

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ, МОЛОДЕЖИ И СПОРТА УКРАИНЫ**  
**НАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ УКРАИНЫ**



**Ю.А. ГИЧЁВ**

**ПРОБЛЕМЫ ТЕОРИИ И ТЕХНОЛОГИИ  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ**

**Днепропетровск НМетАУ 2011**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ, МОЛОДЕЖИ И СПОРТА УКРАИНЫ  
НАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ УКРАИНЫ**

**Ю.А. ГИЧЁВ**

**ПРОБЛЕМЫ ТЕОРИИ И ТЕХНОЛОГИИ  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ**

Утверждено на заседании Ученого совета академии  
как конспект лекций. Протокол № 15 от 27.12.2010

**Днепропетровск НМетАУ 2011**

УДК 620.9+621.31

Гичёв Ю.А. Проблемы теории и технологии преобразования и использования энергии: Конспект лекции: Днепропетровск: НМетАУ, 2011. – 56 с.

Дана характеристика проблем энергетики: проблем первичных источников энергии, проблем преобразования, передачи, аккумуляции и использования энергии.

Проанализированы направления решения проблем и рассмотрены наиболее рациональные решения на современном уровне развития энергетики.

Особое внимание уделено проблемам энергетики Украины.

Предназначен для студентов специальности 8.05060101 – теплоэнергетика.

Ил 32. Библиогр.: 5 наим.

Ответственный за выпуск М.В. Губинский, д-р техн. наук, проф.

Рецензенты: В.О. Габринец, д-р техн. наук, проф. (ДНУЖТ)

О.О. Ерёмин, канд. техн. наук, доц. (НМетАУ)

© Национальная металлургическая академия  
Украины, 2011

© Гичёв Ю.А., 2011

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ.....	6
1.1. Энергетика и промышленное развитие.....	6
1.2. Потребление энергии.....	7
1.3. Основные проблемы энергетики и их краткая характеристика.....	9
2. ПРОБЛЕМЫ ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	10
2.1. Классификация первичных энергетических ресурсов.....	10
2.2. Проблемы освоения запасов природных топлив.....	11
2.2.1. Уголь.....	11
2.2.2. Нефть.....	15
2.2.3. Природный газ.....	17
2.3. Освоение геофизических источников энергии.....	20
2.3.1. Гидроэнергия.....	20
2.3.2. Ветроэнергия.....	23
2.3.3. Геотермальная энергия.....	24
2.3.4. Солнечная энергия.....	27
2.4. Проблемы атомной энергетики.....	30
3. ПРОБЛЕМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ.....	31
3.1. Проблемы пылеугольных паротурбинных ТЭС.....	31
3.2. Применение парогазовых циклов для повышения эффективности ТЭС.....	34
3.2.1. Виды и особенности парогазовых энергетических устано- вок.....	35
3.2.2. Применение парогазовой установки с газификацией топлива внутри цикла ТЭС.....	38
3.2.3. Применение парогазовых установок в тепловой схеме АЭС.....	39
3.3. Проблемы преобразования энергии в малой энергетике.....	40
3.3.1. Общая характеристика объектов малой энергетике.....	40
3.3.2. ТЭЦ небольшой мощности на базе паровых котельных.....	41
3.3.3. ТЭЦ небольшой мощности на базе водогрейных котельных.....	42
4. ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ НА РАССТОЯНИЕ.....	43

4.1. Варианты и критерии выбора способа передачи энергии.....	43
4.2. Особенности транспортировки основных видов топлива и энергоносителей.....	44
4.2.1. Транспортировка угля.....	44
4.2.2. Транспортировка нефти.....	47
4.2.3. Транспортировка природного газа.....	48
4.2.4. Передача электроэнергии.....	48
5. ПРОБЛЕМЫ АККУМУЛЯЦИИ ЭНЕРГИИ.....	52
5.1. Определение, назначение и классификация систем аккумуляции энергии.....	52
5.2. Механические системы аккумулирования энергии.....	53
5.2.1. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).....	53
5.2.2. Пневмоаккумулирующие электростанции (ПАЭС).....	54
ЛИТЕРАТУРА.....	55

## ВВЕДЕНИЕ

Получение, преобразование и использование энергии составляет суть жизнедеятельности от индивидуальных до глобальных масштабов. Значимость энергии обуславливает ряд проблем, связанных в первую очередь с исчерпаемостью традиционных источников энергии, неравномерностью их распределения в природе, растущим потреблением энергии и необходимостью защиты окружающей среды.

Всеобъемлющее значение энергии обуславливает бесчисленное количество проблем, систематизация и анализ которых составляют суть дисциплины «Проблемы теории и технологии преобразования и использования энергии».

Основная задача дисциплины заключается в проявлении значения энергии, в четкой формулировке возникающих проблем при преобразовании и использовании энергии, в разъяснении концепций, направленных на решение этих проблем.

Особое значение в данной дисциплине отводится проблемам энергетики Украины, созданию условий энергетической безопасности страны и перспективам успешного развития энергетики, промышленности и общества в целом.

Дисциплина рассчитана для студентов специальности 8.0560101 - теплоэнергетика, базируется на знаниях, полученных студентами в предыдущем обучении, и, в первую очередь, при изучении ряда основных специальных дисциплин «Топливо и его сжигание», «Котельные установки», «Нагнетатели и тепловые двигатели», «Тепловые электростанции» и «Источники теплоснабжения». Дисциплина читается в соответствии с разработанной рабочей программой и учебным планом.

Знания, полученные студентами в результате изучения дисциплины, расширяют их кругозор как специалистов-энергетиков, могут быть использованы при изучении других дисциплин по специальности 8.0560101 - теплоэнергетика («Использование нетрадиционных источников энергии», «Утилизация и обезвреживание промышленных отходов», «Промышленная экология», «Энергосбережение в теплоснабжении», «Энергетический менеджмент» и других), а также могут быть использованы в результате практической деятельности для решения вопросов, связанных с преобразованием и использованием энергии.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

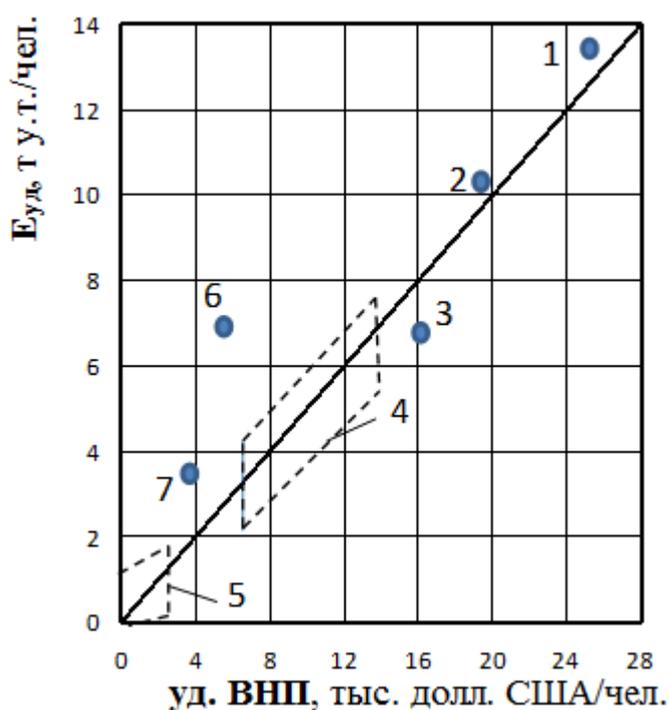
## 1.1 Энергетика и промышленное развитие

Энергетика – сектор экономики, который обеспечивает: во-первых, добычу или получение топливно-энергетических ресурсов (ТЭР); во-вторых, преобразование, аккумуляцию, передачу и использование различных видов энергии.

Учет потребления ТЭР является обязательным элементом статистической отчетности на всех уровнях промышленности от отдельных предприятий до отраслей промышленности в целом. При этом ТЭР разделяются на следующие группы:

- природные топлива (уголь, газ, нефть, сланцы и другие);
- продукты переработки и обогащения природных топлив (кокс, бензин, керосин, мазут и прочие);
- природные энергетические ресурсы (солнечная энергия, ветроэнергия, гидроэнергия, геотермальная энергия и другие);
- топливные вторичные энергоресурсы (ВЭР).

От потребления ТЭР в значительной степени зависит уровень промышленного развития страны (см. рис. 1.1).



1 – США; 2 – Канада; 3 – Швеция; 4 – Страны западной Европы и другие развитые страны; 5 – Развивающиеся и слаборазвитые страны; 6 – Украина (до 1991 г.); 7 – Украина (современное состояние).

Рисунок 1.1 – Зависимость удельного потребления энергии  $E_{уд}$  (т у.т./чел.) от удельного валового национального продукта (уд. ВВП).

Оценку энергообеспеченности страны и состояния её экономического развития можно сделать также по удельной потребляемой мощности:

$$N_{уд} = E_{\Sigma} / 8760 \cdot 3600 \cdot n, \quad \text{кВт/чел.}, \quad (1.1)$$

где  $E_{\Sigma}$  – общее потребление энергии в стране, кДж; 8760 – продолжительность года, ч;  $n$  – численность населения, чел.

