно достаточно надежно подсчитать стоимость водорода, получаемого с помощью угля. При этом расчеты показывают, что водород, получаемый за счет газификации дешевого угля Канско-Ачинского бассейна, окажется ненамного дороже, чем водород, традиционно получаемый из природного газа.

Наряду с производством важнейшим аспектом проблемы является хранение и транспорт водорода.

Принципы хранения и транспорта газообразного и жидкого водорода во многом сходны с таковыми для других газов, в частности, для природного газа. Однако есть и отличия, связанные с уже отмечавшимися особенностями физико-химических свойств водорода. В результате как хранение, так и транспорт водорода оказываются технически более сложными и, следовательно, более дорогостоящими. Следует отметить, что опыт обращения с большими количествами и потоками водорода пока невелик, и по мере совершенствования техники упомянутые трудности, по-видимому, будут отпадать.

Применительно к водороду существует еще один тип хранения, особенно привлекательный для транспортных установок. Речь идет о хранении водорода в виде гидридов некоторых интерметаллических соединений, способных на каждую молекулу соединения связывать несколько атомов водорода. В результате плотность водорода в единице объема такого гидрида в ряде случаев превышает плотность жидкого водорода. На пути практического применения гидридного хранения водорода есть еще много нерешенных задач, однако этот путь, представляется достаточно перспективным.

В последнее время предложены новые методы хранения водорода – в инкапсулированном и химически связанном состояниях (жидкие гидриды). Их технические и экономические преимущества и недостатки еще не выявлены полностью – эти методы только начали изучаться, однако первые обнадеживающие результаты уже имеются.

Наконец, говоря о водородной энергетике, следует сказать о том, как и для чего применяется водород сейчас и будет применяться в перспективе. Сегодня мировое производство водорода превышает 50 млн т в год. Из них 70 % используется в химической промышленности для производства аммиака, метанола, капролактама и других продуктов, около 25 % – в процессах нефтепереработки и нефтехимии и 5÷6 % – в металлургии, пищевой и других отраслях промышленности.

Если предположить, что структура потребления останется прежней, то прогнозируется рост производства водорода до 80÷100 млн т и более.

Однако в этой структуре потребления и в этом прогнозе нет новых статей, которые связаны с описанными выше концепциями водородной энергетики. Вопрос состоит в том, в какой мере и в какие сроки они будут реализовываться. По-видимому, новые области применения водорода будут, прежде всего, связаны с энерготехнологическими комплексами – энергохимическими, энергометаллургическими и т.п. Расчеты показывают, что уже при сегодняшней конъюнктуре ядерно-технологические водородные комплексы экономически более выгодны, чем традиционные. При этой экономический эффект оказывается наибольшим, если одновременно решаются как энергетические, так и технологические задачи. Перспективы таких комплексов во многом определяются успехом в освоении высокотемпературных ядерных реакторов, которые сегодня интенсивно разрабатываются. Но и комплексы, в которых водород получается электролизом в часы провала электрической нагрузки, оказываются экономически оправданными. Такой комплекс позволяет иметь в энергосистеме только обычные АЭС, работающие на базовую нагрузку, а переменность графика потребления электроэнергии удовлетворять, направляя избыточную электроэнергию на электролиз воды. При этом для непрерывной работы технологической части комплекса, использующей электролитический водород, должно предусматриваться промежуточное хранилище водорода достаточной вместимости.

Наряду с энерготехнологическими комплексами новой областью применения водорода или производных на его основе являются транспортные установки. Уже сегодня находятся в опытной эксплуатации десятки автомобилей разных типов, использующих в качестве топлива водород или работающих на смесях водорода с обычными топливами. При этом решаются как вопросы собственно водородного двигателя, так и вопросы хранения водорода на автомобиле.

Определенный научный и технологический задел имеется в использовании водорода в авиации. В частности, фирма «Локхид» (США) еще на I Международной конференции по водородной энергетике докладывала об экспериментах с использованием водорода в самолетных двигателях.

Таким образом, уже сегодня проводятся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, сооружаются установки и устройства, изучаются, отрабатываются и осваиваются различные процессы, характерные для водородной энергетики и энерготехнологии.

3.2. Физико-химические свойства водорода

Водород от (лат. Hydrogenium; обозначается символом Н) – первый элемент периодической системы элементов. Широко распространен в природе. Катион (и ядро) самого распространенного изотопа водорода ^1H – протон.

Свойства ядра ^1H позволяют широко использовать ЯМР-спектроскопию в анализе органических веществ.

Три изотопа водорода имеют собственные названия: ^1H – протий (H), ^2H – дейтерий (D) и ^3H – тритий (радиоактивен) (T).

Простое вещество водород – H_2 – легкий бесцветный газ. В смеси с воздухом или кислородом горюч и взрывоопасен, нетоксичен. Растворим в этаноле и ряде металлов: железе, никеле, палладии, платине.

История. Выделение горючего газа при взаимодействии кислот и металлов наблюдали в XVI и XVII веках на заре становления химии как науки. Прямо указывал на выделение его и Михаил Васильевич Ломоносов. Английский физик и химик Генри Кавендиш в 1766 г. исследовал этот газ и назвал его «горючим воздухом». При сжигании «горючий воздух» давал воду. Французский химик Антуан Лавуазье совместно с инженером Ж. Менье, используя специальные газометры, в 1783 г. осуществил синтез воды, а затем и ее анализ, разложив водяной пар раскаленным железом. Таким образом, он установил, что «горючий воздух» входит в состав воды и может быть из нее получен.

Происхождение названия. Лавуазье дал водороду название *hydrogène* – «рождающий воду». Русское наименование «водород» предложил химик М. Ф. Соловьев в 1824 г. – по аналогии с ломоносовским «кислородом».

Распространенность во Вселенной. Водород – самый распространенный элемент во Вселенной. На его долю приходится около 92 % всех атомов (8 % составляют атомы гелия, доля всех остальных вместе взятых элементов – менее 0,1 %). Таким образом, водород – основная составная часть звезд и межзвездного газа. В условиях звездных температур (например, температура поверхности Солнца $\sim 6000^\circ\text{C}$) водород существует в виде плазмы, в межзвездном пространстве этот элемент существует в виде отдельных молекул, атомов и ионов и может образовывать молекулярные облака, значительно различающиеся по размерам, плотности и температуре.

Земная кора и живые организмы. Массовая доля водорода в земной коре составляет 1 % – это десятый по распространенности элемент. Однако его роль в природе определяется не массой, а числом атомов, доля которых среди остальных элементов составляет 17 % (второе место после кислорода, доля атомов которого равна $\sim 52\%$). Поэтому значение водорода в химических процессах, происходящих на Земле, почти так же велико, как и кислорода. В отличие от кислорода, существующего на Земле и в связанном, и в свободном состояниях, практически весь водород на Земле находится в виде соединений; лишь в очень незначительном количестве водород в виде простого вещества содержится в атмосфере (0,00005 % по объему).

Водород входит в состав практически всех органических веществ и присутствует во всех живых клетках. В живых клетках по числу атомов на водород приходится почти 50 %.

Физико-химические свойства водорода. Водород очень широко распространен в природе, он входит в состав многих органических и неорганических соединений (соединений водорода известно больше, чем какого-либо другого элемента) и встречается в свободном, несвязанном состоянии. В свободном состоянии при нормальных условиях водород является газом, не обладающим ни цветом, ни запахом, ни вкусом. В газообразной форме это самый легкий газ, в жидком (при $T < 33\text{ K}$) и твердом (при $T < 13$) состояниях – самые легкие жидкость и кристалл. Энергия связи для молекулы H_2 составляет 429 кДж моль^{-1} , межъядерное расстояние – $7,4 \cdot 10^{-11}\text{ м}$. Для молекулярного иона водорода H_2^+ энергия связи составляет 255 кДж моль^{-1} , межъядерное расстояние $1,06 \cdot 10^{-10}\text{ м}$. Энергия ионизации атома водорода равна $1312\text{ кДж моль}^{-1}$, сродство к электрону 71 кДж моль^{-1} . Молекулярный водород может существовать в шести изотопных модификациях: H_2 , HD , D_2 , DT , HT , T_2 . Последние 3 молекулы нестабильны.

Молекулярный водород, как и его изотопы тритий и дейтерий, в зависимости от относительной ориентации ядерных спинов атомов существует в двух модификациях: *параводород* (pH_2), который имеет антипараллельную ориентацию ядерных спинов и четные ротационные квантовые числа и *ортоводород* (oH_2), имеющий параллельные ядерные спины и нечетные ротационные квантовые числа.

Спонтанное превращение одной модификации в другую происходит настолько медленно, что эти модификации можно рассматривать как вещества, различающиеся термическими и другими физическими свойствами в широкой области параметров состояния. Заметные различия в свойствах этих газов наблюдаются при низких температурах ($T \leq 200\text{ K}$) и относительно невысоких давлениях ($P \leq 20\text{ МПа}$). В жидкой фазе $o - p$ конверсия H_2 может происходить с заметной скоростью, особенно при наличии катализатора, и сопровождается выделением теплоты. Равновесный орто-пара состав водорода зависит от температуры. При относительно высоких температурах ($T > 700\text{ K}$) состав практически постоянен и составляет 75 % oH_2 и 25 % pH_2 . Водород такого состава называют нормальным водородом. При температуре вблизи нормальной точки кипения $T = 20,4\text{ K}$ равновесный состав соответствует 99,8 % pH_2 . Водород такого состава в литературе иногда называют равновесным (eH_2). Физико-химические свойства водорода в газообразном и жидком состояниях изучались довольно подробно в различных лабораториях мира, и в настоящее время существует ряд подробных обзоров, обобщающих эти исследования.

Как энергоноситель и топливо молекулярный водород обладает рядом уникальных характеристик:

- наивысшей теплотой сгорания на единицу массы (по низшей теплоте сгорания 1 тонна H_2 эквивалентна в пересчете на условное топливо 4,1 тонн, а $1\text{ м}^3 H_2$ – $3,6 \cdot 10^{-6}$ тонн);
- широким диапазоном воспламенения;
- высокой температурой сгорания;
- скорость распространения ламинарного пламени для водорода в 10 раз выше, а минимальная энергия, необходимая для индуцирования воспламенения, в 16 раз меньше, чем для метана;
- важным достоинством водорода как топлива является отсутствие в продуктах сгорания окиси углерода и радикалов CH_x .

Характеристики водорода как топлива приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики водорода как топлива

Характеристика	Значение
Высшая удельная теплота сгорания, МДж/кг	142
Низшая удельная теплота сгорания, МДж/кг	120
Высшая объемная теплота сгорания, МДж/м ³	12,8
Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м ³	10,8
Пределы воспламенения в воздухе, объемное содержание, %	4-75
Стехиометрическое отношение воздух-топливо по массе (состав воздуха: 21 % O_2 ; 78% N_2 ; 1 % Ar)	34,5
Пределы воспламенения в кислороде, объемное содержание, %	4-95
Диапазон детонации в воздухе, объемное содержание, %	18-60
Диапазон детонации в кислороде, объемное содержание, %	15-90
Скорость распространения ламинарного пламени, см·с ⁻¹	310
Температура ламинарного пламени в воздухе при стехиометрическом составе, К	2300
Температура самовоспламенения стехиометрической смеси в воздухе, К	850
Минимальная энергия, инициирующая воспламенение в стехиометрической смеси в воздухе при нормальных условиях, МДж	0,018
Минимальное расстояние гашения пламени, см	0,05

Как химический реагент водород является активным восстановителем и в этом качестве широко используется в химии, металлургии, металлообработке и других отраслях народного хозяйства. Он активно взаимодействует с металлами и другими веществами, образуя широкий спектр гидридов с разнообразными свойствами. Взаимодействуя с конструкционными материалами, водород, в особенности при высоких давлениях и экстремальных температурах, легко диффундирует в объем многих металлов, вызывая водородную хрупкость материалов. Физикохимия взаимодействия водорода с металлами и исследования свойств систем водород-металл бурно развиваются в

последнее время. Физико-химические свойства водорода представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства водорода

№ п/п	Параметры водорода	Значение
1	Молекулярная масса, г/моль	2,016
2	Объем одного моля при нормальных условиях, л	22,43
3	Температура (при $P = 101.325$ кПа), °C: кипения плавления	-252,8 -259,19
4	Критические константы: температура °C давление, МПа объем, м ³ плотность, кг/м ³	-239,9 13 $64,3 \cdot 10^{-6}$ 31
5	Плотность: при нормальных условиях, кг/м ³ при температуре кипения, кг/м ³	0,0899 $0,0709 \cdot 10^3$
6	Удельная теплота плавления (при 101,325 кПа), Дж/кг	58500
7	Удельная теплота парообразования (при 101,325 кПа), Дж/кг	470000
8	Давление насыщенного пара, Па: -263,6 °C -261,4 °C -258,1 °C	133,3 1333 13330
9	Удельная теплоемкость (0-200 °C, 101,325 кПа): при постоянном давлении, кДж/кг·K при постоянном объеме, кДж/кг·K отношение теплоемкостей	14,23 28,76 1,41
10	Теплопроводность при нормальных условиях, Вт/м·K	0,175
11	Коэффициент диффузии в воздухе при давлении 0,1 МПа и 0 °C, м ² /с	$0,0634 \cdot 10^{-4}$
12	Коэффициент динамической вязкости при нормальных условиях, Па·с	0,0000084
13	Диэлектрическая проницаемость при 25 °C	1,000252
14	Растворимость в воде (при 101,325 кПа), мл/г: 0 °C 25 °C 100 °C	0,0215 0,0175 0,016

Геохимия водорода. На Земле содержание водорода понижено по сравнению с Солнцем, планетами-гигантами и первичными метеоритами, из

чего следует, что во время образования Земля была значительно дегазирована и водород вместе с другими летучими элементами покинул планету во время аккреции или вскоре после нее.

Свободный водород H_2 относительно редко встречается в земных газах, но в виде воды он принимает исключительно важное участие в геохимических процессах.

В состав минералов водород может входить в виде иона аммония, гидроксил-иона и кристаллической воды.

В атмосфере водород непрерывно образуется в результате разложения воды солнечным излучением. Имея малую массу, молекулы водорода обладают высокой скоростью диффузионного движения (она близка ко второй космической скорости) и, попадая в верхние слои атмосферы, могут улететь в космическое пространство.

3.3. Производство водорода

Запасы водорода, связанного в органическом веществе и в воде, практически неисчерпаемы. Разрыв этих связей позволяет производить водород и затем использовать его как топливо. Разработаны многочисленные процессы по разложению воды на составные элементы (рисунок 3.2).

Разнообразие способов получения водорода является одним из главных преимуществ водородной энергетики, так как повышает энергетическую безопасность и снижает зависимость от отдельных видов сырья.

К ним относятся:

- 1) паровая конверсия метана и природного газа;
- 2) газификация угля;
- 3) электролиз воды;
- 4) пиролиз;
- 5) частичное окисление;
- 6) биотехнологии.

В различных процессах и технологических схемах получения водорода затрачиваются теплота и работа (электроэнергия), которые могут быть получены от различных источников энергии: природных жидких и газообразных топлив, угля, ядерных, а в перспективе и термоядерных реакторов различных типов, от источников возобновляемых энергоресурсов (солнечная и геотермальная энергия, гидроэнергия и др.). Эти источники различаются многими характерными показателями: уровнем рабочих температур, удельными мощностями, режимами работы, эффективностью преобразования энергии, удельными капитальными затратами и т. д. Использование того или иного источника энергии для производства водорода в значительной степени

определяет как выбор наиболее подходящих процессов, так и конкретную технологическую схему производства и ее технико-экономические показатели.

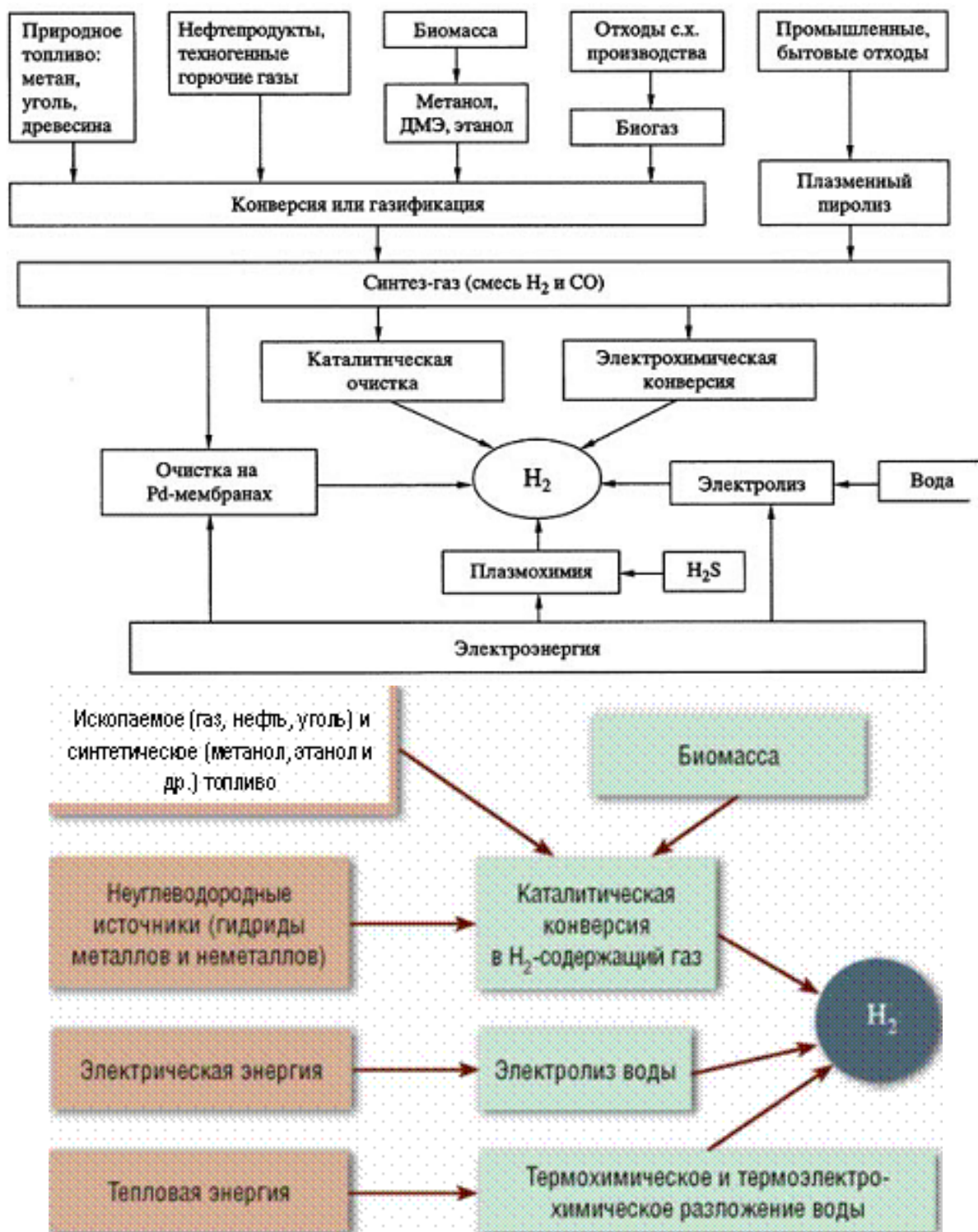


Рисунок 3.2 – Возможные источники и пути получения водорода

Для многих производств необходимы большие единичные мощности энергоисточника (от нескольких сотен мегаватт до нескольких гигаватт), причем непосредственно для производства водорода используется лишь часть

энергии, остальная энергия расходуется на обеспечение других процессов технологического цикла.

В связи с этим при использовании в качестве первичного источника ядерной энергии полное энергообеспечение процессов производства водорода может быть осуществлено как с помощью обычных ядерных реакторов (типа ВВЭР и РБМК), так и с помощью высокотемпературных ядерных реакторов (ВТЯР). При применении низкотемпературных ядерных реакторов крупномасштабное производство водорода может быть осуществлено только с использованием электроэнергии путем электролиза или плазмохимическими методами, при применении же ВТЯР для получения водорода могут быть использованы высокопотенциальная теплота и электроэнергия, что позволяет реализовать и другие процессы – конверсионные, термохимические или комбинированные. Важными показателями, определяющими целесообразность использования того или иного источника первичной энергии для производства водорода, являются и другие технические характеристики энергоисточника, надежность, возможность резервирования, возможность работы в пусковых, переходных и аварийных режимах, продолжительность пуска и останова, радиационная, ядерная и пожаровзрывобезопасность, возможность высокой степени автоматизации управления процессами и т. д. При этом соответствие технических и эксплуатационных характеристик источника энергии требованиям, предъявляемым к существующим и вновь проектируемым предприятиям, является обязательным.

Для каждого типа энергоисточника приведенные затраты на вырабатываемую им электроэнергию (или теплоту) зависят от его мощности и, как правило, с ростом мощности уменьшаются, т. е. для производства водорода более экономично использование энергоисточников больших мощностей. Этот «масштабный фактор» в значительной степени определяет целесообразность использования энергоисточника того или иного типа и технологическую схему производства в целом. Наконец, важным фактором является возможность использования имеющихся технических решений при замещении природных жидких и газообразных энергоресурсов другим энергоисточником, т. е. подготовленность отрасли к переходу на новые источники энергии.

1. Получение водорода электролизом воды

Электролиз воды один из наиболее известных и хорошо исследованных методов получения водорода. Он обеспечивает получение чистого продукта ($99,6 \div 99,9 \text{ \% H}_2$) в одну технологическую ступень. В производственных затратах на получение водорода стоимость электрической энергии составляет примерно 85,5 %.