Общая потребляемая энергия в стране составит:

$$E = E_{уд} \cdot n = 29310 \cdot 10^3 \cdot E_{уд} \cdot n, \quad \text{кДж}, \quad (1.2)$$

где 29310 – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг.

Соответственно, удельная потребляемая мощность  $N_{уд}$  связана с удельным потреблением энергии  $E_{уд}$  соотношением:

$$N_{уд} = 29310 \cdot 10^3 \cdot E_{уд} \cdot n / 8760 \cdot 3600 \cdot n = 0.929 \cdot E_{уд}, \quad \text{кВт/чел.} \quad (1.3)$$

## 1.2 Потребление энергии

В изменении потребления энергии наблюдаются две основные тенденции.

Ⓘ Непрерывный рост потребления энергии, что происходит вследствие двух основных причин:

1) в результате роста населения мира;

2) в результате научно-технического прогресса, который непосредственно сказывается на потреблении энергии в сторону увеличения (см. рис.1.2).

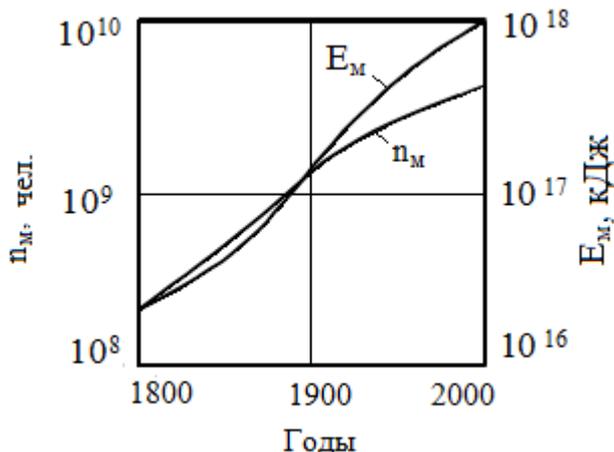


Рисунок 1.2 – Динамика роста населения мира ( $n_m$ ) и увеличения мирового потребления энергии ( $E_m$ ).

Ⓣ Неравномерность потребления энергии в различных странах и регионах мира (см. рис. 1.3): 72 % населения потребляет мощность до 2 кВт/чел. (в среднем 1 кВт/чел.), 22 % – 2÷7 кВт/чел. (в среднем 4,5 кВт/чел.), 6 % – 7÷14 кВт/чел. (в среднем 10,5 кВт/чел.).

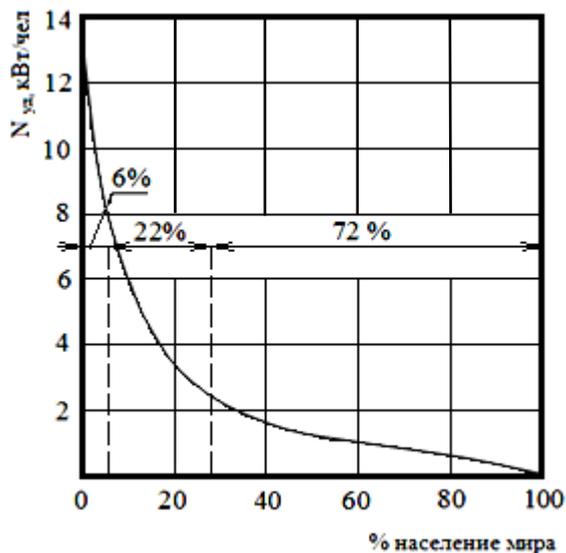


Рисунок 1.3 – Характеристика неравномерности потребления энергии

Потребление энергии в той или иной стране и характер изменения потребления зависит от ряда конкретных причин:

- уровня и темпа развития страны;
- особенностей её экономики;
- наличия собственных природных топливно-энергетических ресурсов;
- географического положения;
- социально-политической системы страны.

В Украине потребляемые удельные энергетические мощности (до 1991 г.) составили:

- по количеству производимой тепловой энергии – 0,66 кВт/чел;
- по количеству производимой электрической энергии – 1,06 кВт/чел.;
- по количеству добываемого топлива – 2,2 кВт/чел.;
- по суммарному количеству топлива с учетом собственной добычи и импорта – 4,2 кВт/чел.;
- в целом по расходу ТЭР (с учетом атомной энергетики, гидроэнергетики и проч.) – 6,4 кВт/чел.

Распределение первичных источников энергии между основными отраслями хозяйства Украины следующее:

- промышленность – 50%;
- жилищно-коммунальное хозяйство – 20%;
- транспорт – 15%;
- сельское хозяйство – 8%;
- прочие – 7%.

В промышленности энергия распределяется следующим образом:

- энергетика – 55%;
- металлургия – 25%;
- машиностроение – 10 %;
- химическая и нефтехимическая промышленность – 5%;
- прочие – 5%.

### 1.3 Основные проблемы энергетики и их краткая характеристика

Значимость и рост потребления энергии выдвигают ряд проблем в энергетике, которые можно сгруппировать следующим образом:

Ⓘ Проблема первичных источников энергии, которая выражается в неравномерности распределения первичных топлив в различных странах и регионах мира, в ограниченности и истощаемости запасов топлив, в преимущественном использовании невозобновляемых источников энергии.

ⓑ Проблема преобразования энергии, обусловленная невозможностью использования первичных источников энергии в естественном виде, что требует преобразования первичной энергии в тепловую, механическую и электрическую энергию, как наиболее потребляемых видов энергии. Здесь на первый план выдвигается КПД преобразования энергии.

ⓓ Проблема передачи энергии, которая обусловлена тем, что места добычи первичных источников энергии не совпадают с местами потребления. Здесь проявляются три основных проблемных фактора:

- большие капитальные затраты, связанные с сооружением транспортных систем;
- затраты энергии, связанные с транспортировкой;
- потери энергии при транспортировке.

Ⓖ Проблема аккумуляции энергии, возникающая вследствие несинхронности генерации и потребления энергии, необходимости создания резервных запасов энергии, периодичности проявления первичных источников энергии (например, солнечной энергии, ветроэнергии и других нетрадиционных источников), необходимости обеспечения энергией транспортных систем и прочее.

ⓓ Проблемы использования энергии, где на первый план выдвигается проблема эффективности использования ТЭР. Об эффективности использования ТЭР можно судить по энергоемкости национального продукта (кг у.т./долл. США): Украина – 1,5; США – 0,8; Германия – 0,5; Англия – 0,4; Франция – 0,3.

ⓖ Проблема окружающей среды.

В этой проблеме имеют место следующие тенденции:

- многообразие влияния энергетики на окружающую среду и, в большинстве случаев, негативное влияние;
- усиление негативного влияния энергетики на окружающую среду вследствие увеличения потребления энергии;

- взаимосвязь всех вышеперечисленных проблем (I – V) с проблемой окружающей среды.

## **2 ПРОБЛЕМЫ ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

### **2.1 Классификация первичных энергетических ресурсов**

К первичным энергетическим ресурсам относятся природное топливо и другие природные энергетические ресурсы, которые можно использовать для получения потребляемых видов энергии (тепловой, механической и электрической).

*Первичные энергетические ресурсы разделяются на 3 группы:*

1. Природное топливо (уголь, нефть, газ, торф, сланцы и прочее).
2. Геофизическая энергия, которая проявляется в процессе геофизических явлений, происходящих у поверхности, на поверхности и в недрах Земли.
3. Атомная энергия.

По характеру появления в природе первичные источники энергии разделяются на 2 группы:

1. Возобновляемые источники энергии, которые присутствуют в природе в виде постоянных или периодически возникающих потоков энергии, количество которой не зависит от количества потребления (геофизическая энергия).
2. Невозобновляемые источники энергии, запасы которых по мере потребления истощаются (природные топлива и атомная энергия).

Изменение долей различных видов потребляемых энергоносителей в ретроспективе представлено на рисунке 2.1.

Из приведенных на рисунке 2.1 данных следует преимущественное использование невозобновляемых источников энергии: уголь, нефть, природный газ, атомная энергия (исключением является гидроэнергия).

При этом значительную часть энергопотребления покрывают уголь, нефть и природный газ.