Этот метод получил применение в ряде стран, обладающих значительными ресурсами дешевой гидроэнергии. Наиболее крупные

электрохимические комплексы находятся в Канаде, Индии, Египте, Норвегии, но созданы и работают тысячи более мелких установок во многих странах мира. Важен этот метод и потому, что он является наиболее универсальным в отношении использования первичных источников энергии.



Рисунок 3.3 – Современные процессы электролиза

В связи с развитием атомной энергетики возможен новый расцвет электролиза воды на базе дешевой электроэнергии атомных электростанций. Ресурсы современной электроэнергетики недостаточны для получения водорода в качестве продукта для дальнейшего энергетического использования (рисунок 3.3).

Электрохимический метод получения водорода из воды обладает следующими положительными качествами:

- 1) высокая чистота получаемого водорода – до 99,99 % и выше;
- 2) простота технологического процесса, его непрерывность, возможность наиболее полной автоматизации, отсутствие движущихся частей в электролитической ячейке;
- 3) возможность получения ценнейших побочных продуктов – тяжелой воды и кислорода;

- 4) общедоступное и неисчерпаемое сырье – вода;
- 5) гибкость процесса и возможность получения водорода непосредственно под давлением;
- 6) физическое разделение водорода и кислорода в самом процессе электролиза.

Во всех процессах получения водорода разложением воды в качестве побочного продукта будут получаться значительные количества кислорода. Это даст новые стимулы его применения. Он найдет свое место не только как ускоритель технологических процессов, но и как незаменимый очиститель и оздоровитель водоемов, промышленных стоков. Эта сфера использования кислорода может быть распространена на атмосферу, почву, воду. Сжигание в кислороде растущих количеств бытовых отходов сможет решить проблему твердых отходов больших городов.

Еще более ценным побочным продуктом электролиза воды является *тяжелая вода* – хороший замедлитель нейтронов в атомных реакторах. Кроме того, тяжелая вода используется в качестве сырья для получения дейтерия, который в свою очередь является сырьем для термоядерной энергетики.

II. Использование энергии низкотемпературных ядерных реакторов для производства водорода

В этом случае водород может быть получен электролизом или плазмохимическими методами с использованием электроэнергии, получаемой от АЭС. В отдаленных районах и других специальных случаях это может быть изолированная АЭС, однако, в большинстве случаев это АЭС, работающие в составе той или иной энергосистемы. При этом стоимость электроэнергии, используемой для производства водорода, определяется замыкающими затратами на электроэнергию для данной энергосистемы, а возможные масштабы производства водорода – всей структурой энергосистемы, включающей различных производителей и потребителей электроэнергии. При этом сами АЭС будут работать в базовом режиме. С увеличением доли АЭС в составе энергосистемы будет все более возрастать провальная часть графика нагрузки, в которой стоимость электроэнергии относительно низка, и электроэнергия может быть эффективно использована для производства водорода. Оценки, исходящие из прогнозов развития атомной энергетики в нашей стране, показывают, что при использовании «провальной» электроэнергии станет возможным производство электролитического водорода в крупных масштабах. При этом водород может быть частично использован и для нужд самой энергетики, например, для покрытия пиковых нагрузок, для транспорта энергии и для организации перегрева пара на АЭС. При получении водорода электролизом воды в качестве сопутствующего продукта помимо кислорода может быть получена при некотором усложнении схемы

производства тяжелая вода. Технология получения электролитического (или «плазмохимического») водорода удачно сочетается с АЭС – она допускает практически полную автоматизацию процессов, обеспечивает необходимую экологическую чистоту производства.

III. Возможности использования высокотемпературных ядерных реакторов для крупномасштабного производства водорода

В данный момент наиболее доступным и дешевым процессом является паровая конверсия. Согласно прогнозам, она будет использоваться в начальной стадии перехода к водородной экономике для упрощения преодоления проблемы «курицы и яйца», когда из-за отсутствия инфраструктуры нет спроса на водородные автомобили, а из-за отсутствия водородных автомобилей не строится инфраструктура. В долгосрочной перспективе, однако, необходим переход на возобновляемые источники энергии, так как одной из главных целей внедрения водородной энергетики является снижения выброса парниковых газов. Такими источниками может быть энергия ветра или солнечная энергия, позволяющая проводить электролиз воды.

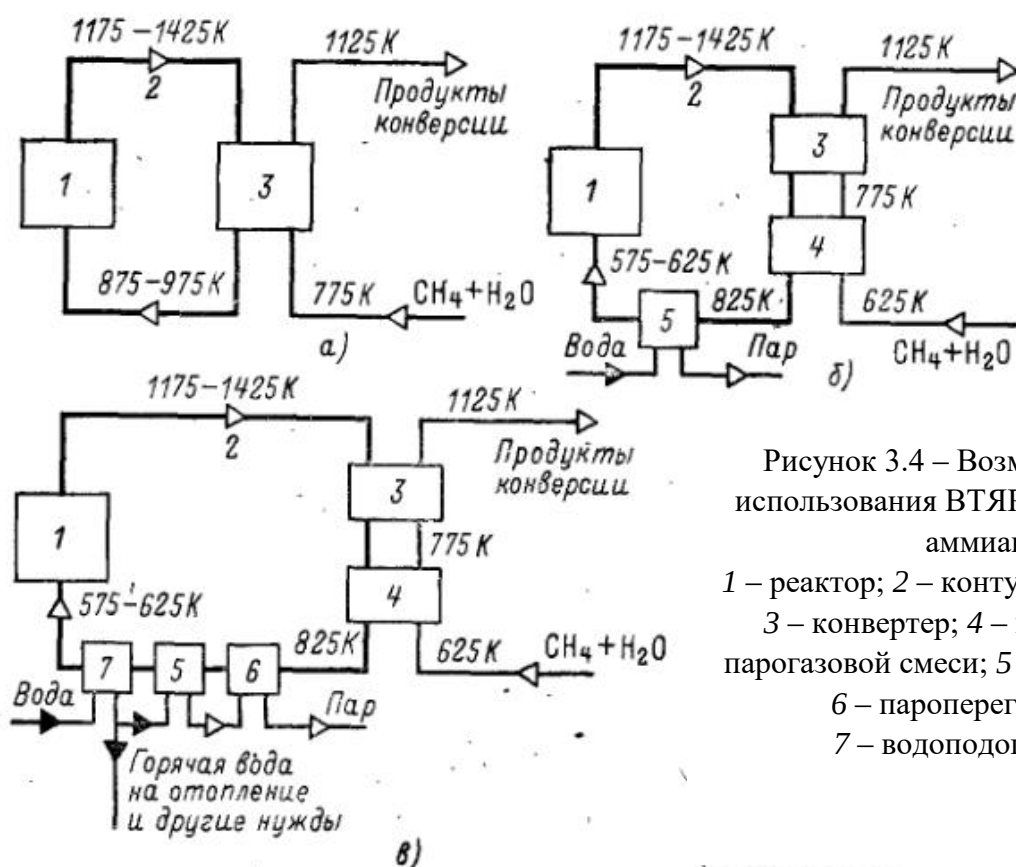


Рисунок 3.4 – Возможные схемы использования ВТЯР в производстве аммиака:

- 1 – реактор; 2 – контур теплоносителя;
- 3 – конвертер; 4 – подогреватель парогазовой смеси; 5 – парогенератор;
- 6 – пароперегреватель;
- 7 – водоподогреватель

При нагревании свыше 2500 °C вода разлагается на водород и кислород (прямой термоллиз). Столь высокую температуру можно получить, например, с

помощью концентраторов солнечной энергии. Проблема здесь состоит в том, чтобы предотвратить рекомбинацию водорода и кислорода.

В настоящее время в мире большая часть производимого в промышленном масштабе водорода получается в процессе паровой конверсии метана (ПКМ) (рисунок 3.4). Полученный таким путем водород используется как реагент для очистки нефти и как компонент азотных удобрений, а также для ракетной техники. Пар и тепловая энергия при температурах 750÷850 °С требуются, чтобы отделить водород от углеродной основы в метане, что и происходит в химически паровых реформерах на каталитических поверхностях.

Конверсия метана водяным паром описывается реакциями:



Константы равновесия реакций (3.1) и (3.2) выражаются уравнениями:

$$K_1 = \frac{p_{CO} p_{H_2}^3}{p_{CH_4} p_{H_2O}};$$

$$K_2 = \frac{p_{CO_2} p_{H_2}}{p_{CO} p_{H_2O}},$$

где p_{CO} , p_{H_2} , p_{CO_2} , p_{CH_4} , p_{H_2O} – парциальные давления соответствующих компонентов равновесной смеси, которые обычно выражены в физических атмосферах.

Результирующей для реакций (3.1) и (3.2) является реакция:



Таблица 3.3 – Основные характеристики процесса паровой конверсии метана

Характеристика	Значение	Характеристика	Значение
Давление, МПа	2,0	Состав остаточного газа, %	
Температура, К	1000	H ₂	15,2
Отношение компонентов пар-метан	2:1	CO	17,5
Парциальное давление водорода в остаточном газе, МПа	0,3	CO ²	39,6
		CH ⁴	3,5
		H ₂ O	24,2
Выход, м ³ · м ⁻³ :		Степень конверсии метана	0,94
Водорода (100 %-ного)	3,23	Степень извлечения водорода	0,94
остаточного газа	1,65		

Первая ступень процесса ПКМ расщепляет метан и водяной пар на водород и монооксид углерода. Вслед за этим на второй ступени «реакция сдвига» превращает моно оксид углерода и воду в диоксид углерода и водород. Эта реакция происходит при температурах 200÷250 °С.

Ранее в России получали в промышленных масштабах синтез-газ путем паровоздушной газификации угля. В настоящий момент в ИПХФ РАН в

Черноголовке разрабатывается технология газификация угля в сверхadiaбатическом режиме. Эта технология позволяет переводить тепловую энергию угля в тепловую энергию синтез-газа с КПД 98 %.

Начиная с 70-х годов прошлого века в стране были выполнены и получили необходимое научно-техническое обоснование и экспериментальное подтверждение проекты высокотемпературных гелиевых реакторов (ВТГР) атомных энерготехнологических станций (АЭТС) для химической промышленности и черной металлургии.

Среди них АБТУ-50, а позднее – проект атомной энерготехнологической станции с реактором ВГ-400 мощностью 1060 МВт для ядерно-химического комплекса по производству водорода и смесей на его основе, по выпуску аммиака и метанола, а также ряд последующих проектов этого направления.

Основой для проектов ВТГР послужили разработки ядерных ракетных двигателей на водороде. Созданные в нашей стране для этих целей испытательные высокотемпературные реакторы и демонстрационные ядерные ракетные двигатели продемонстрировали работоспособность при нагреве водорода до рекордной температуры 3000 К.

Высокотемпературные реакторы с гелиевым теплоносителем – это новый тип экологически чистых универсальных атомных энергоисточников, уникальные свойства, которых – способность вырабатывать тепло при температурах более 1000 °С и высокий уровень безопасности – определяют широкие возможности их использования для производства в газотурбинном цикле электроэнергии с высоким КПД и для снабжения высокотемпературным теплом и электричеством процессов производства водорода, опреснения воды, технологических процессов химической, нефтеперерабатывающей, металлургической и других отраслей промышленности.

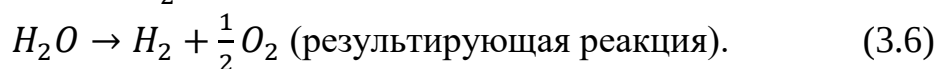
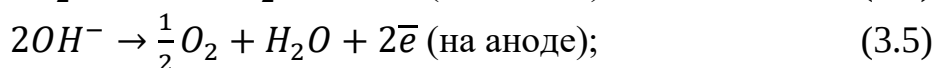
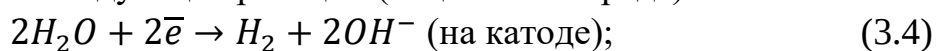
Наиболее перспективным способом энергообеспечения процессов получения водорода в настоящее время является использование ВТЯР. Это обусловлено, во-первых, возможностью подвода высокопотенциальной (1200 К и выше) теплоты в энерготехнологических процессах производства водорода (конверсия природного газа, термохимическое и термоэлектрохимическое разложение воды, высокотемпературный электролиз, газификация угля) и, во-вторых, возможностью обеспечения высокой суммарной термодинамической эффективности использования энергии первичного источника, в данном случае ядерного топлива.

По уровню температур теплоносителя газоохлаждаемые ядерные реакторы соответствуют температурам технологических процессов в химии, металлургии и других отраслях промышленности. Так, на реакторе AVR (ФРГ) тепловой мощностью 40 МВт достигнута температура теплоносителя на выходе из реактора 1220 К. В зависимости от потребности в теплоте низкого и среднего

потенциалов и соотношения параметров в реакторном и технологическом контурах могут быть приняты различные технические решения.

IV. Теоретические основы процесса получения водорода электролизом воды

Если создать в водном растворе электролита, куда погружены два электрода, постоянное электрическое напряжение, которое превышает напряжение разложения воды, то в цепи появится ток и на аноде начнет выделяться кислород, а на катоде – водород, в объемном отношении 1:2. При этом будут происходить следующие реакции (в щелочной среде):



Удельная электропроводность очищенной воды незначительна: при 18 °С она составляет $(2\div6)\cdot 10^6 \text{ Ом}^{-1}\cdot\text{м}^{-1}$. Поэтому электролизу подвергают водные растворы сильных кислот или щелочей. Другие электролиты обычно не используют, поскольку они сами разлагаются при электролизе и дают нежелательные побочные продукты. Ввиду существенных коррозионных проблем, возникающих при электролизе кислот, в настоящее время почти все электролизеры используют водные растворы гидроксидов калия и натрия концентрацией 350÷400 г/л. Растворы КОН имеют преимущества перед NaOH в силу большей проводимости K^+ против иона Na^+ . Равновесный состав пара над водным раствором КОН ниже, а это означает, что в конечных продуктах электролиза H_2 и O_2 содержится меньше водяного пара. Концентрация КОН соответствует оптимальным значениям плотностей тока. Небольшие примеси к КОН не являются препятствием к его использованию.

Наиболее употребительным электролитом в современных промышленных электролизерах является 25÷30 %-ный КОН. Кислые электролиты дают хороший выход по H_2 , однако они ставят очень трудные проблемы в выборе материалов, противостоящих коррозии в серной кислоте.

Электроды в настоящее время изготавливают чаще всего из углеродистой стали; аноды при этом покрывают никелем, а катоды активируют путем нанесения на их поверхность либо серосодержащего никеля, либо металла группы платины.

Содержащаяся в растворе щелочь не участвует в разряде, а служит только для переноса ионов. Ее расход (2÷3 г на 1 м³ водорода при нормальных условиях) обусловлен уносом с продуктами электролиза. В электролит вводят дополнительно $K_2Cr_2O_7$ (2÷3 г/дм³); это позволяет уменьшить коррозию стальных деталей электролизера.

Суммарный процесс разложения воды электролизом является процессом, обратным горению водорода. Поэтому теоретическая величина энергии, которая требуется на единицу количества производимого водорода, равна теплоте сгорания водорода.

Расход электроэнергии и воды при электролизе

Расход электроэнергии определяется произведением количества затраченного электричества на напряжение, приложенное к шинам электролизера:

$$W_{эл} = E \cdot q, \quad (3.7)$$

где $W_{эл}$ – расход электроэнергии, Вт·ч;

E – напряжение, В;

q – количество электричества, Ампер·час.

На получение 1 м³ H₂ и 0,5 м³ O₂ при нормальных условиях при теоретическом равновесном напряжении разложения воды 1,23 В расход электроэнергии составит:

$$W_T = 1,23 \cdot 2 \cdot \frac{26,8}{0,0244} = 2,95, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где 26,8 – число Фарадея, выраженное в ампер-часах на моль;

2 – число Фарадей, затраченных на выделение 1 моль H₂;

0,0224 – объем 1 моль водорода при нормальных условиях.

При термонеutralном напряжении 1,48 В потребляется 3,54 кВт·ч на 1 м³ водорода. Реальный расход электроэнергии на современных электролизерах составляет 4,0÷4,5 и до 5,5 кВт·ч на 1 м³ H₂. Для получения 1 м³ водорода и 0,5 м³ кислорода при нормальных условиях необходимо затратить теоретически 805 г воды. Практически расход воды составляет 820÷850 грамм.

Влияние температуры на процесс электролиза воды

Поглощение тепла в процессе, проводимом при теоретическом напряжении разложения воды 1,23 В, в соответствии с принципом Ле-Шателье приводит к тому, что повышение температуры снижает величину $E_{обр}$, а следовательно, и необходимую электроэнергию. Поэтому, хотя с повышением температуры общие затраты энергии в процессе растут, затраты электроэнергии становятся меньше, что повышает общий энергетический КПД процесса. Кроме того, на практике значительно снижается и уровень потерь напряжения.

Напряжение, соответствующее изменению свободной энергии, или обратимое, изменяется с температурой. (Повышение температуры понижает это напряжение до 0,99 В при 730 °С. В то же время напряжение, соответствующее изменению энтальпии (термонеutralное), лишь слегка изменяется с температурой (от 1,47 В при 25 °С до 1,5 В при 300 °С).

При повышении температуры уменьшается не только теоретическая величина напряжения разложения воды, но и реальная, так как увеличивается скорость электродных процессов и соответственно уменьшается

перенапряжение как на катоде, так и на аноде. В результате при высокотемпературном электролизе достигается значительная экономия электроэнергии. Основная трудность, однако, заключается в высоком омическом сопротивлении используемого в этих условиях твердого электролита, вследствие чего соответствующие электролитические ячейки работают (при 900 °С) при напряжении около 1,5 В. Расход электроэнергии падает при 1000 °С до 3 кВт·ч на 1 м³ водорода при нормальных условиях.

Плотность тока, перенапряжение, материалы электродов и диафрагм в процессе электролиза воды

Плотность тока, протекающего через ячейку, определяет скорость выделения водорода на единицу поверхности электрода и, таким образом, является важным фактором в определении удельной стоимости оборудования для данной скорости получения водорода. И эффективность, и удельная стоимость могут меняться при простом изменении эксплуатационных параметров ячейки. Таким образом, имеется ряд характеристик: действующее напряжение (эффективность), скорость выделения водорода (ток) и капиталовложения, которые зависят от индивидуальной вольт-амперной характеристики данного типа электролизера.

Теоретическое напряжение разложения воды, вычисленное из термодинамических данных, равно 1,23 В при атмосферном давлении и температуре 25 °С. Напряжение выше теоретического необходимо, чтобы реакция протекала с заметной скоростью. Эта величина избыточного напряжения по сравнению с теоретическим напряжением обычно называется *перенапряжением*.

Общее перенапряжение складывается из следующих частей:

- 1) омическое падение напряжения в электролите и диафрагме;
- 2) падение напряжения на электродах и контактах;
- 3) перенапряжение выделения водорода и кислорода на электродах;
- 4) концентрационная поляризация.

Омическое падение напряжения определяется уравнением:

$$\Delta\varphi_{\text{ом}} = I \cdot R, \quad (3.8)$$

где R – сопротивление электролита и диафрагмы; I – ток.

Связанные с этим затраты электроэнергии равны:

$$W_{\text{эл}} = I^2 \cdot R \quad (3.9)$$

и выделяются в процессе в виде тепла.

Развитие техники электролиза связано со снижением омических потерь, например, путем повышения температуры процесса, использования соответствующих диафрагм, электролитов с высокой проводимостью, уменьшением расстояния между электродами.

Уменьшение падения напряжения на электродах и контактах обеспечивается выбором соответствующих материалов и малой коррозионной активностью электролита.

Перенапряжение водорода на катоде сильно зависит от материала этого электрода и возрастает при увеличении плотности тока (эта зависимость впервые установлена Тафелем еще в 1905 г.):

$$\Delta\varphi = a + b \cdot \lg i, \quad (3.10)$$

где i – плотность тока (общий ток, деленный на истинную площадь поверхности электрода);

a и b – константы, зависящие от материала электрода и состояния его поверхности, от температуры и других факторов.

Так, перенапряжение водорода на платине при низких плотностях тока стремится к нулю, а на никеле остается не ниже 0,4 В. Аналогичное выражение справедливо и для кислородного перенапряжения. Чтобы снизить эти перенапряжения, необходимо использовать соответствующие электродные материалы (или материалы для обработки поверхности электродов), увеличивать истинную поверхность электродов, например, используя высокопористые материалы или подвергнув электрод обработке, повышающей пористость. Этим достигается увеличение реальной поверхности без увеличения общего размера ячейки.

Наряду с этим, возможно использование каталитических добавок. Механизм их действия состоит в образовании комплексов с материалом электродов, облегчающих процесс адсорбции ионов, в результате чего снижается перенапряжение.

Целью использования катализатора является ускорение электродной реакции на самой поверхности электрода. Некоторые электроды объединяют в себе оба подхода (применяется катализатор с сильно развитой поверхностью). Преимущества каталитических электродов связаны с повышением скоростей реакций, возможностью применения более высокой плотности тока и, соответственно, меньших размеров ячейки для данного выхода водорода. Следует отметить, что эффективность большинства известных катализаторов для кислородного электрода мала. Концентрационная поляризация, связанная с обеднением приэлектродных зон разряжающимися ионами, в случае электролиза воды обычно незначительна.

Таким образом, *общие требования к электродным материалам:*

- 1) низкое перенапряжение;
- 2) большая поверхность;
- 3) каталитическая активность;
- 4) коррозионная стойкость;
- 5) длительная работоспособность.

Поэтому исследования в области создания электродных материалов направлены на снижение перенапряжения, создание активированной поверхности, нахождение оптимальных каталитических добавок, на снижение стоимости электродов путем изготовления их из дешевых материалов (неблагородных металлов).