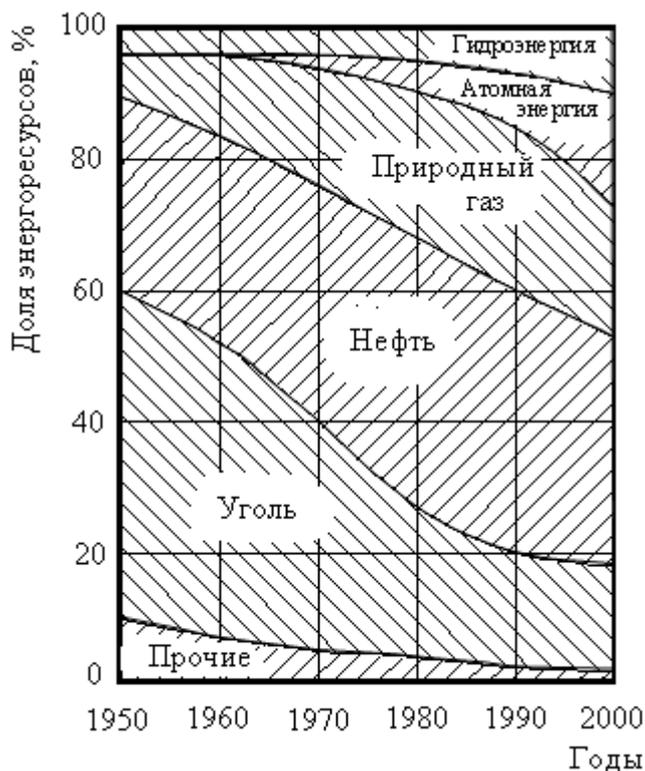


Рисунок 2.1 – Изменение долей различных видов потребляемых энергоресурсов в ретроспективе

## 2.2 Проблемы освоения запасов природных топлив

### 2.2.1 Уголь

В зависимости от степени углефикации уголь разделяют на 3 вида:

- лигниты и бурые угли,
- каменные угли,
- антрациты.

Теплота сгорания и доля в мировой добыче различных видов углей представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Теплота сгорания и доля в мировой добыче различных видов углей

Вид угля	Теплота сгорания, МДж/кг	Доля в мировой добыче, %
Лигниты и бурые угли	< 21	25
Каменные угли	< 29	65
Антрациты	< 36	10

Разведанные запасы углей составляют:  $(10 \div 12) \cdot 10^{12}$  т у.т., причем извлекаемая часть от этих запасов по технологическим возможностям и экономической целесообразности добычи не превышает 10%, т.е.  $(1000 \div 1200) \cdot 10^9$  т у.т.

По отдельным странам извлекаемые запасы распределяются следующим образом: Россия – 25%, США – 20%, Великобритания – 12%, Китай – 7%, Украина – 6%, Канада – 5%, т.е. на 6 стран мира приходится около 70% извлекаемых запасов углей.

Общее количество запасов углей Украины составляет около  $60 \cdot 10^9$  т у.т.

Характеристика запасов углей в Украине представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика запасов углей Украины

Наименование каменно-угольного бассейна	Доля запасов	Вид угля
Донецкий	96,1	каменный, антрацит
Львовско-Волинский	1,6	каменный
Днепровский	2,3	бурый

Для оценки перспективы и выбора стратегии топливно-энергетической политики страны представляет интерес продолжительность использования (истощения) имеющихся запасов углей.

Период истощения зависит от двух факторов: запасов топлива  $Z_T$  и темпа его добычи  $dD/dt$  (здесь  $D$  – количество добываемого топлива,  $t$  – продолжительность добычи).

Запасы топлива и темп его добычи связаны интегральным уравнением:

$$Z_T = \int_0^T \frac{dD}{dt} dt, \quad (2.1)$$

где  $T$  – период истощения запасов топлива.

Предполагая экспоненциальный рост добычи топлива, темп добычи представляется уравнением:

$$\frac{dD}{dt} = D_0 \cdot e^{kt}, \quad (2.2)$$

где  $D_0$  – количество добываемого топлива в год начала отсчета периода истощения запасов;  $k$  – ежегодный прирост добычи топлива.

С учетом (2.2) уравнение (2.1) можно представить в следующем виде:

$$Z_T = \int_0^T D_0 \cdot e^{kt} dt \quad (2.3)$$

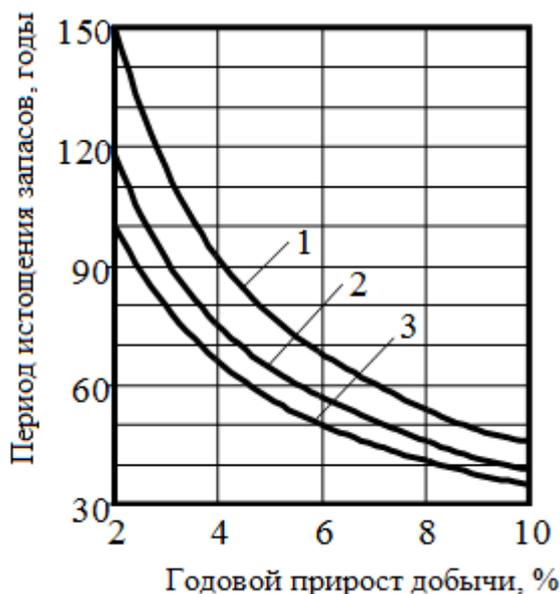
и после интегрирования получить выражение

$$Z_T = \frac{D_0}{k} (e^{kt} - 1), \quad (2.4)$$

решение которого относительно  $T$  дает формулу для вычисления периода истощения запасов топлива

$$T = \frac{1}{k} \cdot \ln \left( k \frac{Z_T}{D_0} + 1 \right). \quad (2.5)$$

Зависимость периода истощения запасов углей Украины ( $T$ ) от годового прироста добычи ( $k$ ), полученная в результате расчета по формуле (2.5), представлена на рисунке 2.2.



1, 2, 3 – добыча угля в год начала отсчета периода истощения принята, соответственно 50, 100 и 150 млн.т у.т.

Рисунок 2.2 – Зависимость периода истощения ( $T$ ) запасов углей Украины от годового прироста добычи ( $k$ ).

Период истощения вычислен для 80 % запасов, а варианты начальной добычи и изменение темпа добычи учитывают различные сценарии развития экономики и конъюнктурных условий на энергетическом рынке.

Основные проблемы освоения запасов углей:

1. Большие капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с шахтной добычей углей.
2. Высокая степень опасности шахтной добычи.
3. Истощаемость и ограниченность запасов углей.
4. Снижение качества углей и невозможность использования углей в естественном виде после добычи (необходимость сортировки, обогащения, дробления, пылеприготовления перед сжиганием и прочее).

5. Изношенность оборудования угольных шахт.
6. Трудоемкость и энергоемкость транспортирования углей.

Основные направления решения проблемы:

1. Применение открытого способа добычи углей.
2. Применение гидро- и пневмотранспорта.
3. Применение подземной газификации.
4. Размещение потребителей в непосредственной близости от мест добычи.

Перечисленные направления индивидуально не обеспечивают универсального решения проблем.

Для открытой разработки углей, снижающей опасность, капиталоемкость и повышающей производительность добычи по сравнению с шахтным способом, необходимо наличие угольных месторождений приемлемых для открытой разработки (небольшая глубина залегания углей и большая ширина угольных пластов). Открытая разработка углей требует последующей рекультивации поверхности земли, что по затратам может существенно увеличить себестоимость добычи углей.

Применение пневмо- и гидротранспорта ограничено в расстоянии (до 10-20 км).

Подземная газификация углей по сравнению с открытой разработкой или шахтной добычей дает следующие преимущества:

- сохранение окружающей территории (исключение отвалов, терриконов, минимальные расходы на рекультивацию);
- возможность вовлечения в разработку некондиционных запасов углей по зольности и, соответственно, сокращение потерь месторождений углей.

Вместе с этим, подземная газификация имеет ряд недостатков:

- необходимость наличия приемлемых для газификации угольных пластов;
- большие затраты энергии угля на газификацию (до 15% на разогрев угольного пласта);
- потери газа до 15% и угля до 20% в процессе газификации;
- невысокая теплота сгорания получаемого газа (до 5 МДж/м<sup>3</sup>), что исключает экономическую целесообразность транспортировки газа на большие расстояния (свыше 20-25 км).

В качестве варианта решения проблемы освоения угольных месторождений возможно применение вышеперечисленных направлений в комбинации, например: размещение потребителей (тепловых электростанций, химкомбинатов по производству синтетических топлив из углей и прочих) вблизи от месторождений и применение открытого способа добычи с транспортировкой угля к потребителю гидротранспортом.

Перечисленные направления в решении проблемы освоения запасов углей требуют индивидуального подхода в каждом конкретном случае с соответствующим технико-экономическим обоснованием. Возможен также поиск новых решений.

### 2.2.2 Нефть

Нефть классифицируется в зависимости от плотности на 3 вида:

- легкая ( $0,65 \dots 0,87 \text{ т/м}^3$ );
- средняя ( $0,87 \dots 0,9 \text{ т/м}^3$ );
- тяжелая ( $0,91 \dots 1,05 \text{ т/м}^3$ ).

Мировые запасы нефти оцениваются в  $(180 \div 290) \cdot 10^9$  т. Большой интервал в оценке запасов объясняется различными методами оценки. Теплота сгорания нефти:  $44 \dots 46 \text{ МДж/кг}$ .

Ориентировочно запасы нефти между отдельными странами распределены следующим образом:

- Саудовская Аравия – 25%,
- Россия – 12%,
- Кувейт – 10%,
- Иран – 10%,
- Ирак – 5%,
- ОАЭ – 4%,
- США – 4%,

т.е. на 7 стран мира приходится около 70% запасов нефти.

Динамика роста добычи нефти за последние 50 лет представлена на рисунке 2.3.

Динамичный рост добычи и потребления нефти обусловлен следующими причинами:

1. Открытие и освоение ряда крупных месторождений нефти.
2. Высокой конкурентоспособностью нефти вследствие менее трудоемкой добычи (по сравнению с углем), высокой транспортабельности и возможности получения широкого спектра материалов и топлив при переработке.
3. Безальтернативность нефти как сырья для получения ряда широко потребляемых топлив (бензин, керосин, соляровое масло и прочих).
4. Развитие транспорта, потребляющего продукты переработки нефти (автомобильного, авиационного, судоходного).

5. Возможность использования нефти непосредственно (без переработки), например, на тепловых электростанциях (ТЭС), при этом применение продукта переработки нефти – мазута, позволяет значительно снизить стоимость сооружения ТЭС по сравнению с пылеугольными электростанциями.

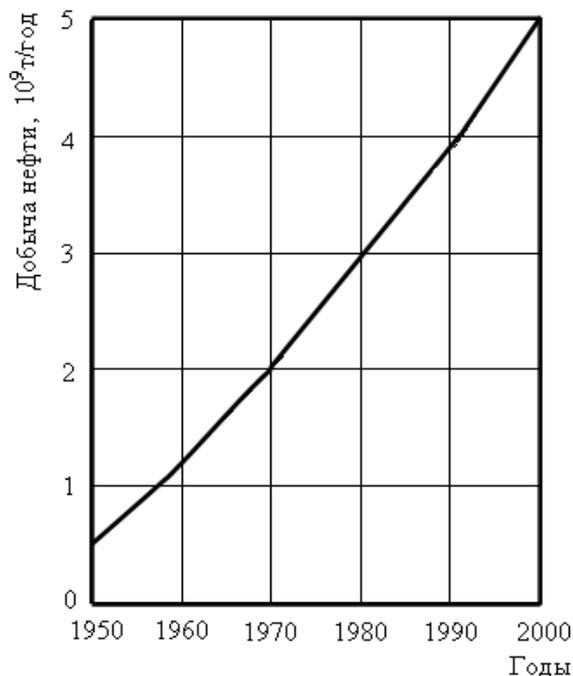


Рисунок 2.3 – Динамика изменения добычи нефти

Основные проблемы освоения месторождений нефти:

1. Неравномерность распределения нефти, что создает условия для монополизации добычи и экспорта.
2. Истощаемость традиционных и относительно доступных запасов нефти.
3. Невысокая степень извлечения нефти из существующих месторождений (до 25 – 30 %).

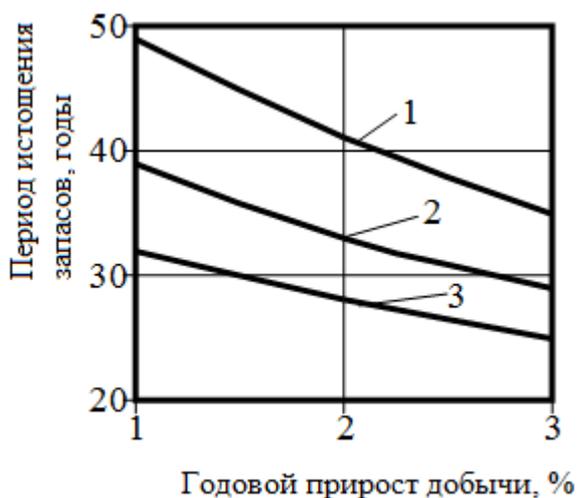
Проблемы освоения других модификаций нефтяных месторождений:

нефтеносные пески (запасы  $500 \cdot 10^9$  т) и нефтеносные сланцы (запасы  $400 \cdot 10^9$  т) заключаются в отсутствии приемлемых и конкурентоспособных технологий извлечения нефти.

Дистилляция песков и сланцев дает невысокую степень извлечения (для нефтеносных песков – 5...6 %, для нефтеносных сланцев – 7...8 %) и требует больших энергетических затрат, что делает извлеченную нефть значительно дороже по сравнению с обычной нефтью.

Запасы нефти в Украине составляют около  $235 \cdot 10^6$  т при годовой добыче до  $4 \cdot 10^6$  т.

Зависимость периода истощения 80% запасов нефти (Т) в Украине от изменения темпа добычи (k), полученная расчетом по формуле (2.5), представлена на рисунке 2.4.



1, 2, 3 – добыча нефти в год начала отсчета периода истощения принята, соответственно 3, 4 и 5 млн. т

Рисунок 2.4 – Зависимость периода истощения (Т) запасов нефти в Украине от годового прироста добычи (k)

Направление решения проблемы ограниченности запасов и дефицита нефти в Украине:

1. Планомерный поиск запасов нефти (перспективным является Азово-Черноморский шельф).
2. Сокращение потребления и экономия нефти.
3. Снижение потерь при транспортировке и переработке нефти.
4. Создание резервных запасов нефти и пополнение их в период снижения мировых цен на нефть.
5. Рациональное использование географического положения Украины как транзитной территории для транспортировки нефти.
6. Разработка и освоение технологий получения синтетических жидких топлив на основе угля.

### 2.2.3 Природный газ

Природный газ обычно ассоциируют с месторождениями нефти. Месторождения природного газа включают следующие модификации:

- скопления в пустотах земной коры;
- растворенный в нефти;
- адсорбированный в твердых породах;

- в твердом виде (газогидратные месторождения).

Практическое значение с точки зрения извлекаемости запасов представляют две первые модификации: скопление природного газа в пустотах и растворенный в нефти.

Мировые запасы природного газа оцениваются с учетом извлечения на 80% в  $450...500 \cdot 10^9$  т у.т.

Теплота сгорания природного газа составляет:  $32,5...39,5$  МДж/м<sup>3</sup>

Извлекаемые месторождения природного газа классифицируются следующим образом:

1. Попутный газ (до 1000 м<sup>3</sup> на тонну сырой нефти).
2. Газоконденсатные месторождения.
3. Газовые месторождения.

Динамика роста добычи и потребления природного газа в ретроспективе представлена на рисунке 2.5.

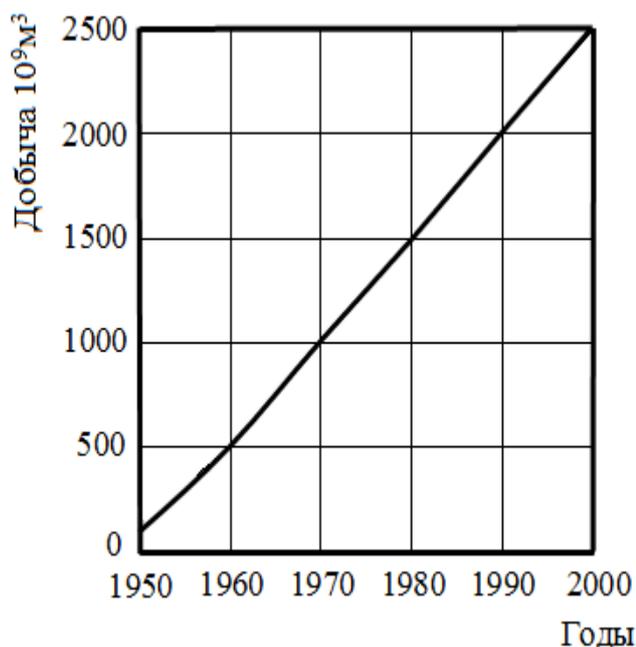


Рисунок 2.5 – Динамика роста добычи природного газа

Рост добычи и потребления природного газа обусловлены следующими причинами:

1. Открытием и освоением крупных месторождений природного газа.
2. Высокой конкурентоспособностью природного газа вследствие относительно недорогой добычи, чистоты газа и большой теплоты сгорания.

3. Возможностью распределения газа по трубопроводной системе, независимо от тепловой мощности потребителя.

#### Основные проблемы освоения месторождений природного газа

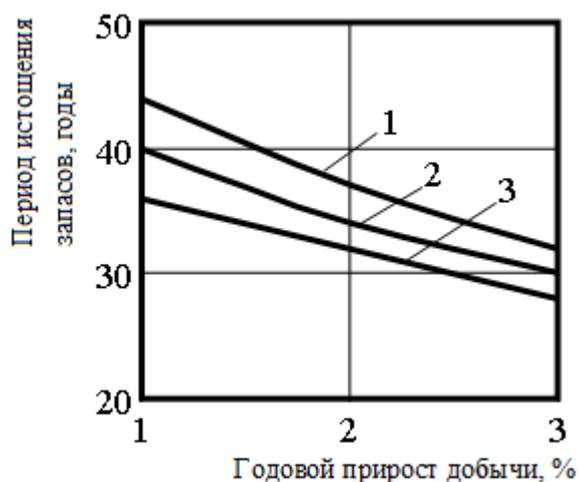
1. Неравномерность распределения мировых запасов природного газа.  
2. Потери газа при добыче нефти из-за отсутствия газотранспортных систем.

3. Большие капитальные затраты на сооружение газотранспортных систем.

4. Большие затраты энергии на транспортировку газа.

Разведанные запасы природного газа в Украине составляют около  $1100 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , при годовой добыче до  $16\text{-}20 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ .

Зависимость периода истощения 80% запасов природного газа (Т) в Украине от изменения темпа добычи (к), полученная расчетом по формуле (2.5), представлена на рисунке 2.6.