При применении дорогостоящих электродов ячейка должна работать при повышенных плотностях тока, чтобы удельные капитальные вложения не превышали экономически оправданных пределов. При повышенных плотностях необходимы более высокие потенциалы, поэтому выигрыш до некоторой степени сокращается.

Таблица 3.4 – Типичные характеристики современных щелочных электролизеров.

Показатель	Монополярные электролизеры	Биполярные электролизеры	Электролизеры под давлением
Плотность тока, А/см	0,1÷0,2	0,2÷0,4	0,4
Напряжение на ячейке, В	2,04÷2,14	1,87÷2,10	1,65÷1,85
Производительность установки, м ³ H ₂ /ч	До 80 000	До 200000	До 25000
Потребность в энергии, кВт·ч/м ³	5	4,3÷4,6	4,5
Температура, К	350÷370	350÷370	380
Давление, МПа	0,01÷0,10	0,01÷0,10	До 3,0

Энергозатраты в современных процессах электролиза воды

В современных промышленных процессах электролиза воды вследствие необратимых потерь напряжение на электродах практически превышает теоретическое (1,7 В) и составляет 1,8÷2,9 В. Если в двухполюсных электролизерах процесс протекает при нормальном давлении и при плотностях тока от 500 до 2500 А/м² (0,2÷1,0 м³ H₂/м² поверхности электрода в час), то для производства 1 м³ H₂ требуется 4,3÷4,6 кВт·ч электроэнергии.

В серийных электролизерах высокого давления (до 3,0 МПа) величина потребляемой энергии составляет 4,5 кВт·ч/м³ H₂. Однако при КПД электролиза 85 % расход электрической энергии составит примерно 3,5кВт·ч/м³ H₂, или 39 тыс. кВт·ч на 1 т водорода.

В настоящее время используют промышленные ячейки двух типов: *ячейки монополярного танк-типа* и *биполярные фильтр-прессного типа* (рисунок 3.5). Монополярный электролизер представляет собой, в сущности, ряд параллельно соединенных ячеек, тогда как биполярный электролизер состоит из серии ячеек. Электролизеры обычно работают при температурах 330÷350 К и атмосферном давлении, при этом их электрическая эффективность составляет 54÷64 %, что соответствует напряжению 1,90÷2,25 В на ячейку.

Монополярная ячейка обычно работает при плотностях тока примерно $1100 \div 1600 \text{ А/м}^2$, биполярная – $1600 \div 2100 \text{ А/м}^2$. Ячейки служат более 20 лет.

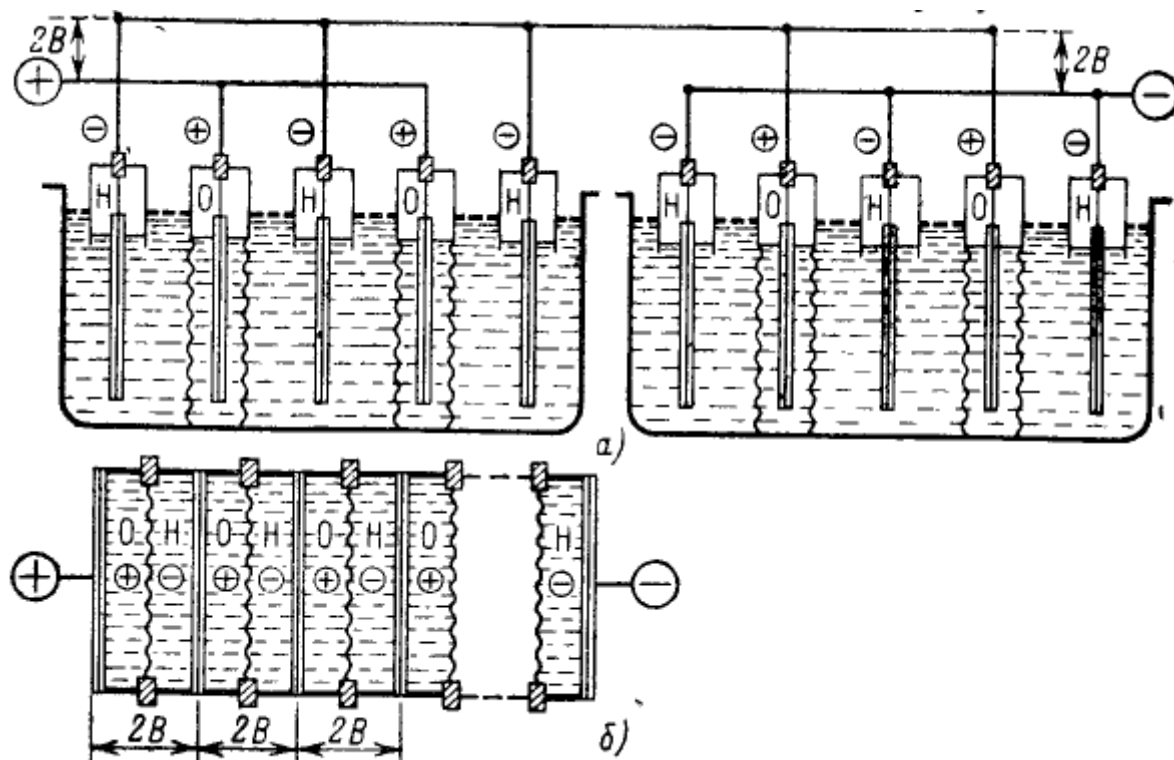


Рисунок 3.5 – Схемы включения электролизеров:

а – электролизеры ящичного монополярного типа; б) – электролизеры фильтр-прессного биполярного типа

В стандартных электролизерах используют никель для обоих электродов, хотя на кислородном электроде он превращается, по крайней мере на поверхности, в оксид никеля. Никель можно использовать до температуры 420 К, при температурах свыше 500 К оксид никеля активен по отношению к щелочи. Платина является дорогим, но весьма эффективным электродным материалом (ввиду ее хороших электрокаталитических свойств и высокого сопротивления коррозии). Она работает на кислородном электроде только с очень тонким оксидным слоем и является более хорошим проводником, чем никель, при низких температурах. Ее можно использовать в виде очень тонкого слоя ($2 \div 10 \text{ г/м}^2$). Она особенно необходима в случае высоких температур в ячейке с кислым или щелочным электролитом, где высокое коррозионное сопротивление может оказаться существенным.

При обычных, широко используемых в промышленной технике методах электролиза воды, электролиз проводят при температуре от $60 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$ до $80 \div 85 \text{ }^\circ\text{C}$ и плотности тока $1200 \div 2500 \text{ А/м}^2$. Энергозатраты при этом колеблются в зависимости от температуры процесса, используемого давления, качества электродов, конструкции электролизера, использования тепла

процесса и ряда других факторов в пределах $4,5 \div 5,2$ до $6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3 \text{ H}_2$; КПД электролиза достигает в современных установках 61 %. На получение $1 \text{ м}^3 \text{ H}_2$ расходуется практически 0,9 л воды.

Исследования последних лет показывают возможность поднять выход по затраченной электроэнергии до $70 \div 80$ % и даже до 90 % путем резкого снижения необратимых потерь.

Коэффициент полезного действия электролизеров

Для количественной характеристики эффективности работы электролизера используют обычно следующие показатели:

- коэффициент полезного использования тока («выход по току») η_i , который определяется как отношение количества электричества, теоретически (по закону Фарадея) необходимого для получения единицы продукции, к практически затраченному;

- коэффициент полезного использования напряжения: $\eta_E = E_q / U$;

- коэффициент полезного использования энергии (эффективность процесса электролиза), равный отношению теоретически необходимого количества энергии на получение единицы продукции в адиабатическом процессе при напряжении, равном E_q , и выходе по току $\eta_i^0 = 1$ действительно израсходованному: $\eta_W = \eta_i \cdot \eta_E$. При отсутствии посторонних реакций, утечек тока и потерь реагентов $\eta_i = 1$ и $\eta_W = \eta_E$. Определяемая таким образом эффективность при $U < E_q$ может быть больше единицы, так как в этом случае процесс будет идти с поглощением теплоты из окружающей среды.

Поскольку минимальное напряжение ячейки, при котором возможен электролиз, составляет теоретически $U = E_T$, максимальный теоретический предел η_W составляет $\eta_W^M = E_q / E_T = \Delta H^0 / \Delta G^0$ и, например, при $T = 298 \text{ K}$ $\eta_W^M = 1,06$. С увеличением температуры разность E_q и E_T , а, следовательно, и η_W^M возрастают.

Под КПД электролизера η_{Σ} обычно принимают отношение низшей теплоты сгорания 1 м^3 водорода к количеству электроэнергии, которую нужно затратить для его получения при той же температуре. Таким образом, при электролизе водяного пара теоретически $\eta_{\Sigma} = \eta_W$, если не учитываются потери в выпрямителях, вспомогательных системах и т. д.

Новые возможности получения водорода методом электролиза воды

В развитии производства водорода методом электролиза воды, в частности, в связи с использованием техники электролиза для космических целей, наметились новые возможности:

- 1) ведение электролиза воды при повышенных температурах ($400 \div 1300 \text{ K}$);
- 2) использование в процессе электролиза высоких давлений (от $1 \div 3 \text{ МПа}$ до 20 МПа);

3) активация и увеличение поверхности электродов с целью снижения перенапряжения и интенсификации процесса электролиза;

4) уменьшение расстояния между электродами до непосредственного контакта с диафрагмой;

5) создание конструкций электролизеров с твердыми ионопроводящими высокополимерными электролитами ТВЭ;

6) интенсификация процесса электролиза путем повышения плотности тока на электродах;

7) создание конструкции парофазных электролизеров с твердым электролитом;

8) укрупнение единичных аппаратов.

Конкурируют в основном три рассмотренных ниже направления в разработке технологии электролиза.

А) Электролиз водных растворов щелочи под давлением.

Концентрированный водный раствор щелочи подвергают электролизу при температуре вплоть до 430 К. Для предотвращения кипения и потерь воды за счет испарения электролиз проводят под высоким давлением. Повышение температуры позволяет снизить напряжение в электролизере.

Б) Электролиз с электролитом в виде твердого полимера.

Отличительной особенностью этого метода является то, что в качестве электролита используют ионообменную мембрану. Мембрана может быть очень тонкой, например, 0,1 мм, что значительно снижает омические потери. Этот вид электролиза наилучшим образом проходит при повышенной температуре (390÷420 К) и под давлением (вплоть до 20 МПа). Основные технические проблемы связаны с химической стойкостью материала анода, который испытывает сильное корродирующее воздействие.

В) Электролиз воды с использованием твердых высокополимерных электролитов.

Чтобы работать при повышенных плотностях тока и понизить омические потери, в современной электрохимической технологии используют возможность нанесения электролита на мембраны-носители. Эти мембраны можно сделать достаточно тонкими с тем, чтобы расстояния между электродами были предельно малыми для повышения производительности установки. Электролизеры такого типа позволяют работать при повышенных температурах и давлениях. В качестве адсорбентов можно использовать полимеры типа тефлона. В таких системах не используют никаких кислых или щелочных добавок.

Электролит представляет собой пластину толщиной 0,25÷0,5 мм. В таком электролите отсутствуют свободные кислоты или основания; ионная проводимость обеспечивается лишь за счет подвижности гидратированных ионов водорода. Эти ионы движутся через слой электролита, переходят от

одной сульфокислотной группы к другой, поэтому концентрация кислоты в электролите остается постоянной. Вода на аноде разлагается с образованием кислорода, ионов водорода и электронов. Ионы водорода диффундируют через твердый полимерный электролит и попадают на катод. Электроны проходят через внешний контур и достигают водородного электрода, где осуществляется рекомбинация водородных ионов и электронов с образованием молекул водорода.

Электроды должны быть стойкими против кислот или щелочей, так как электролит адсорбируется на мембране. В качестве материала для катода можно использовать платиновую чернь, а для анода – металлооксидный катализатор. Некоторые технические показатели процесса: плотность тока $1,1 \div 2,0$ А/см²; напряжение $1,78 \div 1,85$ В; потребление энергии $3,9 \div 4,0$ кВт·ч/м³ Н₂; давление $0,2 \div 6,0$ МПа, температура 120 °С.

Преимущества полимерных электролитов проявляются в следующих особенностях электролиза:

- 1) электролитическая ячейка может работать при высоких перепадах давления и высоких давлениях генерирования водорода;
- 2) концентрация электролита постоянна и сам электролит находится в стационарном состоянии (отсутствует циркуляция Электролита), он остается неизменным в процессе эксплуатации;
- 3) в системе отсутствуют циркулирующие агенты (кислоты или щелочи), вызывающие коррозию технологического оборудования;
- 4) снижается расход электроэнергии на электролиз – до $4 \div 4,5$ кВт·ч/м³
- 5) простота конструкции электродов, которые представляют собой тонкие слои платиновой черни, нанесенные с одной и другой стороны пластины полимерного электролита.

Разработка способов получения водорода электролизом воды при высоких температурах с использованием твердых полимерных электролитов направлена на достижение высокой эффективности процесса: КПД ≥ 85 % при сроке службы электролитических ячеек более 40 тыс. ч и всей установки в целом более 20 лет. Уже разработаны ячейки, которые при рабочей температуре 420 К, имеют срок службы 5000 ч при плотности тока $\approx 10^4$ А/м², 700 ч при $2 \cdot 10^4$ А/м² и 400 ч при $3,2 \cdot 10^4$ А/м². При стоимости электроэнергии 1 цент/кВт·ч стоимость водорода на таких установках оценивается в 25 долл. за $4,1 \cdot 10^6$ кДж (1 Гкал) и 18,8 долл. с учетом стоимости кислорода.

Фирмой *General Electric* были предприняты исследования процесса электролиза воды при высоких температурах с использованием твердого электролита на основе оксида циркония (с присадками кальция и редкоземельных оксидов). Эти ячейки работают так же, как ячейки с твердым полимерным электролитом, но при температурах 800–1100 К и даже до 1500 К. При этих температурах выход по току превышает 100 %, и значительную часть

энергии, требуемой для разложения воды, подают в виде тепла. Газ при высокой температуре подают в электролизеры для поддержания их высокой эксплуатационной эффективности; более холодный газ, выходящий из электролизеров, может быть использован для работы в термоэлектрической установке.

С термодинамических позиций эти ячейки будут иметь преимущество в связи с тем, что электролиз воды в них можно проводить при температуре 1300 К и выше. Вследствие уменьшения изменения свободной энергии для реакции разложения воды теоретическая потребность в электроэнергии при 1300 К меньше, чем при комнатной температуре, примерно на 25 %. Перенапряжение при высоких температурах незначительно, что позволяет осуществлять работу ячейки при высоких плотностях тока. Далее потребность в тепле для электролиза может быть покрыта либо за счет теплоты, выделяющейся в ячейке вследствие омических потерь, либо за счет подогрева от внешнего высокотемпературного источника дешевой тепловой энергии, например, получаемой от атомного реактора. Используются электролиты на основе диоксида циркония или на основе β -модификации оксида алюминия. Такие электролиты могли бы работать при температурах в пределах 600÷1250 К. В соответствии с этим энергетические затраты в таких электролизерах могли бы быть снижены по $3,9 \div 3,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3 \text{ H}_2$. При этом полагают, что и капитальные вложения могут быть снижены более чем в три раза.

Требования, предъявляемые к твердому электролиту, можно сформулировать в следующем виде:

- 1) высокая проводимость для ионов O^{2-} ;
- 2) невысокая электронная проводимость;
- 3) стабильная структура, не изменяющаяся в процессе электролиза;
- 4) газонепроницаемость;
- 5) стабильность (сохранность) всех свойств вплоть до температур порядка 1300 К.

V. Использование угля для производства водорода

Уголь можно использовать для производства водорода в качестве энергоресурса и химического реагента. Полученный водород находит применение как у внешних потребителей (например, производств аммиака и метанола), так и в дальнейшей переработке угля – в процессах получения искусственных жидких топлив. Для всех этих производств характерны большие требуемые единичные мощности агрегатов и отсутствие существенных ограничений по потокам энергии. В связи с тем, что дальний транспорт угля существенно дороже транспорта газообразного или жидкого энергоносителя, предприятия по переработке угля целесообразно размещать вблизи от мест его

добычи. В некоторых случаях это обстоятельство может в известной мере ограничивать целесообразные масштабы производства.

Для производства водорода с помощью угля могут быть применены высокотемпературные процессы. При этом обеспечение высокопотенциальной теплотой и электроэнергией может осуществляться как за счет самого угля, так и за счет стороннего энергоисточника – высокотемпературного ядерного реактора (ВТЯР). Как энергоисточник и химический реагент уголь хорошо сочетается с производствами, являющимися крупнейшими потребителями водорода, – химическими предприятиями по производству аммиака и метанола, металлургическими, предприятиями для получения искусственных жидких топлив и др.

Получение атомного водорода

В качестве источника атомного водорода используют вещества, отщепляющие при их облучении атомы водорода. Например, при облучении ультрафиолетовым светом йодистого водорода происходит реакция с образованием атомного водорода:



Для получения атомного водорода применяется также метод термической диссоциации молекулярного водорода на платиновой, палладиевой или вольфрамовой проволоке, нагретой в атмосфере водорода при давлении менее 1,33 Па. Диссоциации водорода на атомы можно достигнуть и при использовании радиоактивных веществ. Известен способ получения атомного водорода в высокочастотном электрическом разряде с последующим вымораживанием молекулярного водорода.

VI. Физические методы извлечения водорода из водородосодержащих смесей

Водород в значительных количествах содержится во многих газовых смесях, например, в коксовом газе, в газе, получаемом при пиролизе бутадиена, в производстве дивинила.

Для извлечения водорода из водородосодержащих газовых смесей используют физические методы выделения и концентрирования водорода.

Низкотемпературная конденсация и фракционирование. Этот процесс характеризуется высокой степенью извлечения водорода из газовой смеси и благоприятными экономическими показателями. Обычно при давлении газа 4 МПа для получения 93÷94 %-ного водорода необходима температура 115 К. При концентрации водорода в исходном газе более 40 % степень его извлечения может достигать 95 %. Расход энергии на концентрирование H_2 от 70 до 90 % составляет примерно 22 кВт·ч на 1000 м³ выделяемого водорода.

Адсорбционное выделение. Этот процесс осуществляется при помощи молекулярных сит в циклически работающих адсорберах. Его можно проводить

под давлением $3\div 3,5$ МПа со степенью извлечения $80\div 85$ % H_2 в виде 90 %-ного концентрата. По сравнению с низкотемпературным методом выделения водорода для проведения этого процесса требуется примерно на $25\div 30$ % меньше капитальных и на $30\div 40$ % эксплуатационных затрат.

Адсорбционное выделение водорода при помощи жидких растворителей. В ряде случаев метод пригоден для получения чистого H_2 . По этому методу может быть извлечено $80\div 90$ % водорода, содержащегося в исходной газовой смеси, и достигнута его концентрация в целевом продукте 99,9 %. Расход энергии на извлечение составляет 68 кВт·ч на $1000\text{ м}^3 H_2$.

VII. Получение водорода из биомассы

Водород из биомассы получается термохимическим или биохимическим способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры $500\div 800$ °С (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется H_2 , CO и CH_4 . Себестоимость процесса \$ 5–\$ 7 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение до \$ 1,0÷\$ 3,0.

В биохимическом процессе водород вырабатывают различные бактерии, например, *Rodobacter speriodes*.

Возможно применение различных энзимов для ускорения производства водорода из полисахаридов (крахмал, целлюлоза), содержащихся в биомассе. Процесс проходит при температуре 30 °С при нормальном давлении. Себестоимость водорода около \$ 2 за кг.

Из цепочки сахар-водород-водородный топливный элемент можно получить в три раза больше энергии, чем из цепочки сахар-этанол-двигатель внутреннего сгорания.

VIII. Получение водорода из мусора

Разрабатываются различные новые технологии производства водорода. Например, в октябре 2006 г. Лондонское Водородное Партнерство опубликовало исследование о возможности производства водорода из муниципального и коммерческого мусора. Согласно исследованию, в Лондоне можно ежедневно производить 141 тонну водорода как пиролизом, так и анаэробным сбраживанием мусора. Из муниципального мусора можно производить 68 тонн водорода. 141 тонны водорода достаточно для работы 13750 автобусов с двигателями внутреннего сгорания, работающими на водороде. В Лондоне в настоящее время эксплуатируется более 8000 автобусов.

IX. Получение водорода при помощи химической реакции воды с металлами

В 2007 г. Университет *Purdue* (США) разработал метод производства водорода из воды при помощи алюминиевого сплава.

Сплав алюминия с галлием формируется в пеллеты. Пеллеты помещают в бак с водой. В результате химической реакции производится водород. Галлий создает вокруг алюминия пленку, предотвращающую окисление алюминия. В результате реакции создается водород и оксид алюминия.

Из одного фунта (0,45359237 кг) алюминия можно получать более 2 кВт·ч энергии от сжигания водорода и более 2 кВт·ч тепловой энергии во время реакции алюминия с водой. В будущем, при использовании электроэнергии атомных реакторов 4-го поколения, себестоимость водорода, получаемого в ходе реакции, станет эквивалента цене бензина \$ 3 за галлон.

Автомобиль среднего размера с двигателем внутреннего сгорания с 350 фунтами (158 кг) алюминия на борту может проехать 350 миль (560 км). В будущем стоимость поездки составит \$ 63, включая стоимость восстановления оксида алюминия на атомной электростанции 4-го поколения.

Получение водорода при помощи энергии ветра

Департамент Энергетики США (DOE) и Национальная Исследовательская Энергетическая Лаборатория (NREL) с 2006 г. проводит исследовательские работы «Водород из ветра». Построена водородная заправочная станция с ветрогенератором мощностью 100 кВт. Исследования должны сравнить методы производства водорода гидролизом из энергии ветра и энергии из промышленной электрической сети. Ветро-гидролизная система установлена в Национальном Ветряном Технологическом Центре, принадлежащем NREL. Будут сравниваться различные технологии гидролиза воды, хранения, их стоимости.

Согласно расчетам NREL, произведенным в 2006 г., в ближайшем будущем себестоимость производства водорода из энергии ветра составит \$ 4,03 за кг водорода. В долгосрочной перспективе себестоимость водорода снизится до \$ 2,33 за кг водорода. США смогут ежегодно производить из энергии ветра 4 класса и выше 154 млрд кг водорода.

X. Получение водорода при помощи энергии солнца

Энергия излучения Солнца может быть использована для получения водорода из воды, либо непосредственно в фотохимических процессах, либо после преобразования ее в другие виды энергии – теплоту или электроэнергию (рисунок 3.6). Важными особенностями излучения Солнца как энергоисточника являются относительно низкий поток энергии солнечного излучения (несколько сотен ватт на квадратный метр) и большие суточные и сезонные колебания интенсивности излучения, т. е. низкие значения фактора годовой работы

источника, не превышающие $25 \div 30 \%$, а в среднем составляющие $15 \div 20 \%$. В связи с этим затрудняется непосредственное использование солнечной энергии для производства электроэнергии, теплоты и водорода как промежуточного продукта в крупномасштабных энерготехнологических комплексах. В настоящее время непосредственное использование солнечной энергии для производства водорода рассматривается главным образом как метод аккумулирования солнечной энергии и как один из возможных способов получения товарного водорода.

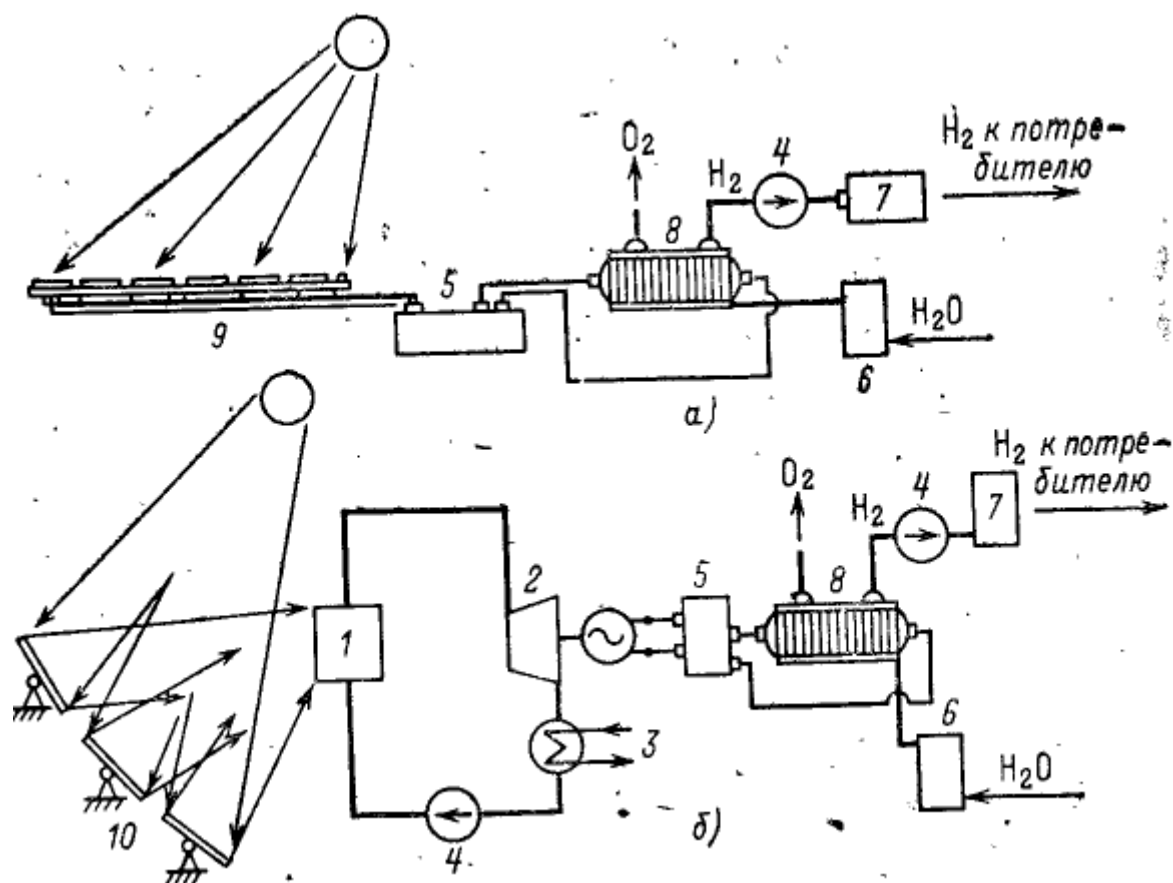


Рисунок 3.6 – Возможные схемы получения водорода электролизом воды за счет солнечной энергии:

- а) – с помощью солнечных батарей; б) – с помощью концентраторов в паросиловом цикле;
 1 – парогенератор; 2 – турбоагрегат; 3 – конденсатор; 4 – насос; 5 – преобразовательное устройство; 6 – приготовление раствора; 7 – хранилище водорода; 8 – электролизер;
 9 – фотоэлектрогенератор; 10 – концентратор солнечного излучения

Возможны, например, следующие схемы электролитического получения водорода за счет солнечной энергии: электролиз воды электрическим током, вырабатываемым путем прямого преобразования энергии излучения Солнца в электроэнергию с помощью солнечных батарей (рисунок 3.4а), и электролиз воды электрическим током, вырабатываемым тепловой солнечной станцией в паровом цикле обычного типа (рисунок 3.4б). Общая эффективность схемы,

составляет от 5 до 12 % (при КПД электролизера 75–80 % и КПД кремниевых фотобатарей 16–20 %). Общая эффективность схемы при прежнем значении КПД электролизера достигает 21 % при температуре пара на входе в турбину 825 К и на выходе 300 К.

При использовании фотобатарей вольт-амперные характеристики источника и электролизера должны быть согласованы таким образом, чтобы работа установки в целом осуществлялась в оптимальном режиме с максимальным КПД. Однако вольт-амперная характеристика фотобатареи изменяется в зависимости от мощности падающего излучения и температуры фотобатареи. На основе экспериментального изучения работы фотобатарей различных типов установлено, что средний КПД системы кремниевая фотобатарея – электролизер составляет $5 \div 6$ %, а производительность ее на единицу площади фотобатарей – $1,6 \div 2$ кг H_2 м² в год. Таким образом, для установки такого типа сравнительно небольшой производительности – 10^4 т $H_2 \cdot \text{год}^{-1}$ (в пересчете на условное топливо 41 тыс. т год) требуются фотобатареи площадью $5 \cdot 10^6$ м².

При использовании солнечных коллекторов к электролизеру предъявляются менее жесткие требования и площадь коллектора для установки той же производительности несколько меньше, чем площадь фотобатарей, однако необходимы дополнительные затраты на системы преобразования энергии солнечного излучения в теплоту и электроэнергию (парогенератор, турбина, электрогенератор и т. д.). Кроме того, в связи с неравномерностью производства водорода установки обоих типов требуют создания систем хранения водорода для согласования их работы с графиком потребления водорода. И в том и в другом случае в настоящее время капитальные затраты в солнечную энергоустановку, производящую электроэнергию, весьма велики, а единичная электрическая мощность установок относительно невелика (для наиболее крупных из проектируемых сегодня электростанций она не превышает 100 МВт).

Анализ использования термохимических и термоэлектрохимических циклов для крупномасштабного производства водорода за счет солнечной энергии показывает, что полная эффективность преобразования энергии (КПД процесса) в этом случае может достигать 30 %, однако необходимость аккумулирования высокопотенциальной теплоты и более сложное и громоздкое оборудование этих процессов по сравнению с электролизом приводят к тому, что стоимость получаемого водорода оказывается на $30 \div 40$ % выше, чем в схемах с использованием электролиза. Прямое использование солнечной энергии возможно также в комбинированных фототермохимических, фотоэлектрохимических и фототермоэлектрохимических процессах разложения воды. В этих случаях производительность установок дополнительно ограничивается фотохимической стадией процесса, поскольку для проведения

фотохимических реакций используется лишь часть энергии солнечного излучения в достаточно узком спектральном интервале. Эффективность преобразования энергии в таких схемах может оказаться, однако, больше, чем в рассмотренных выше случаях, поскольку часть энергии солнечного излучения используется непосредственно для разложения воды без промежуточных стадий преобразования энергии.

Прямое преобразование энергии солнечного излучения для получения водорода возможно также и в различных фотобиохимических процессах. В этом случае используется лишь часть спектра излучения Солнца и, кроме того, фотобиохимические процессы эффективно протекают в достаточно узком интервале температур среды. Например, анаэробные бактерии *Rhodospseudomonas capsulata* в подходящем водном растворе органических веществ под действием солнечного света выделяют водород при температуре раствора от 283 до 313 К, максимальная же производительность по водороду достигается в интервале температур 305÷313 К. Эффективность преобразования энергии солнечного излучения в водород составляет около 5 %. Сточные воды некоторых предприятий могут служить подходящей средой для этих бактерий, при этом установки для производства водорода могут удачно сочетаться с системой очистных сооружений. Однако площадь реакторов, т. е. площадь, с которой необходимо собрать образующийся водород для установок относительно небольшой производительности, как и в случае фотобатарей, весьма велика (порядка 106 м² и более).

Швейцарская компания *Clean Hydrogen Producers* (СНР) разработала технологию производства водорода из воды при помощи параболических солнечных концентраторов. Площадь зеркал установки составляет 93 м². В фокусе концентратора температура достигает 2200 °С. Вода начинает разделяться на водород и кислород при температуре более 1700 °С. За световой день 6,5 часов (6,5 кВт·ч/кв.м.) установка СНР может разделять на водород и кислород 94,9 литров воды. Производство водорода составит 3800 кг в год (около 10,4 кг в день).

Израильский *Weizmann Institute of Science* в 2005 г. испытал технологию получения неокисленного цинка в солнечной башне. Оксид цинка в присутствии древесного угля нагревался зеркалами до температуры 1200 °С на вершине солнечной башни. В результате процесса получался чистый цинк. Далее цинк можно герметично упаковать и транспортировать к местам производства электроэнергии. На месте цинк помещается в воду, в результате химической реакции получается водород и оксид цинка. Оксид цинка можно еще раз поместить в солнечную башню и получить чистый цинк.

Технология прошла испытания в солнечной башне канадского *Institute for the Energies and Applied Research*.

XI. Получение водорода при помощи водорослей

Ученые калифорнийского университета в Беркли (*UC Berkeley*) в 1999 г. обнаружили, что если водорослям не хватает кислорода и серы, то процессы фотосинтеза у них резко ослабевают, и начинается бурная выработка водорода. Водород может производить группа зеленых водорослей, например, *Chlamydomonas reinhardtii*. Водоросли могут производить водород из морской воды или канализационных стоков.

3.4. Хранение водорода

Хранение водорода – одно из промежуточных звеньев в жизненном цикле водорода от его производства до потребления. Разработка наиболее экономичных и эффективных способов хранения водорода представляет собой одну из главных технологических проблем водородной энергетики.

Состояние водорода	Газообразный водород			Жидкий водород	Водород в связанном состоянии
Давление, атм	1	350	700	1	1
Температура, К	300	300	300	20	300
Расстояние H_2-H_2 или $H-H$, нм	3,3	0,54	0,45	0,36	0,21
Концентрация атомов, ат./см ³	$5,6 \cdot 10^{19}$	$1,3 \cdot 10^{22}$	$2,3 \cdot 10^{22}$	$4,2 \cdot 10^{22}$	$10,7 \cdot 10^{22}$
Схема расположения молекул или атомов водорода					
Системы хранения					

Рисунок 3.7 – Основные проблемы хранения водорода

Как правило, водород хранят в сжиженном, адсорбированном либо сжатом газообразном состоянии. Основные проблемы, требующие решения при разработке технологий хранения водорода, имеют отношение к обеспечению их рентабельности и безопасности, что напрямую связано с химическими и физическими свойствами водорода.

Хранение водорода может использоваться и как технология сглаживания естественных колебаний в объемах электрической энергии, получаемой за счет возобновляемых источников энергии, таких как ветер или солнце.

Вырабатываемый в пиковые периоды избыток электрической энергии используется для получения водорода методом электролиза, а в периоды снижения выработки электроэнергии этот водород используется как топливо. КПД данной операции, однако, достаточно низок по сравнению, например, с гидроаккумулирующими электростанциями.

Наиболее перспективным методом считается хранение водорода в адсорбированном состоянии. Большинство материалов позволяют сорбировать не более 7–8 % водорода в массовой доле. В настоящее время разрабатывается несколько способов увеличения этого показателя. Добились успеха в этом Adam Phillips и Bellave Shivaram – они описали процесс синтеза композитного вещества на основе металлического титана, у которого способность сорбировать до 12,4 % водорода (массы).

Компьютерное моделирование показало возможность хранения водорода в бакиболах (кластерных углеродных структурах). Бакиболы являются представителями фуллеренов.

Достаточно необычный, но при этом весьма недорогой способ хранения водорода с использованием карбонизированных волокон куриных перьев.

Хранение водорода в подземных хранилищах

Этот способ хорошо освоен и давно применяется, однако при необходимости хранения больших количеств водорода он становится неэкономичным в связи с большими капитальными затратами, большими удельными затратами энергии на сжатие водорода, плохими весовыми характеристиками. Повышение давления в баллонах приводит к уменьшению этих затрат и улучшению весовых характеристик баллонов. В настоящее время разработаны и применяются для хранения газообразного водорода при давлении до 100 МПа сварные сосуды с двух или многослойными стенками, у которых внутренний слой выполнен из аустенитной нержавеющей стали или другого материала совместимого с водородом при высоком давлении, а внешние слои – из высокопрочных сталей или других материалов. Для хранения водорода при высоком давлении применяются также бесшовные толстостенные сосуды из низкоуглеродистых сталей. В таких сосудах водород может храниться при давлениях до 40÷70 МПа. По соображениям безопасности сосуды при давлениях выше 21 МПа для перевозок газообразного водорода не применяются.

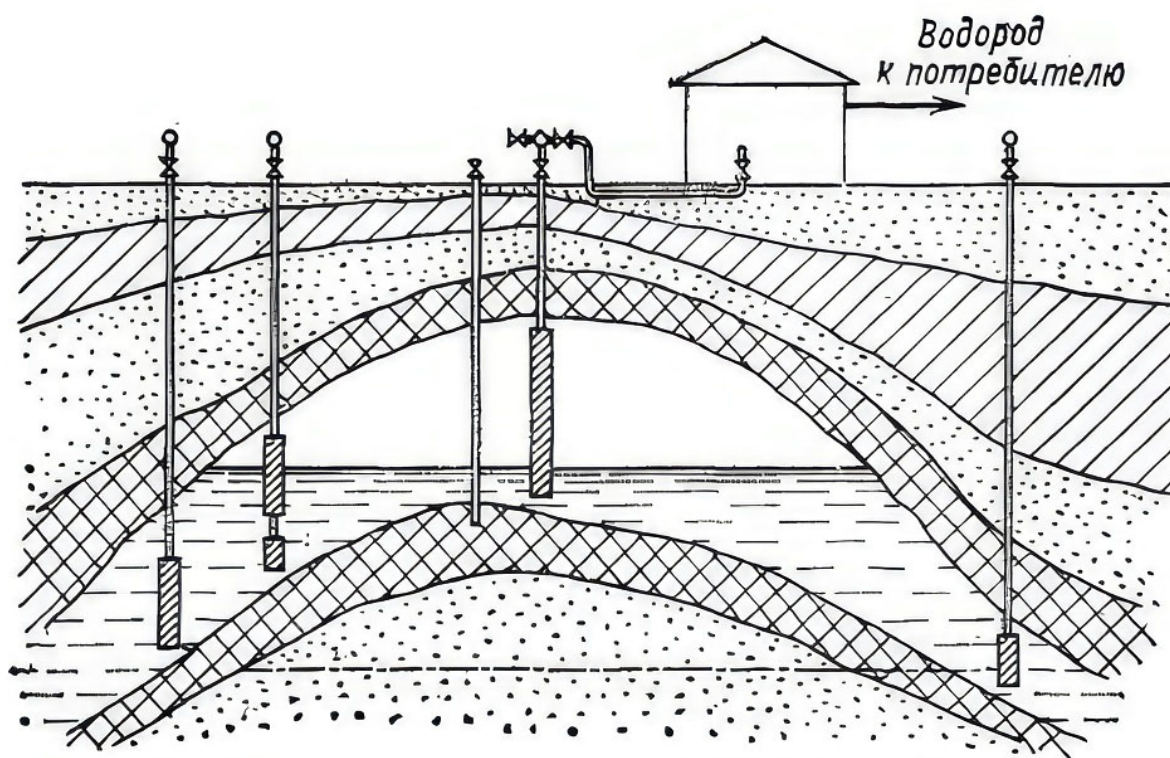


Рисунок 3.8 – Подземное хранилище для водорода в купольном водоносном слое

Для крупномасштабного хранения газообразного водорода, как и для хранения больших количеств природного газа, перспективно использование подземных хранилищ, естественных и искусственных выработанных месторождений нефти и газа, естественных и искусственных подземных пустот (например, горных выработок), водоносных горизонтов, естественных и искусственных соляных каверн. При этом хранение водорода оказывается более дорогим (на единицу хранимой энергии) и сложным, чем хранение природного газа, поскольку водород имеет примерно на порядок больший коэффициент диффузии, чем природный газ, и меньшую плотность. По оценкам зарубежных авторов потери водорода при хранении его под давлением в подземных хранилищах в осадочных пористых породах (в водоносных горизонтах, выработанных нефтяных и газовых месторождениях) за год составят, по-видимому, около 5 % полного объема хранилища при сезонном цикле хранения и объеме активного газа около 1/3 объема хранилища, хотя диффузионные потери при этом могут быть и относительно невелики (менее 2 %).

Естественное хранилище газа, организованное в купольном водоносном горизонте (рисунок 3.8). Участок пласта водоносной пористой породы куполообразной формы ограничен сверху и снизу непроницаемыми пластами. Газ сверху через скважину нагнетается в пористую водоносную породу, вытесняя воду, и может храниться в образовавшемся резервуаре под давлением. Давление, под которым газ может храниться в таких структурах, зависит от глубины: оно должно быть не меньше давления водяного столба на заданной

глубине и по соображениям надежности хранения не может быть слишком большим. В зарубежной практике хранения природного газа в подземных резервуарах, расположенных в осадочных породах, принят предельный градиент $0,023 \text{ МПа м}^{-1}$, которым определяется область возможных значений давлений хранимого газа в зависимости от глубины.

В настоящее время накоплен большой опыт хранения природного газа в подземных хранилищах, расположенных в осадочных породах. Такие хранилища эксплуатируются в СССР, США, Франции и других странах. В США на конец 1972 г. использовалось 337 подземных резервуаров для сезонного хранения газа в объеме около 25 % годового потребления. Во Франции компания «Газ де Франс» в течение многих лет эксплуатировала большое подземное хранилище (около $2 \cdot 10^5 \text{ м}^3$) в купольных водоносных горизонтах вблизи Парижа, в котором хранился газ, содержащий более 50 % водорода при давлении 11 МПа (с 1957 по 1974 г. хранилось более 150 млн м^3 водорода). Исследования концентрации водорода в подземных водах, содержащихся в породах, окружающих хранилище, показали отсутствие следов водорода в них, что, по-видимому, указывает на малые диффузионные потери. В США (г. Амарилло, штат Техас) в течение многих лет успешно эксплуатируется большое подземное хранилище для хранения гелия, коэффициент диффузии которого, так же как и водорода, значительно превышает коэффициенты диффузии природных газов. Больших потерь гелия при этом не наблюдается.

Таким образом можно полагать, что такой метод может использоваться и для водорода без больших изменений. Этот метод предполагает минимальные затраты на создание хранилища, однако потери давления, связанные с фильтрацией газа и жидкости в пористой среде, и (в зависимости от геологических условий) потери газа могут оказаться существенными. Кроме того, объем активного газа не превышает 1/2 объема хранилища, и максимально возможный объем хранения достигается только после нескольких лет эксплуатации (рисунок 3.9).

В последнее время в нашей стране и за рубежом для хранения природного и сжиженного газов, гелия и других продуктов получили широкое распространение подземные емкости, создаваемые в месторождениях каменной соли. Предел прочности природной каменной соли на одноосное сжатие составляет до $1500 \div 3000 \text{ Н см}^{-2}$, а избыточное давление в таких подземных емкостях в зависимости от глубины может составлять 5–20 МПа (для глубин $400 \div 1200 \text{ м}$).

В РФ находятся в эксплуатации подземные емкости в соляных пластах для хранения различных газов. В Англии компанией «Империал кемикал индастри» в Беллингэме специально для хранения водорода в соляных кавернах создано хранилище из трех резервуаров вместимостью по водороду $2,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

каждый с давлением хранения 5 МПа. Схематически хранилище для водорода в соляной каверне изображено на рисунке 3.10. Подача водорода из резервуара может осуществляться при постоянном давлении путем вытеснения его рассолом каменной соли или при переменном давлении путем прямого отбора газа за счет избыточного давления, что проще и в ряде случаев экономичнее.