1, 2, 3 – добыча природного газа в год начала отсчета периода истощения принята, соответственно 16, 18 и 20 млрд. м<sup>3</sup>

Рисунок 2.6 – Зависимость периода истощения (Т) запасов природного газа от годового прироста добычи (к)

Годовое потребление природного газа в Украине составляет до  $(50\text{-}60) \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Решение проблемы ограниченности запасов и дефицита природного газа в Украине представляются в следующих направлениях:

1. Планомерный поиск и освоение газовых месторождений.

2. Экономное использование природного газа путем внедрения энергосберегающих технологий и применения альтернативных источников энергии.

3. Снижение потерь газа при транспортировке и распределении между потребителями.

4. Создание резервных запасов газа в период снижения мировых цен на газ.

5. Использование в качестве хранилищ резервных запасов природных резервуаров отработанных газовых месторождений.

## 2.3 Освоение геофизических источников энергии

### 2.3.1 Гидроэнергия

Гидроэнергия используется преимущественно для производства электроэнергии и проявляется в природе в следующих видах:

- энергия рек;
- энергия морских приливов и отливов;
- энергия морских волн;
- энергия талых вод.

В перечисленных видах к традиционному источнику энергии можно отнести только энергию рек, а электроэнергетика, основанная на использовании энергии рек, является единственным возобновляемым источником энергии, соизмеримым с потреблением органического топлива (см. рис. 2.1).

Гидроэнергетический потенциал достаточно крупных рек мира составляет 2860 ГВт. Реализация этого потенциала может обеспечить в настоящее время энергопотребление мира на 20%.

Распределение и степень использования гидроэнергии на континентах мира представлены в таблице 2.3

Таблица 2.3 Распределение и степень использования гидроэнергии на континентах мира

Наименование континента	Доля гидропотенциала, %	Степень использования, %
Азия	30	20
Африка	20	5
Южн. Америка	20	25
Сев. Америка	15	40
Европа	10	60
Австралия и Океания	5	40

В числе стран, располагающих значительным энергетическим гидропотенциалом рек, следует выделить: Китай – 14%, Россию – 10%, США – 7%, Заир –

6% и Бразилию – 5%, т. е. на 5 стран мира приходится свыше 40% мирового энергетического гидропотенциала.

Суммарная мощность гидроэлектростанций мира составляет около 800 ГВт, т.е. степень использования гидропотенциала ориентировочно составляет:

$$800 \text{ ГВт} / 2860 \text{ ГВт} = 28\%.$$

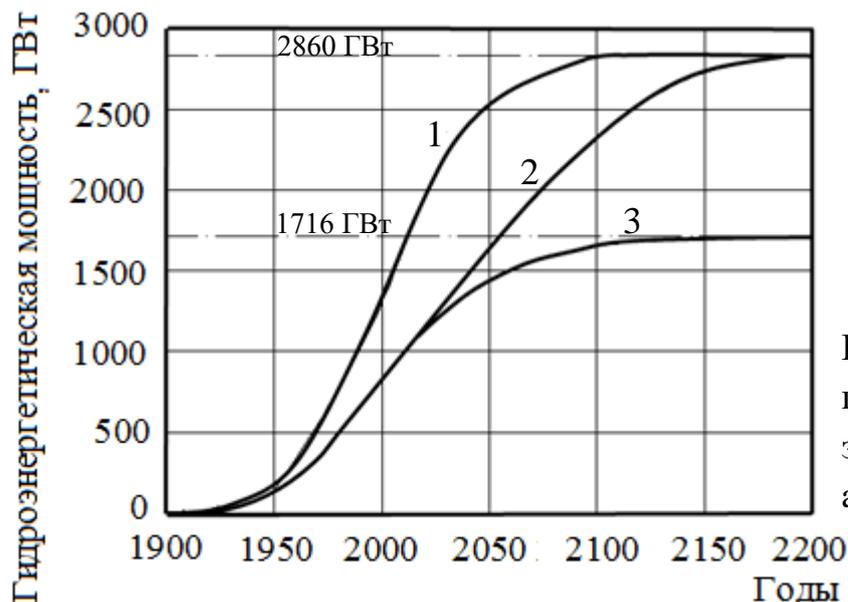


Рисунок 2.7 – Варианты прогноза освоения гидроэнергетического потенциала рек

На рисунке 2.7 представлены варианты прогноза освоения гидроэнергетического потенциала рек. Варианты прогноза сделаны на основе экспоненциальной зависимости. Вариант прогноза 1 выполнен в 1980г., вариант 2 – в 2000г. Оба варианта предполагают достижение освоения гидроэнергетического потенциала рек на уровне их полного потенциала (2860 ГВт). Вариант прогноза 3 сделан на основе следующих представлений:

1) предел освоения мирового гидроэнергетического потенциала соответствует его освоению в Европе – 60% (см. табл. 2.3), как предельного на современном уровне развития техники;

2) учитывает после освоения гидропотенциала 60% ( $2860 \times 0,6 = 1716$  ГВт) непрерывную реконструкцию ГЭС, которая не приводит к увеличению электрических мощностей станций.

В целом рост гидроэнергетических мощностей обусловлен следующим:

1) возобновляемостью источника энергии, отсутствие затрат на топливо при выработке электроэнергии и вследствие этого относительно низкой себестоимость электроэнергии;

- 2) отсутствие вредных выбросов в окружающую среду;
- 3) возможностью достижения достаточно больших мощностей на ГЭС;
- 4) достаточно высоким КПД преобразования (до 90-95%);
- 5) высокой аккумулирующей способностью водохранилищ электростанций, что позволяет их использовать в качестве резервных источников энергии;
- 6) быстрым запуском и набором мощности турбогенераторов, что позволяет использовать ГЭС в качестве пикового источника энергии;
- 7) достаточно высокой продолжительностью службы ГЭС (например, турбогенератор служит около 50 лет);
- 8) простотой эксплуатацией (управление ГЭС может быть полностью автоматизировано);
- 9) в ряде случаев ГЭС играет позитивную роль в хозяйстве регионов (обеспечение судоходства, орошение земель, исключение сезонных разливов и прочее).

Возможна следующая классификация ГЭС:

- по напору (разность уровней воды до и после плотины): низконапорные (до 10 м), средненапорные (до 100 м) и высоконапорные (свыше 100 м);
- по мощности: мелкие (до 0,2 МВт), малые (до 2 МВт), средние (до 20 МВт) и крупные (свыше 20 МВт).

Проблемы освоения гидроэнергетических ресурсов:

- 1) большие капитальные затраты на сооружение ГЭС и большой срок строительства;
- 2) зависимость размещения ГЭС от рельефа местности и других природных условий;
- 3) зависимость мощности и производительности ГЭС от погодноклиматических условий;
- 4) в ряде случаев негативное влияние на окружающую среду: сокращение плодородных земель, изменение режима осадков, нарушение биологического ритма реки, токсикация рек вследствие засорения водохранилищ, дополнительное давление на грунт дна водохранилищ, что может вызвать землетрясение в сейсмически опасных районах и прочее.

Суммарная установленная электрическая мощность ГЭС Украины составляет около 4,7 ГВт. Основную электрическую мощность создает днепровский каскад ГЭС, который включает Киевскую, Каневскую, Кременчугскую, Дне-

проджержинскую, Днепровскую и Каховскую ГЭС. Общая электрическая мощность каскада – 3ГВт.

Приливные электростанции (ПЭС) имеют локальное значение, т. к. существенно зависят от места расположения. Суммарный гидропотенциал возможных мест установки ПЭС составляет 64ГВт, а количество мест для возможного размещения до 25-30, которые распределяются следующим образом: Канада – 9 мест (доля энергетического потенциала 45%); Россия – 4 (25%); Франция – 4 (17%); Аргентина – 3 (10%).

Единичная мощность гидротурбин, устанавливаемых на приливных электростанциях от 2 до 20 МВт.

Проблемы освоения энергии приливов:

1. Высокие требования к месту размещения станций (по геофизическим признакам, рельефу местности, протяженности и глубине шельфа и прочее).
2. Большие капитальные затраты на гидротехнические сооружения (дамбы, плотины и прочее).
3. Необходимость аккумуляции получаемой электроэнергии вследствие периодичности приливов и отливов.

### 2.3.2 Ветроэнергия

Интерес к использованию ветроэнергии обусловлен следующим:

- 1) возобновляемостью источника энергии;
- 2) высокой степенью экологической чистоты преобразования энергии;
- 3) возможностью размещения ветроэнергетических установок (ВЭУ) практически в любом месте.

Общий энергетический потенциал ветроэнергии составляет 1200 ТВт. В связи с непрерывным изменением скорости и направления ветра производительная часть этого потенциала составляет 2%, т. е. 24 ТВт.

Мощность ветроустановок можно определить по формуле:

$$N_{\hat{A}\hat{Y}\hat{O}} = k_N \cdot S_k \cdot \frac{\rho_{\hat{a}} \cdot \mathcal{G}_{\hat{a}}^3}{2}, \quad (2.6)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, характеризующий степень преобразования энергии ветра (теоретическое значение – 0,59, практическое – 0,35÷0,45);

$S_k$  – площадь обдуваемой поверхности лопастей ветряного колеса;  $\rho_v$  – плотность воздуха;  $\mathcal{G}_a^\xi$  – скорость ветра.