По данным Института технологии газа (США), стоимость подземного хранения водорода различными методами в расчете на единицу хранимой энергии в 3÷4 раза превосходит стоимость аналогичного хранения природного газа. Следует, однако, подчеркнуть, что с ростом размера хранилища и по мере удорожания природного газа стоимость подземного хранения водорода будет приближаться к стоимости хранения природного газа. Как указывается многими авторами, оборудование, используемое сегодня при подземном хранении природного газа, может применяться и при хранении водорода, но эффективность его использования будет ниже.

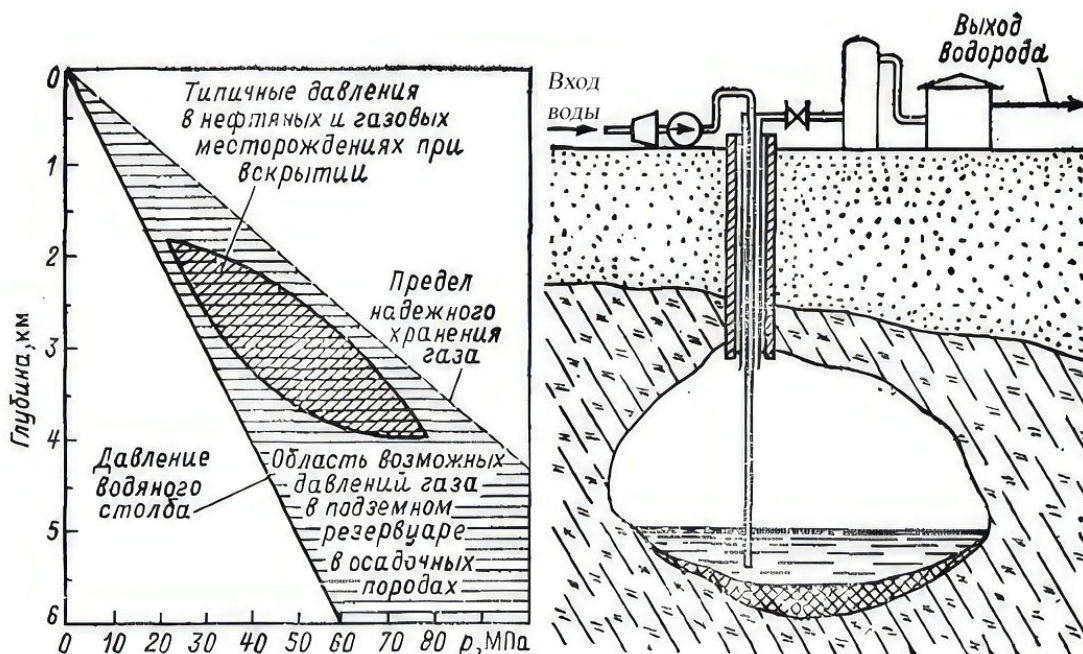


Рисунок 3.9 – Давление газа в подземном хранилище в зависимости от глубины

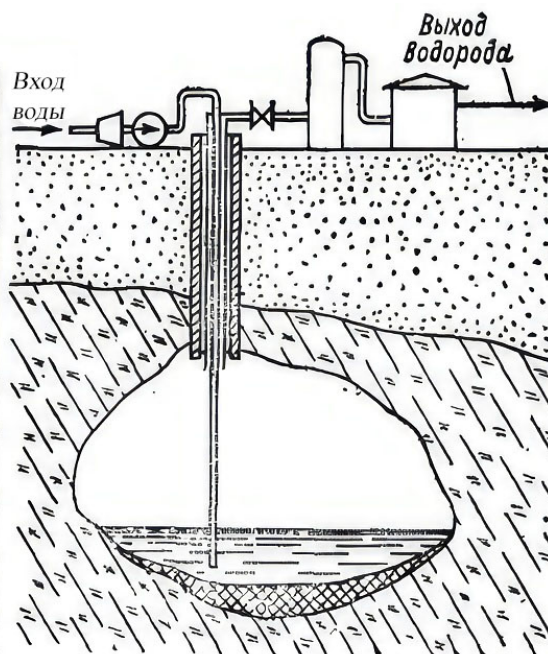


Рисунок 3.10 – Подземное хранилище для водорода в соляной каверне

Абсолютное снижение стоимости подземного хранения водорода может быть достигнуто путем дальнейшего совершенствования геотехнологических методов создания подземных хранилищ, увеличения их объемов, совершенствования имеющейся техники и создания оборудования, специально предназначенного для работы с водородом.

Хранение газообразного водорода

Не является более сложной проблемой, чем хранение природного газа. На практике для этого применяют газгольдеры, естественные подземные резервуары (водоносные породы, выработанные месторождения нефти и газа),

хранилища, созданные подземными атомными взрывами. Доказана принципиальная возможность хранения газообразного водорода в соляных кавернах, создаваемых путем растворения соли водой через боровые скважины.

Широкое распространение получило хранение газообразного водорода в газгольдерах с водяным бассейном (мокрые газгольдеры), поршневых газгольдерах постоянного давления (сухие газгольдеры), газгольдерах постоянного объема (емкости высокого давления). Для хранения малых количеств водорода используют баллоны.

Следует иметь в виду, что мокрые, а также сухие (поршневые) газгольдеры сварной конструкции не обладают достаточной герметичностью. Согласно техническим условиям допускается *утечка водорода при нормальной эксплуатации мокрых газгольдеров* вместимостью до 3000 м³ – около 1,65 %, а вместимостью от 3000 м³ и более – около 1,1 % в сутки (считая на номинальный объем газгольдера).

Одним из наиболее перспективных способов хранения больших количеств водорода является хранение его в водоносных горизонтах. Годовые потери составляют при таком способе хранения 1÷3 %. Эту величину потерь подтверждает опыт хранения природного газа.

Газообразный водород возможно хранить и перевозить в стальных сосудах под давлением до 20 МПа. Такие емкости можно подвозить к месту потребления на автомобильных или железнодорожных платформах, как в стандартной таре, так и в специально сконструированных контейнерах.

Для хранения и перевозки небольших количеств сжатого водорода при температурах от –50 до +60 °С используют стальные бесшовные баллоны малой емкости до 12 дм³ и средней емкости 20÷50 дм³ с рабочим давлением до 20 МПа. Корпус вентиля изготавливают из латуни. Баллоны окрашивают в темно-зеленый цвет, они имеют красного цвета надпись «Водород».

Баллоны для хранения водорода достаточно просты и компактны. Однако для хранения 2 кг Н₂ требуются баллоны массой 33 кг. Прогресс в материаловедении дает возможность снизить массу материала баллона до 20 кг на 1 кг водорода, а в дальнейшем возможно снижение до 8÷10 кг. Пока масса водорода при хранении его в баллонах составляет примерно 2÷3 % от массы самого баллона.

Большие количества водорода можно хранить в крупных газгольдерах под давлением. Газгольдеры обычно изготавливают из углеродистой стали. Рабочее давление в них обычно не превышает 10 МПа. Вследствие малой плотности газообразного водорода хранить его в таких емкостях выгодно лишь в сравнительно небольших количествах. Повышение же давление сверх указанного, например, до сотен мега Паскаль, во-первых, вызывает трудности, связанные с водородной коррозией углеродистых сталей, и, во-вторых, приводит к существенному удорожанию подобных емкостей.

Для хранения очень больших количеств водорода экономически эффективным является способ хранения в истощенных газовых и водоносных пластах.

Газообразный водород в очень больших количествах хранится в соляных кавернах глубиной 365 м при давлении водорода 5 МПа, в пористых водонаполненных структурах, вмещающих до $20 \cdot 10^6$ м³ водорода.

Опыт продолжительного хранения (более 10 лет) в подземных газохранилищах газа с содержанием 50 % водорода показал полную возможность его хранения без заметных утечек. Слои глины, пропитанные водой, могут обеспечивать герметичное хранение ввиду слабого растворения водорода в воде.

Хранение жидкого водорода

Среди многих уникальных свойств водорода, которые важно учитывать при его хранении в жидком виде, одно является особенно важным. Водород в жидком состоянии находится в узком интервале температур: от точки кипения 20 К до точки замерзания 17 К, когда он переходит в твердое состояние. Если температура поднимается выше точки кипения, водород мгновенно переходит из жидкого состояния в газообразное.

Чтобы не допустить местных перегревов, сосуды, которые заполняют жидким водородом, следует предварительно охладить до температуры, близкой к точки кипения водорода, только после этого можно заполнять их жидким водородом. Для этого через систему пропускают охлаждающий газ, что связано с большими расходами водорода на захолаживание емкости.

Переход водорода из жидкого состояния в газообразное связан с неизбежными потерями от испарения. Стоимость и энергосодержание испаряющегося газа значительны. Поэтому организация использования этого газа с точки зрения экономики и техники безопасности необходимы. По условиям безопасной эксплуатации криогенного сосуда необходимо, чтобы после достижения максимального рабочего давления в емкости газовое пространство составляло не менее 5 %.

К резервуарам для хранения жидкого водорода предъявляют ряд требований:

- конструкция резервуара должна обеспечивать прочность и надежность в работе, длительную безопасную эксплуатацию;
- расход жидкого водорода на предварительное охлаждение хранилища перед его заполнением жидким водородом должен быть минимальным;
- резервуар для хранения должен быть снабжен средствами для быстрого заполнения жидким водородом и быстрой выдачи хранимого продукта.

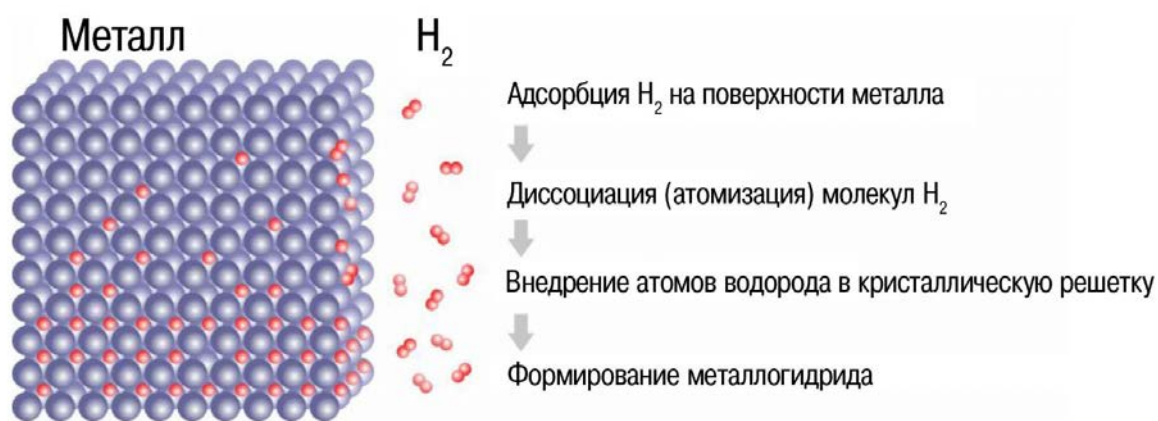


Рисунок 3.11 – К вопросу хранения водорода в гидридной системе

Главная часть криогенной системы хранения водорода – теплоизолированные сосуды, масса которых примерно в 4–5 раз меньше на 1 кг хранимого водорода, чем при баллонном хранении под высоким давлением. В криогенных системах хранения жидкого водорода на 1 кг водорода приходится 6÷8 кг массы криогенного сосуда, а по объемным характеристикам криогенные сосуды соответствуют хранению газообразного водорода под давлением 40 МПа.

Жидкий водород в больших количествах хранят в специальных хранилищах объемом до 5 тыс. м³. Крупное шарообразное хранилище для жидкого водорода объемом 2850 м³ имеет внутренний диаметр алюминиевой сферы 17,4 м³.

Гидридная система хранения водорода

В случае хранения водорода в гидридной форме отпадает необходимость в громоздких и тяжелых баллонах, требуемых при хранении газообразного водорода в сжатом виде, или сложных в изготовлении и дорогих сосудов для хранения жидкого водорода. При хранении водорода в виде гидридов объем системы уменьшается примерно в 3 раза по сравнению с объемом хранения в баллонах. Упрощается транспортирование водорода. Отпадают расходы на конверсию и сжижение водорода (рисунок 3.11).

Водород из гидридов металлов можно получить по двум реакциям: *гидролиза и диссоциации*.

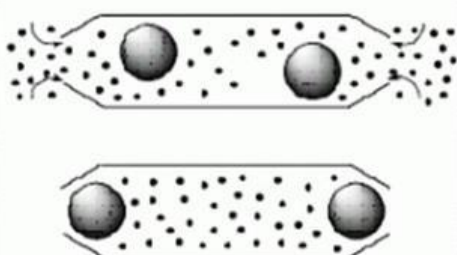
Методом гидролиза можно получать вдвое больше водорода, чем его находится в гидриде. Однако этот процесс практически необратим. Метод получения водорода термической диссоциацией гидрида дает возможность создать аккумуляторы водорода, для которых незначительное изменение температуры и давления в системе вызывает существенное изменение равновесия реакции образования гидрида. Металлы гидрида представлены в таблице 3.5.

Применение углеродных наноструктур для хранения водорода

Теоретическая модель

Chinese Univ. Hong Kong Shatin и Fudan Univ., Shanghai

a



Конструкция из углеродной нанотрубки и двух фуллеренов для хранения водорода.

Оптимальной для контейнера оказалась однослойная нанотрубка диаметром $\sim 15 \text{ \AA}$. Для блокировки использованы две молекулы фуллерена C_{60} .

Детальные вычисления показали, что при внутреннем давлении 2,5 ГПа емкость по водороду приближается к 7,7 масс.% водорода, при этом после снятия внешнего давления молекулы водорода надежно заперты внутри при комнатной температуре.  MyShared

Рисунок 3.12 – Разработка новых способов хранения водорода с использованием нанотехнологий

Стационарные устройства для хранения водорода в форме гидридов не имеет строгих ограничений по массе и объему, поэтому лимитирующим фактором выбора того или иного гидрида будет, по всей вероятности, его стоимость. Для некоторых направлений использования может оказаться полезным гидрид ванадия, поскольку он хорошо диссоциирует при температуре, близкой к 270 К. Гидрид магния является относительно недорогим, но имеет сравнительно высокую температуру диссоциации 560÷570 К и высокую теплоту образования. Железо-титановый сплав сравнительно недорог, а гидрид его диссоциирует при температурах 320÷370 К с низкой теплотой образования. Использование гидридов имеет значительные преимущества в отношении техники безопасности. Поврежденный сосуд с гидридом водорода представляет значительно меньшую опасность, чем поврежденный жидководородный танк или сосуд высокого давления, заполненный водородом.

Таблица 3.5 – Металлы гидридов и соответствующие свойства

Металл гидроида	Температура при $P_{H_2} = 1$ атм, $^{\circ}C$	Доля хранимого водорода, % вес.
Ti(Fe _{0,9} Ni _{0,1})	3	1,90
LaNi ₅	12	1,49
CfNi ₅	43	1,87
LaNi _{4,7} Al _{0,3}	45	1,44
Ti(Fe _{0,8} Ni _{0,2})	73	1,30
Mg ₂ Ni	255	3,60
Mg	279	7,66
Ti	643	3,98

В настоящий момент в Институте проблем химической физики РАН в Черногловке ведутся работы по созданию аккумуляторов водорода на основе гидридов металла (рисунок 3.12).

3.5. Энергетические установки на базе топливных элементов

Наиболее динамично развиваются работы по топливным элементам в США, Канаде и Японии, где наряду с большим объемом НИОКР, ведутся активные работы по коммерциализации водородной энергетики. Создано большое количество энергетических установок на топливных элементах (ТЭ) мощностью от единиц ватт до мегаватт, уже сейчас конкурентоспособных с аналогичными установками, основанными на традиционных технологиях сгорания углеводородного топлива. Область применения водородной энергетики представлена на рисунке 3.13.

С прогрессом в области разработки энергоустановок на основе ТЭ появляется надежда на решение проблемы обеспечения человечества возобновляемыми экологически чистыми энергоресурсами, а также возможность изменения и совершенствования системы энергоснабжения (электро- и теплоснабжения) различных объектов – от сотовых телефонов, компьютеров и автомобилей до жилых домов, крупных промышленных предприятий и в целом городов. Ступени преобразования химической энергии традиционным и электрохимическим способами представлены на рисунке 3.14.

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

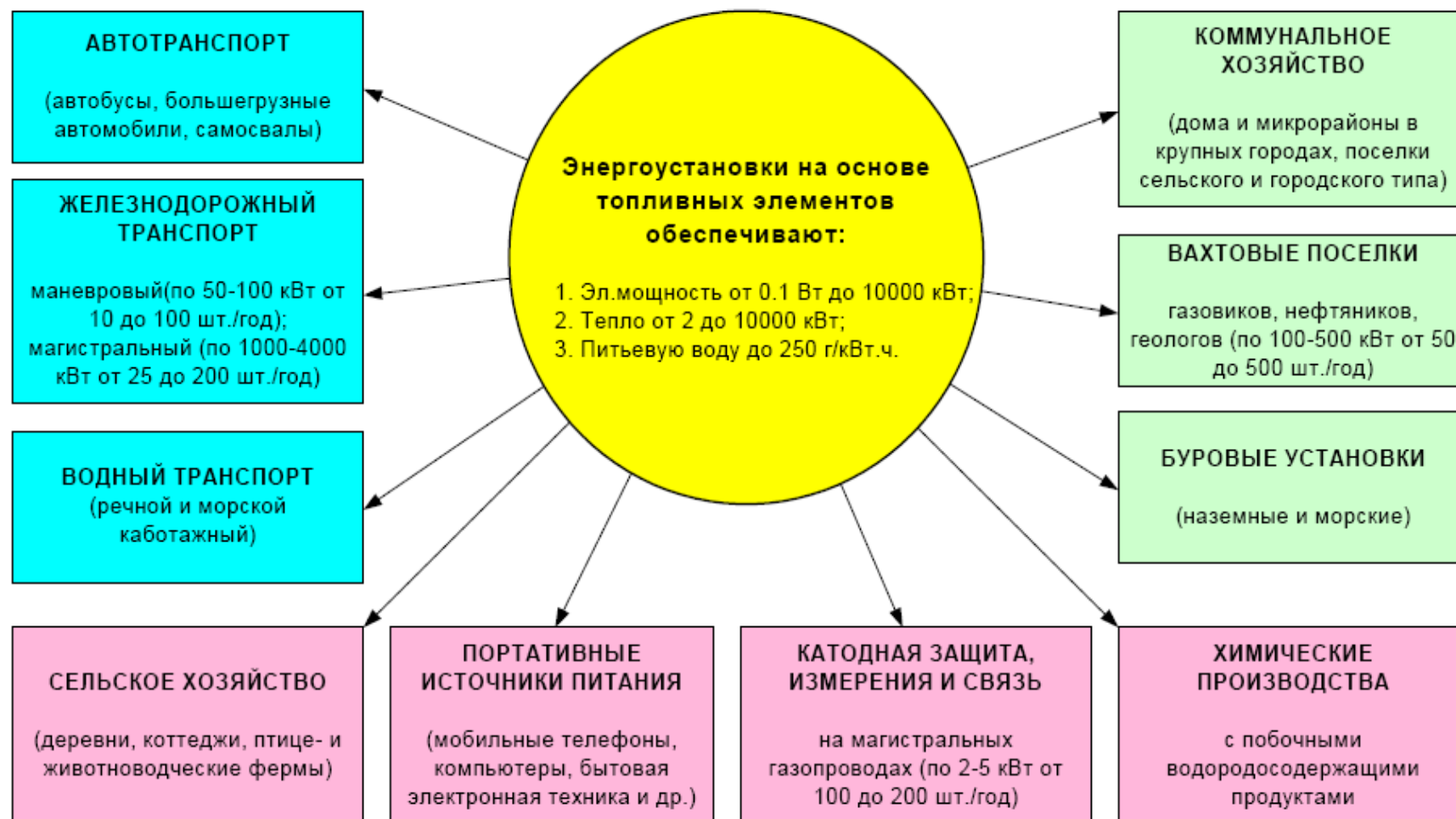


Рисунок 3.13 – Область применения водородной энергетики

ТЭ – электрохимический источник тока, в котором осуществляется прямое превращение энергии топлива и окислителя, непрерывно подводимых к электродам, непосредственно в электрическую энергию, без необходимости сначала преобразовывать ее в тепло или механическую работу вращения турбин.

Так как преобразование тепла в работу у этих установок отсутствует, их энергетический КПД значительно выше, чем у традиционных энергоустановок и может составлять до 90 %. Кроме того, топливом здесь служит водород, а значит, основной выхлоп таких систем – просто водяной пар.

Ясно, что за топливными элементами – будущее. Водород будет питать двигатели автомобилей, небольшие топливные батареи будут обеспечивать теплом и светом частные домохозяйства, они же будут встроены в портативную электронику.



Рисунок 3.14 – Ступени преобразования химической энергии традиционным и электрохимическим способами

Химические реакции в ТЭ идут на специальных пористых электродах (аноде и катоде), активированных палладием (или другими металлами платиновой группы), где химическая энергия, запасенная в водороде и кислороде, эффективно преобразуется в электрическую энергию. Водород

окиляется на аноде, а кислород (или воздух) восстанавливается на катоде (рисунок 3.15).

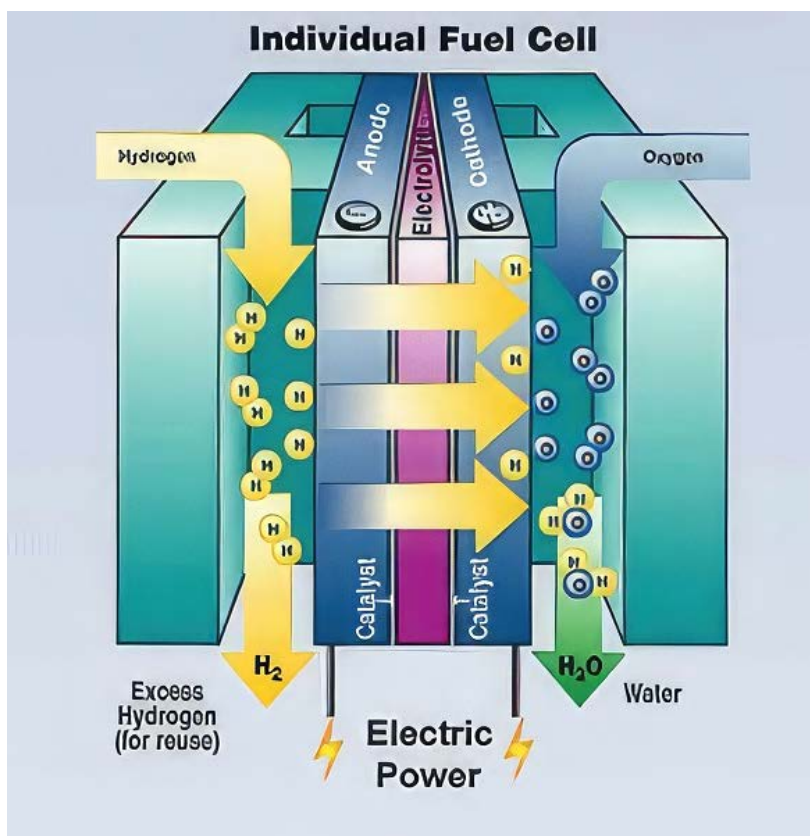
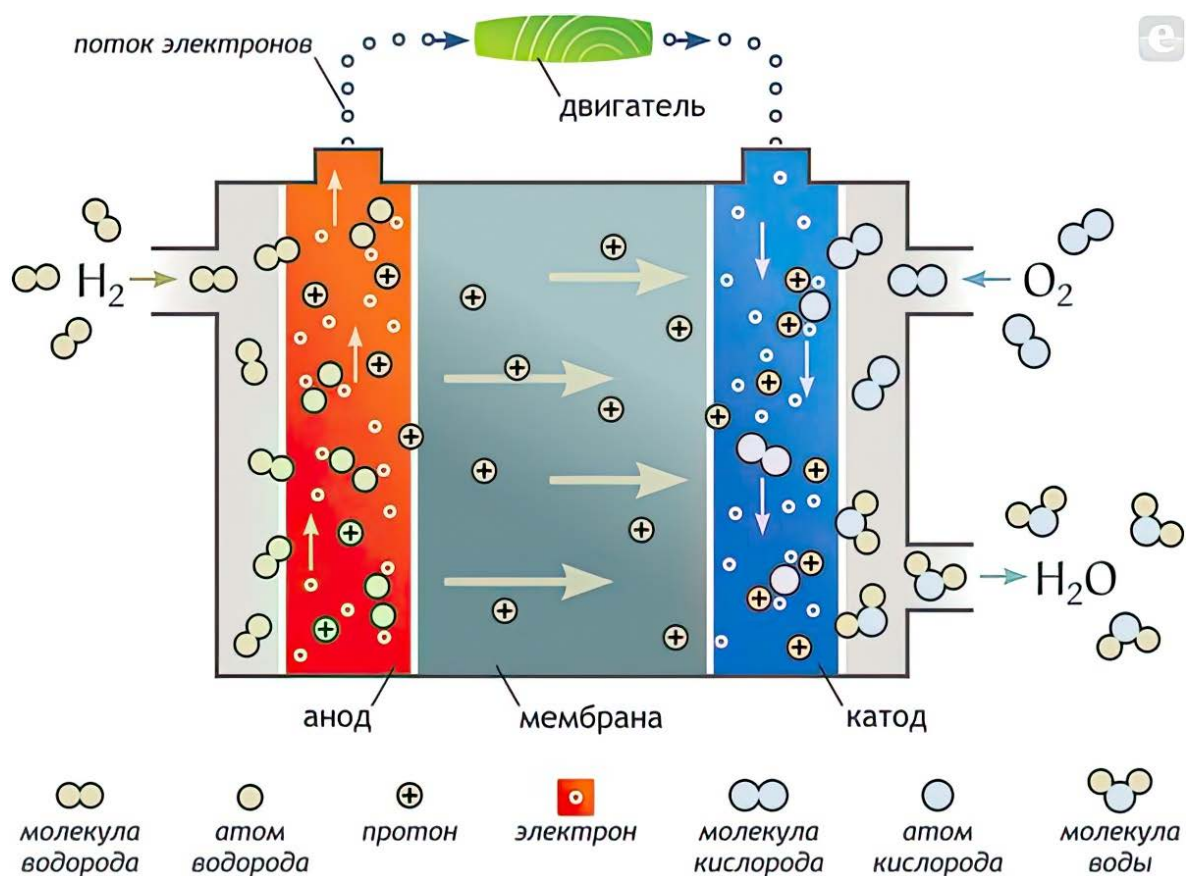


Рисунок 3.15 – Химические реакции в ТЭ

Катализатор на аноде ускоряет окисление водородных молекул в водородные ионы (H^+) и электроны. Водородные ионы (протоны) через мембрану мигрируют к катоду, где катализатор катода вызывает образование воды из комбинации протонов, электронов и кислорода. Поток электронов через внешний кругооборот производит электрический ток, который используется различными потребителями.

Напряжение, возникающее на отдельном ТЭ, не превышает 1,1 вольта. Для получения необходимой величины напряжения ТЭ соединяются последовательно в батареи, а для получения необходимой мощности батареи ТЭ соединяются параллельно. Такие батареи ТЭ вместе с элементами газораспределения и терморегулирования монтируются в единый конструктивный блок, называемый *электрохимическим генератором* (ЭХГ).

Однако если бы все было так просто, топливные элементы уже давно превратились бы в основной источник энергии, сменив статус «перспективной разработки» на место в разнообразных устройствах и машинах в каждом доме. «Перспективные» топливные элементы впервые использовались еще на советской орбитальной станции «Мир», однако были недолговечны и слишком дороги для внедрения в массовое хозяйство.

Проблема в том, что для их эффективной работы нужны катализаторы.

Сейчас огромное количество институтов и частных компаний бьются над увеличением эффективности топливных элементов и снижением их себестоимости. В инновационных решениях нуждаются также и разделяющие электроды твердые электролиты (мембраны), и материалы электродов, которые должны обладать большой коррозионной стойкостью.

В качестве катализаторов в топливных элементах чаще всего применяют платину и ее сплавы с не менее драгоценным палладием. Этот материал позволяет значительно облегчить процесс ионизации водорода. В реакции участвуют только атомы, находящиеся на поверхности, поэтому для каталитических целей применяют платину в виде наночастиц (так называемой платиновой черни). Однако в процессе нанесения дорогостоящей платины наиболее распространенным методом аэрографии ее потери достаточно велики, что еще более удорожает конечный продукт.

Техасские специалисты во главе с Питером Страссером предлагают использовать сплав платины с кобальтом и медью. Новый катализатор представляет собой частицы сплава, содержание металла в которых изменяется от поверхности к ядру: поверхность частиц обогащена платиной, а ядро состоит преимущественно из меди и кобальта. Первые испытания этого катализатора показали эффективность, превышающую аналогичный показатель современных катализаторов для топливных элементов в 4÷5 раз. Вдобавок нанокатализатор оказался существенно дешевле.

Для производства катализатора нанесенные на графитовый электрод частицы сплава помещаются в раствор кислоты и подвергаются циклическому воздействию переменного напряжения. Менее благородные металлы, в особенности медь, растворяются с поверхности, оставляя ее обогащенной платиной. Ядро же имеет тот же состав, что и исходный сплав. Более того, образовавшиеся в результате электрохимического травления меди и кобальта пустоты на поверхности частиц приводят не только к обогащению поверхности платиной, но и к значительному увеличению площади поверхности катализатора. Тем не менее, увеличение эффективности катализатора в 4÷5 раз по сравнению с чистой платиновой чернью, по мнению Страссера, не может быть объяснено исключительно увеличением площади поверхности.

Компьютерные расчеты показали, что расстояние между атомами платины в обогащенной ей оболочке короче по сравнению с этой дистанцией в чистой платине. Такое «сжатое» состояние фиксируется с помощью обогащенного кобальтом и медью ядра. Сокращенное межатомное расстояние платина-платина, по всей видимости, способствует более легкой адсорбции кислорода. Это же, судя по всему, изменяет электронную структуру оболочки так, что процесс переноса электрона с образованием отрицательно заряженной молекулы кислорода становится значительно упрощенным.

3.6. Типы топливных элементов (ТЭ)

Существуют различные типы ТЭ. Их обычно классифицируют по используемому топливу, рабочему давлению и температуре, а также по характеру применения.

Наибольшее распространение получила классификация топливных элементов по типу электролита как среды для внутреннего переноса ионов (протонов). Электролит между электродами определяет операционную температуру и от этой температуры зависит тип катализатора.

Выбор топлива и окислителя, подаваемых в ТЭ, определяется, в первую очередь, их электрохимической активностью (то есть скоростью реакции на электродах), стоимостью, возможностью легкого подвода топлива и окислителя в ТЭ и отвода продуктов реакции из ТЭ.

Водород считается основным источником топлива для ТЭ, однако процесс преобразования топлива позволяет извлекать водород и из других его видов, включая метанол, природный газ, нефть и др.

В отличие от аккумулятора и батареек, ТЭ не истощается и не требует перезарядки; он работает, пока подается топливо. Электрохимические реакции, проходящие в различных типах ТЭ, представлены на рисунке 3.16.

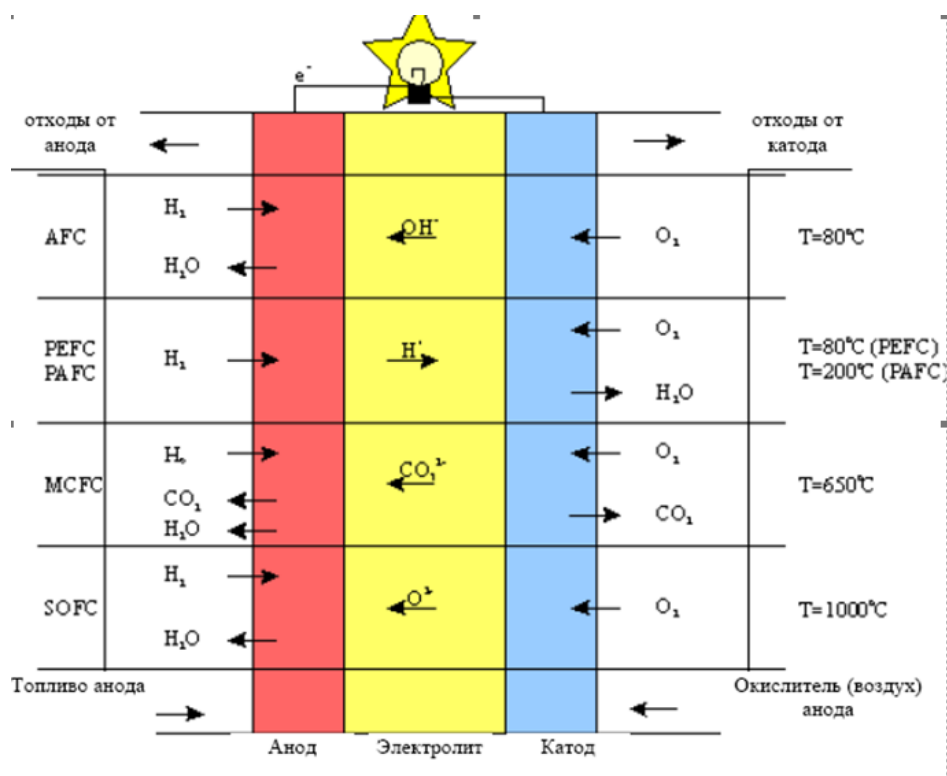


Рисунок 3.16 – Электрохимические реакции, проходящие в различных типах ТЭ

Примеры использования водорода в качестве источника энергии. Автомобиль Toyota FCHV, работающий на водороде, проехал расстояние в 560 км между Осака и Токио без последующей дозаправки. Это стало возможным благодаря новому водородному баку с повышенным давлением. Гибридный автомобиль оборудован также электродвигателем с постоянным магнитом и никель-металлогидридным аккумулятором. Автомобиль сертифицирован для движения по дорогам Японии. Скоро ожидается старт серийного производства модели FCHV. Также японские инженеры разработали технологию, которая позволяет увеличить давление в баке с водородом до 70 МПа. Новшество позволяет увеличить расстояние, которое автомобиль может проехать без дозаправки, на 660 км.

Параметры электрохимических реакций, проходящих в ТЭ, представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры электрохимических реакций, проходящих в ТЭ

ТЭ	Характеристики
Щелочной ТЭ (AFC)	Электролит состоит из жидкого КОН, который циркулирует в пространстве между электродами. Они использовались с середины 1960-х годов в космических программах, обеспечивая питанием электрические системы космических кораблей «Буран», «Шаттл» и др. Коммерческое применение их ограничено, так как они должны работать с чистыми водородом и кислородом (либо с кислородом воздуха, из которого удален углекислый газ). Щелочные ТЭ имеют КПД до 70 %.

ТЭ	Характеристики
ТЭ на протонообменной мембране (PEMFC)	В качестве электролита используется твердая полимерная мембрана (тонкая пластмассовая пленка), которая проводит водородные ионы (протоны) с анода на катод. Они обеспечивают высокую плотность тока, что позволяет уменьшать их вес, стоимость, объем и улучшать качество работы. Неподвижный твердый электролит упрощает герметизацию в процессе производства, уменьшает коррозию, и обеспечивает более долгий срок службы ТЭ. Эти ТЭ работают при низких температурах (ниже 100 °С), что ускоряет запуск и реакцию на изменения потребности в электричестве. Они идеально подходят для транспорта и стационарных установок небольшого размера.
ТЭ на фосфорной кислоте (PAFC)	Электролитом является бумажная матрица, насыщаемая фосфорной кислотой, также проводящей протоны. Это наиболее разработанные коммерчески развитые ТЭ. Они применяются в стационарных электрогенераторных устройствах в зданиях, гостиницах, больницах, аэропортах и электростанциях. ТЭ на фосфорной кислоте вырабатывают электричество с КПД более 40 % или около 85 %, если пар, который производит этот ТЭ, используется для совместного производства тепла и электричества (в сравнении с 30 % КПД наиболее эффективного двигателя внутреннего сгорания).
ТЭ на расплаве карбоната (MCFC)	Использует расплавленную смесь лития/калия (или лития/натрия) для проведения ионов карбоната от катода к аноду. Рабочая температура – приблизительно 650 °С, что позволяет использовать топливо напрямую, без какой-либо дополнительной его подготовки, и никель в качестве катализатора. Их конструкция более сложна, чем конструкция ТЭ на фосфорной кислоте, из-за их более высокой рабочей температуры и использования расплава электролита.
ТЭ на расплаве карбоната (MCFC)	Им требуется существенное количество времени для того, чтобы они достигли рабочей температуры и смогли реагировать на изменения в потребности в электричестве, и поэтому лучше всего они подходят для условий, где необходима постоянная подача больших количеств электроэнергии. Наибольшее количество подобных установок построено в США и Японии. В США имеется демонстрационная опытная электростанция мощностью 1,8 МВт.
ТЭ на твердых оксидах (SOFC)	В качестве электролита используется твердый керамический материал (стабилизированная иттрием окись циркония), которая проводит атомы кислорода от катода к аноду при чрезвычайно высокой температуре – свыше 1000 °С. Это позволяет им использовать относительно загрязненные виды топлива, например, получаемые при газификации угля. Энергетический КПД – около 60 %. Их относительно простая конструкция (обусловленная использованием твердого электролита и самых разных видов топлива) в сочетании с существенным количеством времени, необходимым для того, чтобы они достигли рабочей температуры и смогли реагировать на изменения в потребности в электричестве, делает их подходящими для больших и очень больших стационарных электрогенераторных установок и электростанций.

3.7. Состояние работ по водородной энергетике в России

В России водородная проблематика давно и активно изучалась, правда, в основном для военного применения, достаточно вспомнить, что топливные элементы летали в космос на «Буране».

В целях ускоренного развития разработок по водородной энергетике и топливным элементам в России, ОАО ГМК «Норильский никель» и Российская академия наук договорились о совместных работах по развертыванию и финансированию наиболее важных фундаментальных, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по основным направлениям и в области топливных элементов и энергетических устройств на их базе, предусмотрев в том числе:

- создание научно-технического, технологического и конструкторского задела по ключевым агрегатам, устройствам и системам водородной энергетики и ТЭ;
- формирование базовой кооперации академических институтов и промышленных предприятий по созданию систем и устройств водородной энергетики на основе ТЭ различных типов;
- отработку механизма финансирования работ по водородной энергетике и ТЭ с использованием частного капитала;
- изучение конъюнктуры рынка ТЭ и энергетических устройств на их базе;
- отбор наиболее привлекательных коммерческих (конкурентоспособных) проектов для освоения их серийного производства и продвижения на рынок;
- создание предприятий по производству ТЭ и энергетических установок на их основе;
- подготовку предложений по вариантам водородной инфраструктуры России и структуры автономной энергетики с использованием систем на базе ТЭ.

3.8. Контрольные вопросы к разделу 3

1. В чем состоит концепция водородной энергетики?
2. Какие обстоятельства выступают в пользу водорода как универсального энергоносителя?
3. Каковы проблемы получения водорода в электрохимических, термохимических, плазмохимических и других процессах?
4. В чем экономическая суть получения водорода за счет ядерной энергии или за счет сжигания угля?

5. Каково суммарное производство водорода и процент его потребления по основным отраслям промышленности?
6. Приведите название и обозначение водорода и его изотопов.
7. Какие существуют модификации молекулярного водорода?
8. Какие основные физико-химические свойства водорода?
9. Какими уникальными характеристиками обладает водород?
10. Какие существуют характеристики водорода как топлива?
11. Где встречается свободный водород на Земле?
12. В состав каких минералов может входить водород?
13. Назовите способы получения водорода?
14. Какие показатели, определяют целесообразность использования того или иного источника первичной энергии для производства водорода?
15. Какая чистота продукта обеспечивается при получении водорода электролизом?
16. Что является еще более ценным побочным продуктом электролиза воды?
17. В чем суть процесса паровой конверсии метана (ПКМ)?
18. Приведите результирующую реакцию ПКМ и, при какой температуре она происходит?
19. Какие превращения происходят на второй ступени ПКМ и что такое «реакция сдвига»?
20. В чем преимущество при использовании ВТГР и ВТЯР для получения водорода?
21. В чем суть процесса получения водорода электролизом воды?
22. Какой состав электролитов для получения водорода?
23. Что входит в состав электродов: анода и катода?
24. Какое Влияние оказывает температура на процесс электролиза воды?
25. Как плотность тока влияет на процесс получения водорода?
26. Что называется перенапряжением, и из чего оно складывается?
27. Какое влияние оказывают катализаторы на процесс получения водорода?
28. Каковы общие требования к электродным материалам?
29. По каким типам классифицируют топливные элементы?
30. В чем заключается принцип работы топливного элемента?

4. МАГНИТОГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ

4.1. Термодинамические параметры плазмы, находящиеся в магнитном поле. Ионизированный газ

Согласно модели атома, предложенной Резерфордом (рисунок 4.1), он состоит из положительно заряженного ядра, состоящего из протонов и нейтронов, вокруг которого по замкнутым орбитам движутся отрицательно заряженные частицы (электроны), аналогично планетам, движущимся по орбитам вокруг Солнца. Количество орбит и число электронов на каждой орбите у каждого элемента таблицы Менделеева разное.

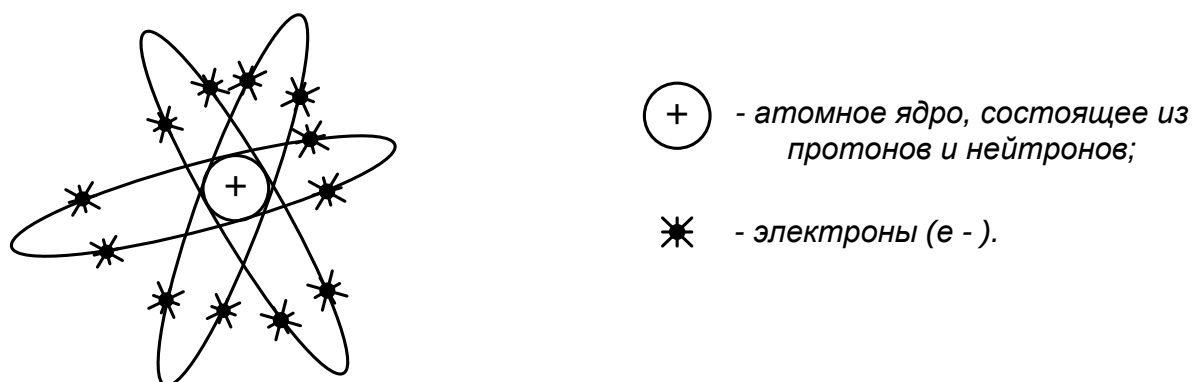


Рисунок 4.1 – Модель атома, предложенная Резерфордом

В целом атом электрически нейтрален, поскольку положительный заряд ядра уравнивается отрицательным зарядом электронов.