#### Основные проблемы освоения ветроэнергии:

1. Зависимость работы ВЭУ от погодно-климатических условий (от изменения скорости ветра, частоты изменения его направления, осадков и прочее).

Рабочая скорость ветра для наземных установок составляет  $4 \div 12$  м/с, причем нижний предел малопроизводителен, а верхний может вызвать разрушение колеса.

2. Большие капитальные затраты вследствие необходимости дорогостоящих технических средств для стабилизации качества электроэнергии. Удельные капитальные затраты на сооружение ВЭУ составляют до 2000-5000 долл. США / кВт. Для сравнения удельные капитальные затраты на сооружение тепловых электростанций –  $500 \div 750$  долл. США / кВт.

3. Сравнительно невысокое КПД ВЭУ вследствие изменения скорости и направления ветра, а также потерь, связанных с преобразованием электроэнергии при стабилизации её качества (КПД не превышает 15-30%).

4. Большие габариты ВЭУ и необходимость больших площадей для размещения достаточно мощных электростанций.

5. Необходимость аккумуляции электроэнергии для обеспечения гарантированной выдачи электроэнергии потребителям.

Возможность размещения достаточно мощных источников ВЭУ в Украине проблематично из-за ограниченной скорости ветра: Причерноморье – 5,6 м/с, Донбасс – 5 м/с, Степная зона – 4,5 м/с, Лесостепная зона – 4 м/с и Полесье – 3,5 м/с.

Для Украины наиболее рационально использование ветроэнергии в виде ВЭУ, автономных от общей энергосистемы и обслуживающих небольшие хозяйственные объекты.

### **2.3.3 Геотермальная энергия**

Геотермальная энергия обусловлена чрезвычайно высокой температурой в центре Земли (около  $5000^\circ\text{C}$ ) и, соответственно, наличием теплового потока от центра к поверхности Земли.

Наличие теплового потока связано с градиентами температур. В зависимости от величины градиента районы поверхности Земли делятся на три группы: гипертермальные (свыше  $80^{\circ}\text{C}$  на один километр углубления), термальные ( $40\div 80^{\circ}\text{C}/\text{км}$ ) и нормальные (менее  $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ ).

Геотермальные источники проявляются в основном в двух видах:

- гидротермальные, которые представляют собой скопление нагретой воды или пара в пустотах (до  $300\text{-}350^{\circ}\text{C}$ ),
- петротермальные в виде теплоты разогретых горных пород (температура зависит от глубины залегания пород).

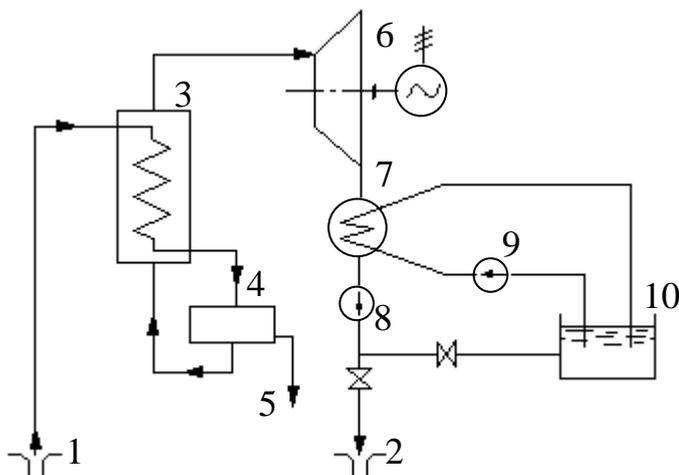
В основном используют гидротермальные источники, которые в зависимости от температуры воды или пара, разделяются на три группы: низкотемпературные (до  $90^{\circ}\text{C}$ ), среднетемпературные ( $90\div 150^{\circ}\text{C}$ ) и высокотемпературные (свыше  $150^{\circ}\text{C}$ ).

Минимальная температура геотермального источника, пригодного для выработки электроэнергии, составляет  $100\text{-}150^{\circ}\text{C}$ . В целом потенциал геотермальных источников Земли, который можно использовать для выработки электроэнергии, составляет около  $500\text{ ГВт}$ .

Для выработки электроэнергии с использованием геотермальных источников применяют две схемы:

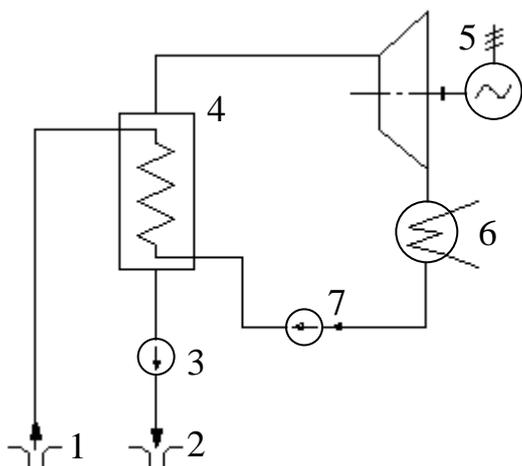
1) одноконтурная, при которой пар геотермального источника направляют непосредственно в турбогенератор (см. рис. 2.8).

2) двухконтурная, при которой пар или нагретая вода источника испаряют низкокипящий теплоноситель вторичного контура (например, фреон), а пар низкокипящего теплоносителя направляется в турбогенератор (см. рис. 2.9).



1- геотермальная скважина; 2- скважина для обратной закачки воды; 3- теплообменник для нагрева очищенного от примесей пара; 4- сепаратор для очистки пара от примесей; 5- отвод уловленных примесей; 6- турбогенератор; 7- конденсатор; 8- конденсатный насос; 9- циркуляционный насос оборотной системы охлаждающей воды; 10- резервуар для охлаждающей воды.

Рисунок 2.8 – Принципиальная схема одноконтурной геотермальной электростанции (ГеоТЭС)



1- геотермальная скважина; 2- скважина для обратной закачки воды; 3- насос для обратной закачки воды; 4- теплообменник для нагрева и испарения теплоносителя вторичного контура; 5- турбогенератор; 6- конденсатор; 7- насос вторичного теплоносителя.

Рисунок 2.9 – Принципиальная схема двухконтурной ГеоТЭС

Одноконтурная схема применяется для парогеотермальных источников, обеспечивающих пар достаточно высоких параметров (до 3,5 МПа и 240<sup>0</sup>С). Двухконтурная схема применяется для петро- и гидротермальных источников, обеспечивающих теплоноситель сравнительно невысоких параметров (до 100-150<sup>0</sup>С).

Установленная мощность ГеоТЭС составляет примерно 3000 МВт, которая по отдельным странам распределена следующим образом: США – 1200 МВт, Италия – 470, Филиппины – 450, Новая Зеландия – 300, Япония – 170, Мексика – 150, т.е. на 6 стран мира приходится свыше 90% установленной мощности ГеоТЭС.

Потенциал низкотемпературных геотермальных источников, который можно использовать только для выработки тепловой энергии в системах теплоснабжения, составляет 80 000 МВт. Общая мощность использования геотермальных источников для теплоснабжения – 1000 МВт, в том числе, Исландия – 380, Венгрия – 350, Новая Зеландия – 175, Франция – 30 МВт.

Проблемы использования геотермальных источников:

1) большие капитальные затраты на освоение источников: поисковые работы, бурение скважин, установка нестандартного оборудования и прочее (удельные капитальные затраты до 1500-2000 долл. США / кВт);

2) несовпадение места расположения геотермальных источников и потребителей, т.к. достаточно мощные геотермальные источники располагаются в малонаселенных районах мира;

3) сравнительно невысокий КПД энергетических установок на базе геотермальных источников вследствие невысоких параметров теплоносителей (КПД ГеоТЭС до 10-15%);

4) наличие вредных веществ в геотермальных теплоносителях (мышьяк, ртуть, селен, сероводород, аммиак и другие), что требует принятия мер по защите окружающей среды со значительными капитальными и эксплуатационными затратами, удорожающими энергопродукцию.

### 2.3.4 Солнечная энергия

Среди возобновляемых источников энергии солнечная энергия наиболее доступная и очевидная для использования среди нетрадиционных источников, т.к. не требует сооружения плотин, бурение скважин и прочее. Солнечная энергия является источником всех энергетических ресурсов на Земле. В балансе Земли солнечная энергия составляет 99,98%. Суммарная мощность солнечного излучения –  $2 \cdot 10^{17}$  Вт.

Плотность потока солнечного излучения на поверхность атмосферы Земли –  $1,4 \text{ кВт/м}^2$  (солнечная постоянная). После отражения (до 34%), поглощения (до 19%) и рассеивания в атмосфере плотность потока, достигающего поверхности Земли, составляет в среднем  $0,66 \text{ кВт/м}^2$  (в зависимости от географического расположения района –  $0,15 \div 0,90 \text{ кВт/м}^2$ ).