Если у электрически нейтрального атома каким-либо способом удалить один электрон, то такой атом будет электрически заряжен положительно. Положительно заряженный атом без одного электрона называется *однозарядным ионом*. Если атом теряет следующий (второй электрон), то он превращается в двухзарядный ион и так далее. Когда у атома полностью удалены все электроны, то он является *полностью ионизованным*. Один из способов ионизации – *термическая*, второй способ *в результате электронного удара*.

Для превращения нейтрального атома в ион необходимо затратить энергию, называемую энергией ионизации – U_i , которая обычно измеряется в *электронвольтах* – эВ ($1 \text{ эВ} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$).

Запись процесс ионизации имеет вид:



где A – атом в исходном состоянии; A_+ – положительный ион; e – электрон.

Как известно, энергия U_{uq} беспорядочного теплового движения частиц, обладающих тремя степенями свободы, равна:

$$U_{uq} = \frac{3}{2} \cdot k \cdot T, \quad (4.2)$$

где $k = \frac{R_{\mu}}{N_A} = 1,38 \cdot 10^{-23}$ – молекулярная постоянная Больцмана, Дж/К;

R_{μ} – универсальная газовая постоянная;

N_A – число Авогадро.

Полная термическая ионизация может быть осуществлена при условии:

$$U_{uq} \leq U_i. \quad (4.3)$$

Так, например, для водорода $U_i = 13,595$ эВ и, в соответствии с равенством (4.2), для водорода полная ионизация осуществляется при температуре:

$$T_{i(H_2)} = \frac{2 \cdot U_{uq}}{3 \cdot k} = \frac{2 \cdot 13,595 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19}}{3 \cdot 1,38 \cdot 10^{-23}} \approx 10^5 \text{ К}.$$

Плазмой называется вещество, находящееся в частично или полностью ионизированном состоянии. По своей распространенности во Вселенной плазма занимает первое место: это вещество звезд, Солнца, газов межзвездного и межпланетного пространства. Плазма является нормальной формой существования вещества при температуре более 10^5 К, и поэтому ее называют *четвертым состоянием вещества*.

На рисунке 4.2 приведено изменение состояния различных химических элементов в зависимости от температуры.

С ростом температуры все химические элементы последовательно проходят следующие состояния: от твердой или жидкой фазы **9**, через испарение **7**, диссоциацию **8** и ионизацию **5** к плазме **6** и далее после завершения ионизации **4**, ядерных реакций **2** и распада ядер **3** к плазме **1**, состоящей только из протонов и электронов. Таким образом, плазма состоит из положительно и отрицательно заряженных частиц, а также из нейтральных атомов.

Для характеристики плазмы вводится понятие степени ее ионизации, характеризующееся *коэффициентом ионизации*:

$$\alpha = \frac{n}{N}, \quad (4.4)$$

где n – число заряженных частиц; N – общее число ионов и атомов.

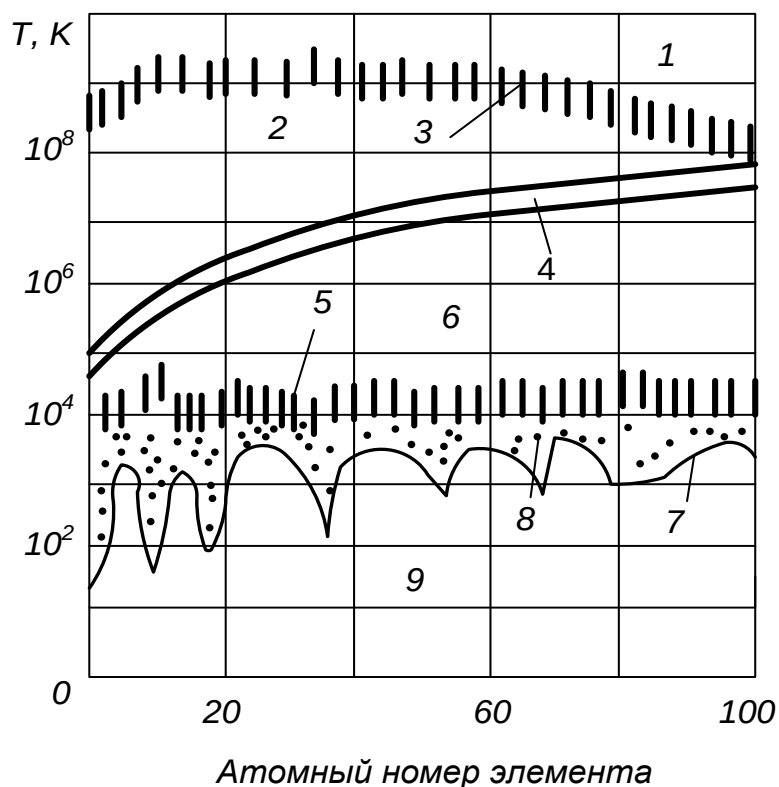


Рисунок 4.2 – Изменение состояния вещества в зависимости от температуры

Плазма имеет одну определенную температуру (изотермная плазма), если она находится в состоянии полного термодинамического равновесия. Такое равновесие устанавливается в закрытых системах с запертым излучением.

Поскольку отрицательный заряд электронов в плазме нейтрализуется положительным зарядом ионов, то плазма в достаточно больших объемах является электрически нейтральной.

Плазма, помещенная в сильное магнитное поле, по своим свойствам отличается от немагнитной плазмы. Свойства замагнитной плазмы различны в разных направлениях (анизотропия плазмы). Анизотропия плазмы особенно резко проявляется в таких процессах, как диффузия, электропроводность, теплопроводность и др. Каждый из этих процессов оценивается по двум направлениям вдоль и поперек магнитного поля. Отметим, что магнитное поле не влияет на движение заряженных частиц вдоль него, и сильно влияет (ограничивает) движение в поперечном направлении. В рассматриваемом случае плазма характеризуется двумя температурами $T_{\parallel}$ и $T_{\perp}$ (вдоль и поперек магнитного поля).

Под совместным воздействием сил, действующих в плазме и магнитного поля, ионы и электроны в ней движутся в противоположные стороны. Для выяснения влияния магнитного поля на термодинамические параметры плазмы рассмотрим систему, в которой магнитное поле H направлено вдоль оси z , и ток

плотностью j течет вдоль оси x . Известно, что на проводник с током, текущим поперек магнитного поля, действует сила F , направленная перпендикулярно к j и H (по оси y , рисунок 4.3), величина которой определяется из равенства (4.5):

$$F = \frac{1}{C} \cdot j \cdot H. \quad (4.5)$$

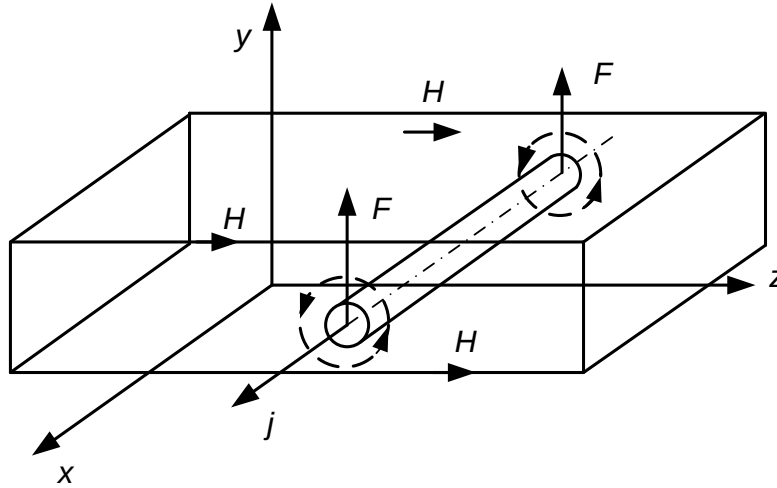


Рисунок 4.3 – К определению влияния магнитного поля на параметры плазмы

В соответствии с уравнением Максвелла напряженность магнитного поля в этом случае вдоль оси Y должна меняться по закону:

$$\frac{dH}{dy} = \frac{4\pi}{C} j, \quad (4.6)$$

откуда

$$j = \frac{C}{4\pi} \cdot \frac{dH}{dy}, \quad (4.7)$$

и в силу равенства (4.5) и (4.7) следует, что:

$$F = \frac{H}{4\pi} \cdot \frac{dH}{dy} = \frac{d}{dy} \frac{H^2}{8\pi}. \quad (4.8)$$

Если магнитное поле изменяется только в поперечном направлении, то:

$$F = -\text{grad} \left(\frac{H^2}{8\pi} \right) = -\text{grad}(P_M), \quad (4.9)$$

где $P_M = \frac{H^2}{8\pi}$.

Полученное выражение показывает, что сила F направлена в сторону уменьшения магнитного поля и по своему виду аналогична силе давления.

Таким образом, полное давление и полная внутренняя энергия плазмы в поперечном направлении в магнитном поле определяется из выражений:

$$P_{\Pi} = P + P_M = P + \frac{H^2}{8\pi}; \quad (4.10)$$

$$U_{\Pi} = U + \frac{H^2}{8\pi}, \quad (4.11)$$

где ρ – плотность плазмы; P и U – давление и внутренняя энергия плазмы при $H = 0$.

Если допустить, что изменение напряженности магнитного поля пропорционально изменению плотности (т. е. $H/\rho = \text{const}$), то изменение внутренней энергии и энтальпии плазмы определяются из выражений:

$$dU_{\Pi} = dU + \frac{H^2}{8\pi^2} d\rho; \quad (4.12)$$

$$dh_{\Pi} = dh + \frac{H^2}{4\pi^2} d\rho. \quad (4.13)$$

4.2. Принцип действия МГД-генератора

Классификация МГД-установок, предназначенных для выработки электроэнергии, представлена схемой на рисунке 4.4.

Магнетогидродинамический генератор (рисунок 4.5) представляет собой устройство, преобразующее кинетическую энергию электропроводящего потока, движущегося в поперечном магнитном поле, в электроэнергию.

МГДГ состоит (см. рисунок 4.5а) из смесителя **1**, камеры горения **2**, сопла **3**, рабочего участка **4**, в котором заподлицо вмонтированы медные башмаки **5**, сильного магнита **6**, опоясывающего рабочий участок, тепловой изоляции **7**.

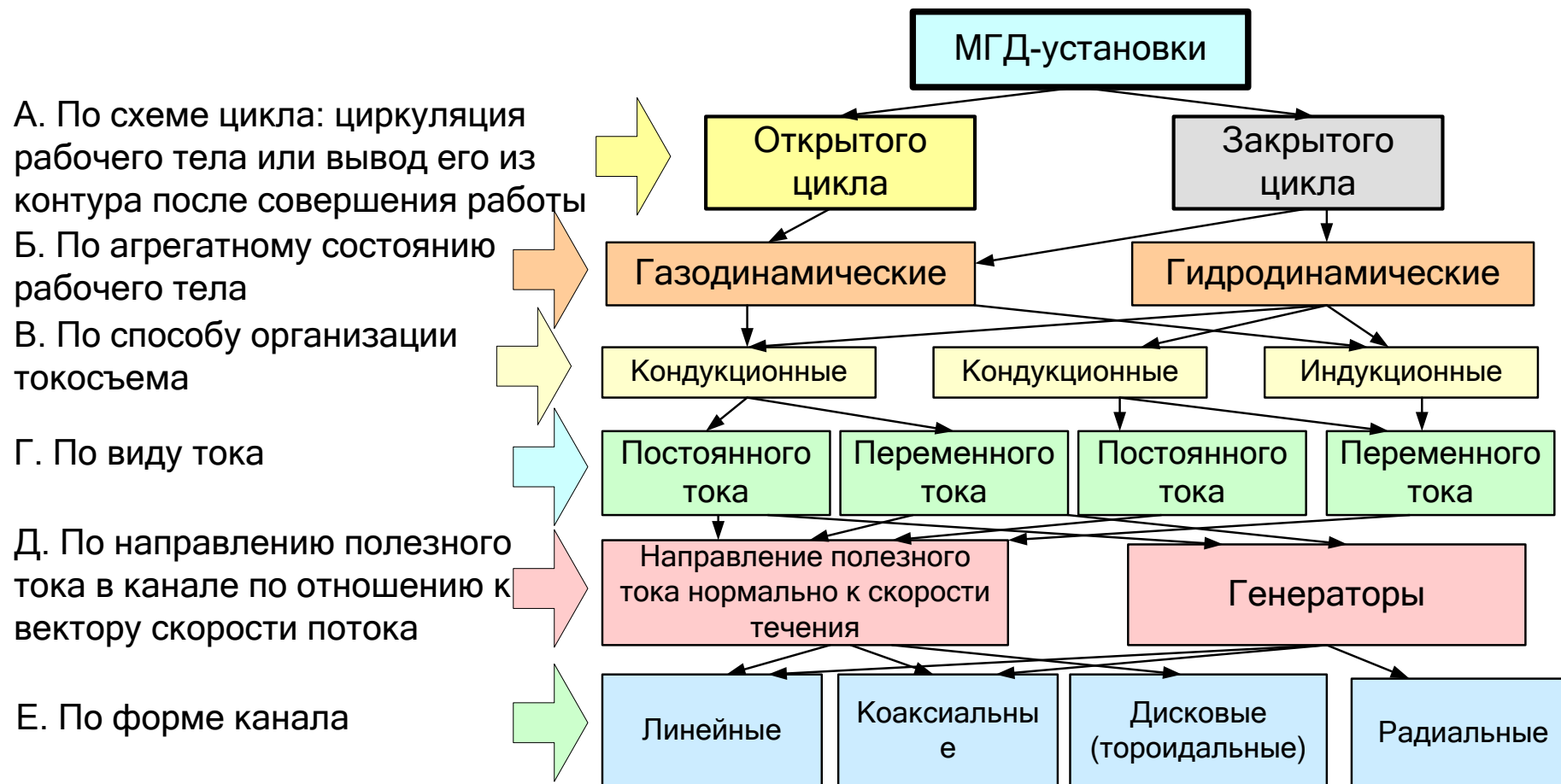


Рисунок 4.4 – Классификация МГД-установок

Работа МГДГ осуществляется следующим образом: в смеситель **1** подается воздух с высоким давлением, нагретый до температуры $600\div 650\text{ }^{\circ}\text{C}$, топливо и ионизирующая присадка Na или K (в количестве примерно $1\div 1,5\%$ от массы воздуха). После смешивания этих трех компонентов горячая смесь поступает в камеру сгорания **2**, где она горит, и в ней при температуре $2200\div 2400\text{ K}$ образуется слабо ионизированная плазма. Из камеры горения плазма поступает в сопло **3**, где расширяется и возрастает скорость ее течения. Затем струя плазмы с высокой скоростью поступает в рабочий участок **4**, окруженный сильным магнитным полем и замагничивается в нем. В струе замагниченной плазмы, поперек направления магнитносиловых линий, происходит разделение зарядов – положительно заряженные частицы движутся в одну сторону, отрицательные в противоположную. Эти заряды воспринимаются системой медных башмаков, одна из которых является заряженной положительно (+), а другая заряженной отрицательно (-).

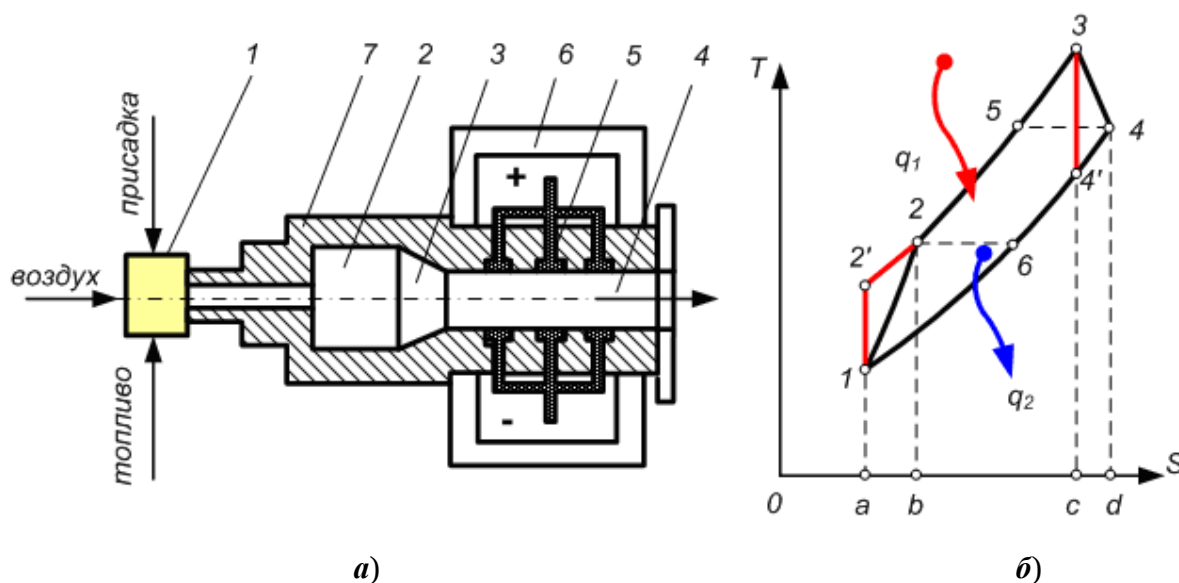


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема МГДГ и его термодинамический цикл

Если систему таких башмаков замкнуть на внешнюю цепь, то в ней появится постоянный электрический ток. На выходе из рабочего участка отработавшая плазма имеет температуру $1800\div 2000\text{ K}$. Теплота, оставшаяся в плазме после МГДГ, утилизируется в хвостовой части установки в виде пристройки к ней паротурбинного или газотурбинного цикла (рисунок 4.6).

Термодинамический цикл МГДГ в диаграмме $T-s$ изображен на рисунке 4.5б. Атмосферный воздух в состоянии точки **1** всасывается в компрессор и сжимается в нем до состояния точки **2** – действительный политропный процесс сжатия, (процесс **1-2'** идеальный, адиабатический процесс сжатия), линия **2-3**, в схеме без регенерации тепла, изобарный процесс горения в камере горения,

линия 3-4 действительный политропный процесс расширения плазмы в сопле (3-4'' идеальный, адиабатический процесс расширения плазмы в сопле).

Линия 4-1 изобарный процесс охлаждения плазмы вне МГДГ.

Количество теплоты, подведенное к циклу 1-2-3-4-1 (без регенерации):

$$q_1 = c_p(T_3 - T_2) = h_3 - h_2. \quad (4.14)$$

Количество теплоты, отданное холодному источнику, содержащееся в плазме за МГДГ:

$$q_2 = c_p(T_4 - T_1) = h_4 - h_1. \quad (4.15)$$

Количество теплоты, полезно использованное в МГДГ:

$$q = q_1 - q_2 = c_p[(T_3 - T_2) - (T_4 - T_1)] = (h_3 - h_2) - (h_4 - h_1). \quad (4.16)$$

Термический КПД собственно МГДГ (без приставки за ним):

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = \frac{(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)}{h_3 - h_2} = \frac{l_{\text{МГДГ}}}{h_3 - h_2}. \quad (4.17)$$

На рисунке 4.6 изображена принципиальная схема МГДГ с паротурбинным циклом за ним. В этой схеме компрессор 4 всасывает воздух из атмосферы в состоянии точки 1 (см. рисунок 4.5б), сжимает его до состояния точки 2.

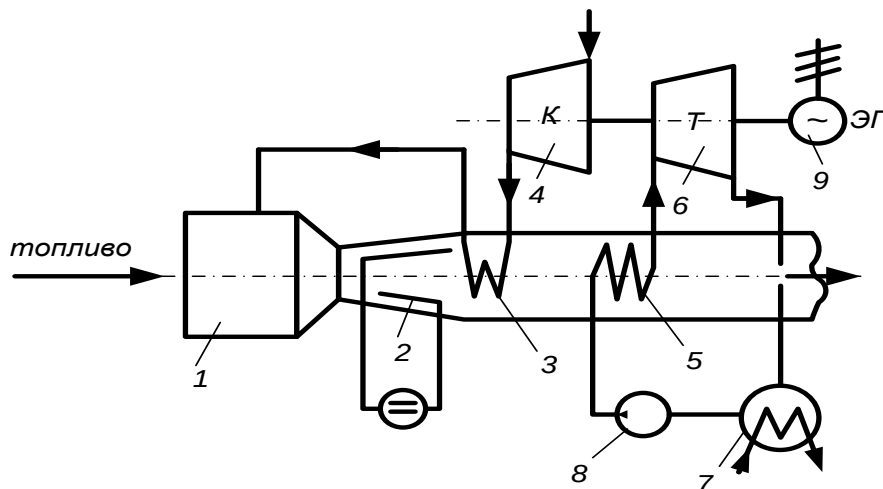


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема МГДГ с регенерацией тепла

Далее воздух поступает в регенератор 3, где нагревается до температуры 600÷650 °С за счет теплоты плазмы, вышедшей из МГДГ. За регенератором 3 располагается парогенератор 5, в котором получается перегретый пар. Охлажденная до требуемой температуры плазма после ее очистки от присадки выбрасывается в атмосферу. Перегретый пар из парогенератора поступает в паровую турбину 6, где расширяется, производит полезную работу, которая идет на привод компрессора и на выработку электроэнергии в электрогенераторе 9.

Термический КПД такой комбинированной установки будет выше, чем у собственно МГДГ:

$$\eta_t = \frac{l_{\text{МГДГ}} + l_{\text{ЭГ}}}{h_3 - h_2}. \quad (4.18)$$

4.3. Достоинства и недостатки МГД-генераторов

Главное достоинство МГД-генераторов состоит в том, что они, повышая на 10÷20 % КПД по сравнению с тепловыми электростанциями, могут в настоящее время вырабатывать электроэнергию в промышленных масштабах.

В МГД-генераторе, как описано выше, электрический ток производится потоком ионизированного газа (плазмы), направленным поперек магнитного поля. Отрицательные и положительные заряды в магнитном поле отклоняются в разные стороны и направляются каждый на свой электрод. Между электродами образуется разность потенциалов, и при замыкании внешней цепи возникает электрический ток. Для получения ионов топливо сжигается при 3000 К в специальной камере, в которой для облегчения возникновения ионов к нему добавляются соли калия или цезия. Так как большая доля энергии превращается при этом все же в тепло, то в случае МГД-генератора не вполне можно говорить о непосредственном превращении химической энергии в электрическую. Температура газа, отобранного в МГД-генераторе, составляет 2000 К. Используя его по обычной схеме, турбина вырабатывает еще примерно столько же электроэнергии, сколько производит МГД-генератор. Поэтому сравнительно высокий коэффициент полезного действия всей установки (50÷60 %) достигается с помощью двухступенчатого процесса.

Существенной характеристикой МГД-генератора является скорость плазмы на входе в генератор и ее изменение по длине. Увеличение скорости плазмы может быть достигнуто за счет увеличения отношения давлений в сопле. Статическое давление в самом МГД-генераторе обычно принимается близким к атмосферному. Аргументы при выборе этого давления следующие:

а) давление после диффузора должно быть достаточным для того, чтобы протолкнуть продукты сгорания через все элементы газодинамического тракта МГД-установки, во всяком случае до дымососа, стоящего перед дымовой трубой;

б) снижение статического давления в МГД-генераторе позволяет повысить электропроводимость плазмы;

в) снижение статического давления увеличивает параметр *Холла*.

По значению скорости в канале МГД-генераторы различаются на дозвуковые и сверхзвуковые. Однако сложности, связанные со сверхзвуковым

потоком, приводят к тому, что на практике скорость плазмы в МГД-генераторе принимают околозвуковой ($M \approx 0,9$). При температурах, характерных для МГД-генераторов открытого цикла, эта скорость составляет около 1000 м/с на входе и 0,8 от этой величины на выходе.

Первый экспериментальный МГД-генератор был построен в США ($N = 11,5$ кВт) в 1959 г. Источник рабочего тела – плазматрон, с $T_1 = 3000$ К, работающий на аргоне. В 1960 г. и далее с добавкой щелочных металлов мощность доведена до 32 МВт.

В СССР в 1965 г. – установлено У-02. Первый пуск У-02 на мощность 20÷25 МВт в 1971 г.

В таблице 4.1 приведены данные о магнитогидродинамической энергетической установке на Рязанской ГРЭС (рисунок 4.7). Эта установка состоит из собственно МГД-генератора и из работающей вместе с ним обычной паротурбинной установки К-300-240.

Таблица 4.1 – Данные МГД установки Рязанской ГРЭС

№ п/п	Топливо, подаваемое в камеру сгорания МГД-генератора	Природный газ
1	Окислитель, подаваемый в камеру сгорания	Атмосферный воздух
2	Температура продуктов сгорания (низкотемпературной плазмы), поступающих из камеры сгорания в канал МГД-генератора, °С	2650
3	Общая длина канала МГД-генератора, м, в том числе: - длина рабочего участка канала	30 17,7
4	Скорость движения продуктов сгорания в канале МГД-генератора, м/с	1300
5	Масса продуктов сгорания, ежесекундно поступающих в канал МГД-генератора, кг	230
6	Температура продуктов сгорания, покидающих канал МГД-генератора, °С	2000
7	Мощность магнитогидродинамического энергоблока, МВт, в том числе: - мощность собственного МГД-генератора; - мощность паровой турбины К-300-240	582 240÷260 312

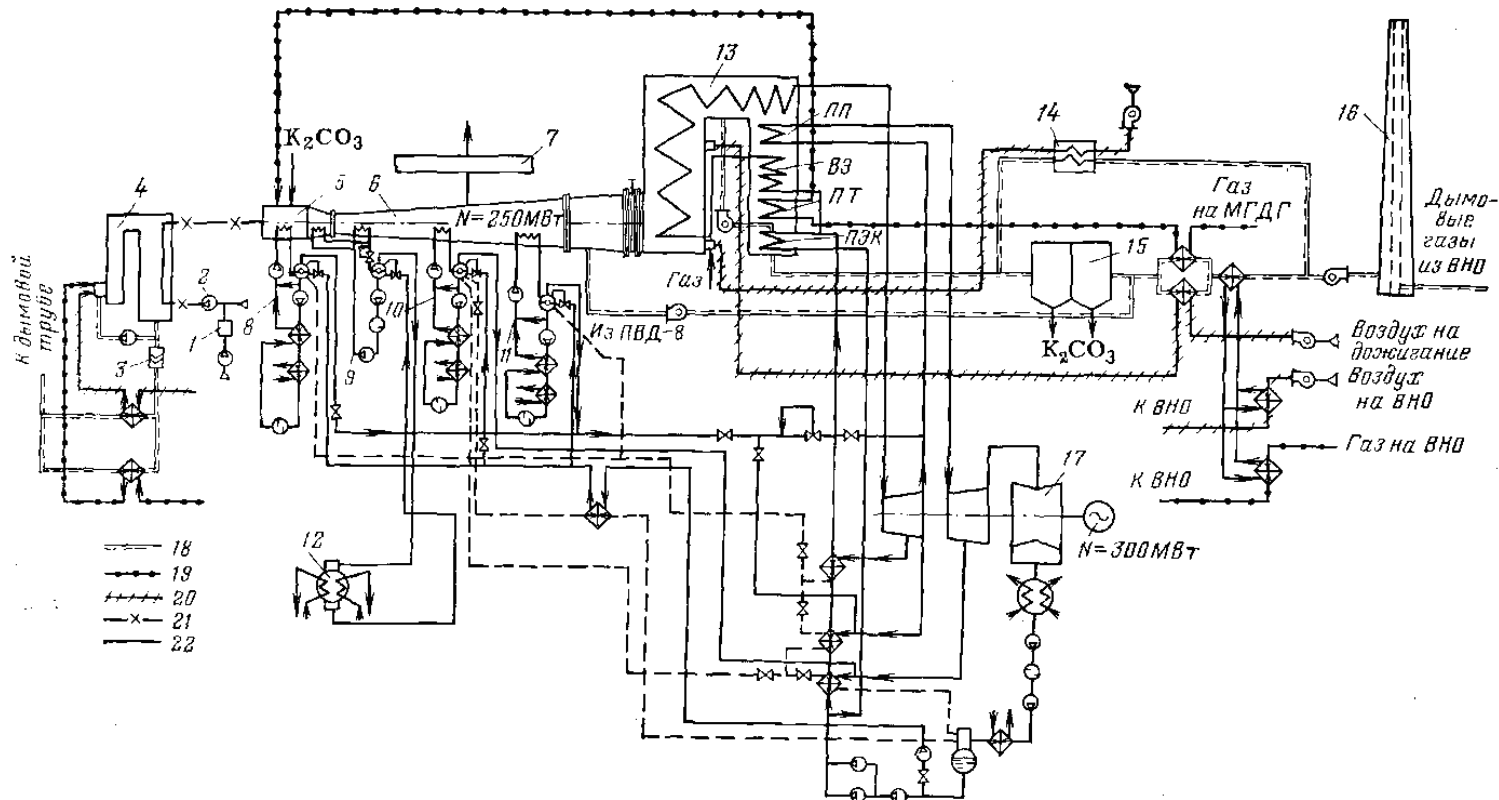


Рисунок 4.7 – Принципиальная технологическая схема МГД-энергоблока Рязанской ГРЭС:

1 – воздухоразделительная установка; 2 – компрессор окислителя; 3 – каталитический реактор; 4 – высокотемпературные нагреватели окислителя (ВНО); 5 – камера сгорания; 6 – МГД-генератор (сопло, канал, диффузор); 7 – инверторная подстанция; 8 – система охлаждения камеры сгорания ($p = 4,5$ МПа); 9 – автономная система охлаждения сопла и начального участка канала; 10 – система охлаждения канала ($p = 2,0$ МПа); 11 – система охлаждения канала ($p = 4,5$ МПа); 12 – технологический конденсатор; 13 – паровой котел; 14 – воздухоподогреватель автономной работы ПГ; 15 – электрофильтры; 16 – дымовая труба; 17 – турбоагрегат; 18 – дымовые газы; 19 – природный газ; 20 – воздух; 21 – окислитель; 22 – пар, вода; ПП – пароперегреватель; ВЭ – водяной экономайзер; ПТ – подогреватель топлива; ПЭК – предвключенный экономайзер; ВНО – высокотемпературные нагреватели окислителя

4.4. Циклы установки на базе МГД-генератора

МГД-установки открытого цикла. Схема МГД-установки, работающей

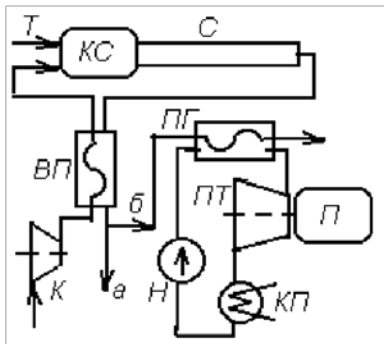


Рисунок 4.8 – Схема МГД-установки, работающей по открытому циклу

по открытому циклу, приведена на рисунках 4.6 и 4.8. Атмосферный воздух сжимается компрессором K до давления p_1 и подается в камеру сгорания $КС$. Сюда же подаются топливо T и щелочные добавки. Сгорание топлива происходит при постоянном давлении $p_1 = \text{const}$. Из камеры сгорания $РТ$ поступает в канал C , где адиабатно расширяется от p_1 и T_1 до p_2 и T_2 с совершением работы, направленной на выработку электроэнергии. Так как $РТ$ на выходе из канала МГДГ имеет высокую температуру ($T_2 \sim 2 \cdot 10^3 \text{K}$), используется регенерация теплоты в регенераторе воздухоподогревателе $ВП$. Здесь $РТ$

частично охлаждается при постоянном давлении p_2 , подогревая воздух, подаваемый в $КС$. На выходе из $ВП$ рабочее тело может быть выброшено в атмосферу (вариант a), либо направлено в систему теплосиловой установки для дальнейшего использования теплоты с высоким уровнем температуры (вариант $б$). Естественно, что в этом случае эффективность использования теплоты сгорания топлива повышается.

МГД-установки замкнутого цикла

В МГД-установках замкнутого цикла рабочим телом может служить либо плазма инертных газов (аргон или гелий), либо жидкие металлы.

В случае плазменных МГД-установок замкнутого цикла с ядерными реакторами начальный нагрев газа не может быть особенно высоким. Температура газов не будет превосходить 1500 К или в лучшем случае 1700÷1900 К. Такие температуры недостаточно высоки, чтобы обеспечить термическую ионизацию даже ионизирующейся присадки. Однако в плазме инертных газов можно обеспечить неравновесную ионизацию, при которой основной газ, состоящий из ионов и нейтральных атомов, имеет сравнительно низкую температуру, а электроны – более высокую. Эта более высокая температура электронов поддерживается за счет их разгона в электрическом поле.

Наиболее экономичным и эффективным методом повышения электронной температуры и получения неравновесной ионизации является нагрев электронного газа за счет использования индуцированного электрического поля. При протекании тока через плазму вначале электроны разгоняются и приобретают более высокую температуру, а затем отдают свою энергию в виде джоулевой теплоты при столкновениях с молекулами. Из-за

большого различия в массе при каждом упругом столкновении с атомом или молекулой электрон теряет лишь небольшую часть энергии.

Для полной потери начальной энергии электрону необходимо совершить около 10^4 упругих столкновений. За это время электронам будет сообщена гораздо большая энергия, в результате чего их полная энергия возрастает, а значит температура повышается.

Таблица 4.2 – Характеристики МГД-генераторов и параметры неравновесной плазмы

Страна	Газ + присадка	Температура торможения, К	Давление торможения, бар	Расход, кг/с	Мощность, МВт	Число Маха (вход)	Максимальная индукция В, Тл
Италия	He + 0,3 %Cs	1760	1,7	0,075	0,7	0,8	3,7
Япония	He + 0,1 % K	2800	1	0,046	0,35	2	2
Голландия	Ar + 0,05 % Cs	3500	7,9	2,3	4,2	1,8	3,37
Голландия	Ar + 0,05 % Cs	3300	7,2	3,4	5,9	1,6	3,57
США	He + 1,2 % Cs	2150	2,2	1,6	5,2	1,6	1,3
США	He + 1,4 % Cs	3400	4,4	2,4	8,0	1,5	2,7

В большинстве случаев неравновесная проводимость, а отсюда и энергетические показатели МГД-генераторов не столь высоки, как можно было ожидать из расчетов. Причинами этого являются разного рода неоднородности в плазме, которые приводят к неустойчивости и снижению эффективной электрической проводимости.

Жидкометаллические МГД-установки пока не вышли из стадии лабораторных исследований. Наибольшая трудность состоит в разгоне жидкого металла. Различные разгонные устройства, предложенные для этой цели – сепарационные и инжекторные, имеют КПД, составляющий в лучшем случае около 10 %.

В таблице 4.2 представлены основные характеристики некоторых существующих МГД-генераторов и параметры неравновесной плазмы, получаемой в МГД-установках замкнутого цикла.

4.5. Бинарный цикл на базе МГД-генератора

Рабочее тело, отводимое из регенератора-воздухоподогревателя *ВП* (рисунок 4.9), имеет высокую температуру и его теплосодержание может быть использовано. Одним из решений является отвод теплоты в другой, нижний по уровню температуры РТ, теплосиловой цикл.

Сдвоенный цикл, составленный из циклов верхнего и нижнего уровней температурных потенциалов, называется *бинарным*.

В качестве нижнего теплосилового цикла выгодно использовать пароводяной цикл, для реализации которого температурный потенциал теплоты, отводимой от верхнего цикла, является достаточным. Бинарные циклы обеспечивают значительное повышение термодинамической эффективности энергетической системы.

Схема МГД-установки, работающей по бинарному циклу, показана на рисунке 4.9. В этом случае РТ после воздухоподогревателя *ВП* подается в парогенератор *ПГ*, где отдает теплоту воде, циркулирующей в пароводяном контуре установки. Полученный пар из *ПГ* поступает в паровую турбину *ПТ*, выполняющую техническую работу на привод потребителя *П* (электрогенератора). После *ПТ* пар конденсируется в конденсаторе пара *КП*, и насосом *Н* вода подается в парогенератор *ПГ*.

Рабочее тело охлаждается в парогенераторе *ПГ* примерно до 150 °С, после чего оно выбрасывается в атмосферу.

Цикл МГД-установки, работающей по схеме бинарного цикла, приведен на рисунке 4.9. Здесь цикл верхней ступени бинарного цикла является МГД-ступенью, которая обладает высоким температурным потенциалом теплоты. В

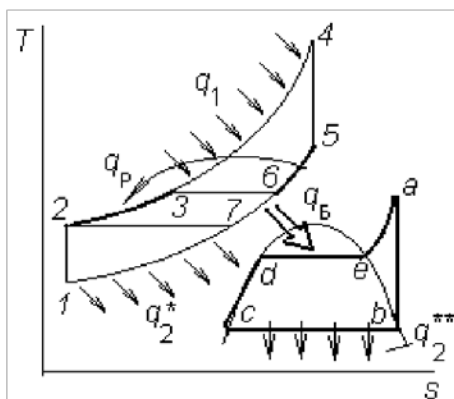


Рисунок 4.9 – Цикл МГД-установки, работающей по схеме бинарного цикла

диаграмме МГД-цикла 1-2 – адиабатное сжатие воздуха в компрессоре, степень повышения давления $\beta = p_2/p_1$; 2-3-4 – изобарный подвод теплоты ($p_1 = \text{const}$) в цикле (2-3 – подвод теплоты q_p в регенеративном подогревателе воздуха, 3-4 – подвод теплоты q_1 в *КС*); 4-5 – адиабатное расширение РТ с производством работы в МГД-канале; 5-6-7-1 – изобарный процесс ($p_2 = \text{const}$) отвода теплоты в цикле (5-6 – отдача теплоты q_r воздуху в регенераторе при конечной разности температур теплообмена; 6-7 – отдача теплоты q_b нижней ступени бинарного цикла, т. е. воде в

парогенераторе; 7-1 – отвод теплоты q_2^* к холодному источнику, заменяет выброс предельно охлажденного РТ в атмосферу).

В нижней ступени бинарного цикла осуществляется пароводяной цикл Ренкина с перегревом пара. Здесь $a-b$ – адиабатное расширение перегретого пара с выполнением технической работы турбиной на привод потребителя, $b-c$ – изобарный отвод теплоты q_2^{**} в пароконденсаторе; $c-d-e-a$ – изобарный подвод теплоты q_b в парогенераторе.

Отводимая из бинарного цикла теплота q_2^* от верхней ступени и q_2^{**} от нижней ступени, как правило, не может быть направлена для нужд производства, так как обладает весьма низким уровнем температуры.

Термический КПД рассмотренного бинарного цикла:

$$\eta_6 = (m \cdot l_3 + m_n \cdot l_T) / m \cdot q_1, \quad (4.19)$$

где m и m_n – расход РТ в МГДГ и в ПТУ соответственно;

l_3 и l_T – работа, произведенная соответственно в МГД-цикле и в паротурбином цикле;

q_1 – теплота, подведенная в МГД-цикле.

Термический КПД бинарного цикла МГД-установки может составлять величину $\eta_6 \approx 0,7$. Это значение выше соответствующего КПД лучших существующих ГТУ и ПТУ.

Основное преимущество МГДГ состоит в том, что он позволяет более эффективно по сравнению с ГТУ и ПТУ использовать теплоту высокого температурного потенциала, выделяющуюся при сгорании топлива. Отсутствие в МГДГ движущихся в потоке частей позволяет резко повысить температуру рабочего тела. Температура газа на выходе в МГД-канале, работающем на продуктах сгорания органических топлив, может достигать $(2,2 \div 2,5) \cdot 10^3$ К при максимальной температуре ~ 900 К в паровых и $(1 \div 1,2) \cdot 10^3$ К в газовых турбинах.

4.6. Контрольные вопросы к разделу 4

1. Назовите способы ионизации плазмы. При каком условии происходит полная ионизация?
2. Опишите действие магнитного поля на проводник с током, текущий поперек магнитного поля.
3. Что представляет собой и из каких устройств состоит МГД-генератор?
4. Приведите классификацию МГД-установок.
5. Как осуществляется работа МГД-генератора?
6. Чему равен термический КПД МГД-генератора?
7. Опишите работу энергетической установки на базе МГД-генератора.

8. Что такое бинарный цикл энергетической установки на базе МГД-генератора и как работает такая установка.
9. Какие термодинамические процессы входят в бинарный цикл МГД-генератора?
10. Чему равен термический КПД бинарного цикла установки?
11. В чем основное преимущество МГД-генератора по сравнению с ПТУ и ГТУ?
12. Что применяется чаще всего в качестве присадки, чтобы получить плазму с электрической проводимостью не ниже 10 Ом/м?
13. Какие схемы включения МГД-генератора существуют из-за наличия эффекта Холла?
14. Какие характеристики МГД-установок достигнуты в мире?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Селин, В. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: методическое пособие к выполнению контрольного задания по дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» для студентов дневной и заочной форм обучения специальности 140101.65 Тепловые электрические станции / В. В. Селин. – Калининград: Изд-во КГТУ, 2005. – 18 с. – Текст: непосредственный.
2. Безруких, П. П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра необходимость / П. П. Безруких. – Москва: Лесная страна, 2007. – 120 с. – Текст: непосредственный.
3. Солнечная энергетика: учеб. пособие / В. И. Виссарионов, Г. В. Дерюгина, В. А. Кузнецова, Н. К. Малинин; под ред. В. И. Виссарионова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с. – Текст: непосредственный.
4. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: пособие для проведения практических занятий / сост. Л. В. Хахалева. – Ульяновск: УлГТУ, 2008. – 32 с. – Текст: непосредственный.
5. Безруких, П. П. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: учеб. пособие для студентов высших учебных заведений / П. П. Безруких, В. В. Елистратов, Г. И. Сидоренко, Ю. С. Васильев. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 250 с. – Текст: непосредственный.
6. Кирпичникова, И. М. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / И. М. Кирпичникова, Е. В. Соломин. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2009. – 50 с. – Текст: непосредственный.
7. «Перспективы и проблемы развития водородной энергетики и топливных элементов». Программа ОАО «Норильский Никель» – URL: http://www.ngfr.ru/article/pdf/031110_Presentation_cells_1.pdf – (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный.
8. Энергетическое пространство. – URL: <http://energospace.ru/> – (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный.
9. ГОСТ Р 52808–2007 Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 9 с. – Текст: непосредственный.
10. Кудинов, В. А. Техническая термодинамика и теплопередача: учебник для вузов / В. А. Кудинов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2020. – 454 с. – Текст: непосредственный.
11. Меркулов, М. В. Теплотехника, техническая термодинамика и теплоснабжение: учебник и практикум для вузов / М. В. Меркулов. – М.: Юрайт, 2021. – 330 с. – Текст: непосредственный

Учебное издание

**Злобин Владимир Германович
Верхоланцев Александр Александрович**

**Нетрадиционные и возобновляемые
источники энергии в промышленной
теплоэнергетике
Часть 2**

Учебное пособие

Редактор и корректор А. А. Чернышева
Техн. редактор Д. А. Романова

Темплан 2024 г., поз. 5142/24

Подписано к печати 30.01.2024.

Формат 60х84/16.

Бумага тип № 1.

Печать офсетная.

Печ.л. 8,0.

Уч.-изд. л. 8,0.

Тираж 30 экз. (1 завод)

Изд. № 5142/24.

Цена «С».

Заказ №

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД,
198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.