Использование солнечной энергии возможно в следующих направлениях:

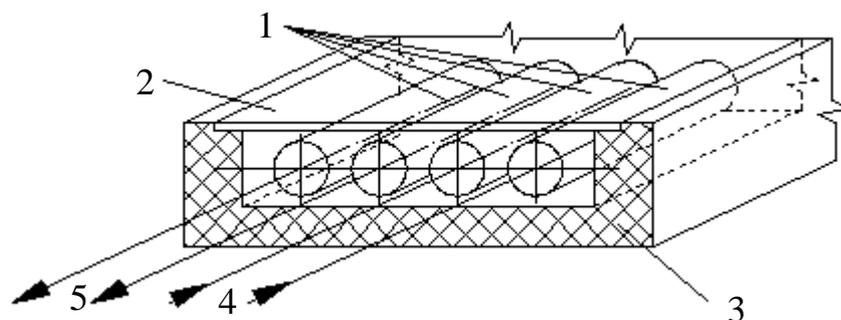
- 1) в системах коммунально-бытового и технологического теплоснабжения;
- 2) для выработки электроэнергии.

В естественных условиях солнечная энергия обеспечивает на поверхности температуру окружающей среды в результате отвода теплоты:

$$q_{\text{солн.}} = q_{\text{теплопр.}} + q_{\text{конв.}} + q_{\text{изл.}}, \quad (2.7)$$

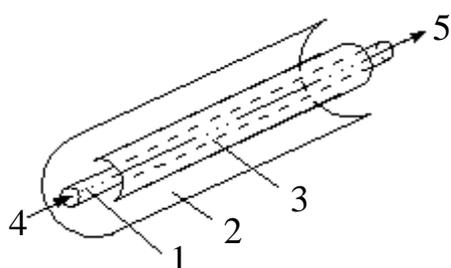
где  $q_{\text{солн}}$  – тепловой поток солнечной энергии на поверхность;  $q_{\text{теплопр.}}$ ,  $q_{\text{конв.}}$ ,  $q_{\text{изл.}}$  – тепловые потоки от поверхности нагрева к окружающей среде вследствие теплопроводности, конвекции и излучения.

Для обеспечения теплового равновесия на более высоком температурном уровне по сравнению с температурой окружающей среды необходимо специальное техническое устройство, собирающее тепловой поток солнечного излучения – солнечные коллекторы, которые делятся на плоские (см. рис. 2.10) и с концентраторами (см. рис. 2.11).



1 – поверхность нагрева в виде труб, в которых циркулирует нагреваемый теплоноситель; 2 – стекло; 3 – теплоизолирующее ограждение поверхности нагрева; 4 и 5 – вход и выход нагреваемого теплоносителя.

Рисунок 2.10 – Принципиальная схема плоского солнечного коллектора



1 – поверхность нагрева; 2 – концентратор; 3 – отражающий экран для снижения потерь теплоты; 4 и 5 – вход и выход нагреваемого теплоносителя.

Рисунок 2.11 – Принципиальная схема солнечного коллектора с концентраторами

Для плоского солнечного коллектора применяют следующие решения (см. рис. 2.10):

1) окраска поверхности нагрева в черный цвет, что увеличивает величину поглощаемого теплового потока;

2) размещение поверхности нагрева под стеклом, которое пропускает солнечное излучение и практически исключает тепловое излучение от поверхности нагрева в окружающую среду, т.е. создает парниковый эффект;

3) ориентация стекла на солнечное излучение, что обеспечивает максимальный эффект воздействия излучения на поверхности нагрева;

4) наличие теплоизолирующего ограждения, что уменьшает теплообмен с окружающей средой;

5) наличие небольшого воздушного зазора между поверхностью нагрева и внутренней поверхностью ограждения, что уменьшает потери теплоты теплопроводностью.

В зависимости от назначения плоские коллекторы разделяются на низкотемпературные (температура нагрева теплоносителя 40 - 60 °С), среднетемпературные (60 - 100 °С) и высокотемпературные (100 - 150 °С).

Для получения более высоких температур следует использовать солнечные коллекторы с параболическими или цилиндрическими зеркальными концентраторами (см. рис. 2.11).

При соотношении площадей поверхности концентратора и поверхности нагрева  $S_k : S_n = 4 - 5$  температура нагретого теплоносителя может составить до 300 °С.

#### Проблемы освоения солнечной энергии:

1. Зависимость работы солнечных энергетических установок от географического расположения и погодных-климатических условий.

2. Сравнительно невысокие параметры теплоносителя, что обуславливает низкий КПД энергетических установок (например, для солнечных электростанций КПД составляет 10÷20%).

3. Для получения больших энергетических мощностей необходима установка коллекторов на значительной площади (например, в средних широтах для электростанции мощностью 1000 МВт при КПД электростанции 10%, площадь размещения составит 40 км<sup>2</sup>).

4. Необходимость оборудования солнечных энергетических установок аккумуляторами и резервными источниками энергии.

В Украине использование солнечной энергии представляет интерес для южных районов: южная степная зона (продолжительность солнечного сияния-2300 ч/год) и Крым (2400 ч/год). Плотность солнечного излучения в этих районах достигает 0,86 – 0,88 кВт/м<sup>2</sup>.

В этих районах экономически целесообразно использовать солнечную энергию для нагрева теплоносителя в интервале 50÷150 °С и эксплуатации солнечной энергетической установки совместно с резервным традиционным источником тепла.

В качестве потребителей рекомендуются: отопление и горячее водоснабжение отдельных зданий, отопление и полив теплиц, обслуживание хранилищ для сельскохозяйственной продукции и прочее.

## 2.4 Проблемы атомной энергетики

Для управляемой ядерной реакции из природных материалов применяется уран  $U^{235}$ . Природный уран представляет собой смесь:  $U^{235} + U^{238} + U^{234}$ , с содержанием урана  $U^{235}$  около 0,7%.

Для возможного использования урана в атомных реакторах необходимо обогащение природного урана до содержания  $U^{235}$  в количестве 3-4%, в том случае, если в качестве замедлителей реакции в реакторе применяются вода или графит.

При ядерной реакции распада 1кг урана  $U^{235}$  выделяется количество теплоты эквивалентное теплоте сгорания 2720 т условного топлива.

Уран обширно распространен на земной поверхности вследствие хорошей растворимости соединений урана в воде. Средняя концентрация урана на поверхности Земли 0,0004% (4г на 1т). Из-за небольшой концентрации добыча урана сопряжена с большими материальными затратами. Природные запасы урана оценивают в соответствии с затратами на его добычу, например, при стоимости добычи 200 долл.США/кг запас составит  $10^7$ - $10^8$  т, при 500 –  $10^9$  т и т. д.

Суммарная электрическая мощность атомных электростанций составляет более 250млн. кВт.

Рост установленных мощностей АЭС в 70-х – 80-х годах обусловлен следующим:

1. Научные и технические достижения, которые позволили освоить атомную энергию в промышленных масштабах и создать основу для строительства АЭС.

2. Тенденция к росту энергетического потребления и ограниченные запасы традиционных видов топлив.

3. Открытие больших запасов урана и усовершенствование технологий его обогащения.

4. Высокий уровень промышленного развития ведущих стран мира.

5. Более высокая экологическая чистота АЭС по сравнению с ТЭС.

### Проблемы освоения атомной энергии:

1. Экологическая безопасность, требующая усовершенствование оборудования АЭС и учета многочисленных стандартных и нестандартных ситуаций, возникающих при эксплуатации АЭС.

2. Повышение степени использования урана путем усовершенствования технологии преобразования атомной энергии в реакторах.

3. Проблема захоронения остатков ядерного топлива.

4. Большие капитальные затраты и продолжительный срок сооружения АЭС.

5. Сравнительно невысокий КПД паротурбинных циклов АЭС (до 28-32%) вследствие использования влажного пара.

В Украине работают 4 АЭС: Запорожская, Хмельницкая, Ровенская и Южно-Украинская, с суммарной установленной мощностью 13,8 млн. кВт.

АЭС Украины производит до 40-50% потребляемой и экспортируемой электроэнергии, что в условиях дефицита и дороговизны традиционных энергоносителей стабилизирует обстановку по энергообеспечению страны.

### **3 ПРОБЛЕМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ**

В числе многочисленных проблем преобразования энергии представляют интерес наиболее актуальные энергетические проблемы Украины:

- проблемы пылеугольных паротурбинных ТЭС;
- применение парогазовых циклов для повышения эффективности ТЭС;
- проблемы преобразования энергии в «малой» энергетике.

#### **3.1 Проблемы пылеугольных паротурбинных ТЭС**

Установленная электрическая мощность электростанций Украины составляет около 52 млн. кВт, в том числе, установленная мощность ТЭС – 36,6 млн. кВт, из которых 70% рассчитаны на сжигание угольной пыли, т. е. 25,5 млн. кВт (около 50% электрической мощности ТЭС Украины).

Преобладание пылеугольных паротурбинных электростанций обусловлено следующим:

- большими запасами углей, в отличие от запасов других видов топлива (см. 2.2);
- возможностью и необходимостью использования отходов добычи, переработки и обогащения углей.

На 17 крупнейших пылеугольных ТЭС Украины установлено 98 энергетических блоков, в том числе:

• 150 МВт – 6 блоков, • 200 МВт – 43, • 250 МВт – 5, • 300 МВт – 42 и 800 МВт – 2.

Большая часть энергоблоков 150–300 МВт требует реконструкции или обновления оборудования: 63 блока введены в эксплуатацию 1958–1969 годах, 24 блока – в 1970–1975 годах. При этом номинальный срок службы энергооборудования, например турбогенераторов, не превышает 20-25 лет.

Помимо износа оборудования пылеугольные ТЭС испытывают трудности, связанные с топливоснабжением, по следующим причинам:

- перебои поставки углей на электростанции, связанные со сложностью добычи (см. 2.2.1), и вследствие этого периодическим образованием дефицита углей на электростанциях;

- повышенной зольностью углей (до 35-38 %), что увеличивает энергозатраты на транспортировку, дробление и пылеприготовление;

- повышенная зольность снижает эффективность работы парогенераторов (потери теплоты со шлаками) и увеличивает расходы на газоочистку;

- повышенная зольность углей требует для стабилизации горения пыли использование газообразного или жидкого топлива, доля которого может составить до 20-35% от общей теплоты топлива, сжигаемого в котлах, что требует значительной поддержки топливоснабжения котлов ТЭС дорогостоящими природным газом или мазутом.

Возможны следующие направления в решении проблемы топливоснабжения:

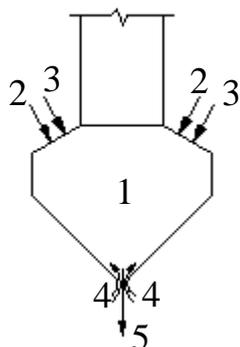
1. Стабилизация добычи угля на существующем уровне, т. е. не допускать снижение добычи. Для увеличения добычи требуется реконструкция существующих или строительство новых шахт, что в зависимости от условий развития угольной промышленности может составить по срокам до 20–25 лет.

2. Использование отходов добычи, переработки и обогащения углей. Количество отходов составляет около 180 млн. т. Переобогащение отходов может обеспечить в течении 15 - 20 лет ежегодно 5 - 6 млн. т топлива, что достаточно для работы 10 - 12 энергоблоков мощностью 200 МВт.

3. Применение для сжигания высокозольных углей высокоэффективных технологий сжигания, которые обеспечивают:

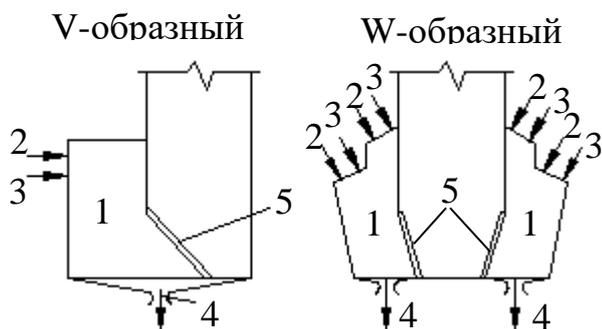
- сжигание углей и продуктов переработки отходов с зольностью до 50%;
- возможность работы котлов на высокозольном топливе с высокими технико-экономическими показателями в условиях изменяющихся нагрузок.

К таким технологиям относятся: сжигание углей в арочных топках (см. рис. 3.1), в плавильных плечевых предтопках (см. рис. 3.2), в циклонных предтопках (см. рис. 3.3) и в циркулирующем кипящем слое (см. рис. 3.4).



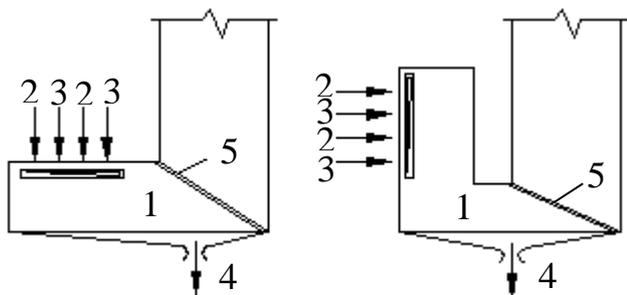
1 – арочная топка; 2, 3, 4 –подача, соответственно, пыли с первичным воздухом, вторичного воздуха, защитного воздуха; 5 – отвод сухой золы.

Рисунок 3.1 – Сжигание углей в арочных топках



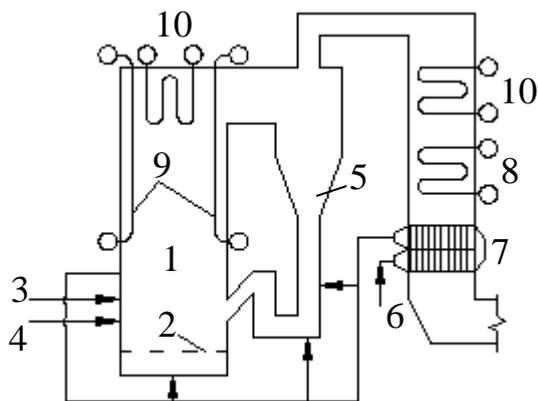
1 – плечевой предтопок; 2 и 3 – соответственно, подача пыли с первичным воздухом и вторичного воздуха; 4 – шлаковая летка; 5 – решетка шлакоуловителя.

Рисунок 3.2 – Сжигание углей в плавильных плечевых предтопках



1 – циклонный предтопок; 2 и 3 – соответственно, подача пыли с первичным воздухом и вторичного воздуха; 4 –шлаковая летка; 5 – решетка шлакоуловителя.

Рисунок 3.3 – Сжигание углей в циклонных предтопках



1 – топка кипящего слоя; 2 – решетка; 3 и 4 – подача измельченного угля и первичного воздуха; 5 – L-клапан; 6 – вторичный воздух; 7 – воздухонагреватель; 8-10 – поверхности нагрева котла, соответственно, экономайзер, испарительные поверхности и пароперегреватель

Рисунок 3.4 – Сжигание углей в циркулирующем кипящем слое

Арочные топки, циклонные и плечевые предтопки за счет концентрации сжигания в ограниченном объеме и снижение теплового излучения в восходящей газовой фазе котла обеспечивают повышение температуры в зоне горения, что облегчает воспламенение и углубляет дожигание высокозольного угля. Защитный воздух, повышающий устойчивость футеровки, в арочных топках (см. рис. 3.1), утилизирует теплоту золы, и этим вносит дополнительную теплоту в топку, что также способствует повышению температуры в топке.

Сжигание в циркулирующем кипящем слое за счет многократной циркуляции угля обеспечивает высокую степень выжигания углерода (см. рис. 3.4). Циркуляцию создает L-клапан, в котором из-за расширения верхней части снижается скорость потока, происходит провал недожженных частичек угля в нижнюю часть клапана и возврат их в кипящий слой.

### 3.2 Применение парогазовых циклов для повышения эффективности ТЭС

На современном уровне техники паротурбинные ТЭС достигли предельного развития по следующим причинам:

1. Дальнейшее увеличение параметров пара практически не приводит к увеличению КПД и снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии.

2. Увеличение мощности энергоблоков требует эквивалентного резерва мощности на ТЭС или в энергосистеме.

3. Увеличение параметров пара и мощности энергоблоков требуют больших капитальных затрат на сооружение ТЭС, которые не окупаются возможным снижением себестоимости электроэнергии.

Перспективным направлением повышения энергетической эффективности циклов паротурбинных ТЭС является сочетание их с газотурбинными циклами, т.е. создание парогазовых ТЭС. Комбинация паротурбинного и газотурбинного циклов приводит к увеличению КПД по следующим причинам:

1. Вследствие увеличения температуры подвода теплоты в комбинированный цикл через газотурбинную часть. Температура подвода теплоты в газовые турбины  $T_1^{г\dot{o}}$  составляет до 1100 – 1150<sup>0</sup>С, а в паровые турбины  $T_1^{п\dot{o}}$  до 540 – 565<sup>0</sup>С, соответственно, термический КПД  $\eta_t$ , который в значительной степени определяет КПД ТЭС, возрастает  $\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$ , ( $T_2$  – температура отвода теплоты).

2. Вследствие утилизации остатков теплоты после газотурбинной части в паротурбинном цикле, например, путем подогрева питательной воды.

### 3.2.1 Виды и особенности парогазовых энергетических установок

В числе большого разнообразия парогазовых установок можно выделить: парогазовые установки с напорным парогенератором (см. рис. 3.5), обычным парогенератором (см. рис. 3.6) и котлом-утилизатором (см. рис. 3.7).

#### Обозначения к рисункам 3.5 – 3.7:

**ВК** – воздушный компрессор; **Т** – подача топлива; **КС** – камера сгорания; **ПГ(Н)** – парогенератор (напорный); **ГТ** – газовая турбина; **ЭГ** – электрогенератор; **ПТ** – паровая турбина; **К** – конденсатор; **КН** – конденсатный насос; **Д** – деаэратор; **ПН** – питательный насос; **РП** – регенеративный подогреватель питательной воды; **ПОГ** – подогреватель питательной воды на отходящих газах; **КУ** – котел-утилизатор.

#### Особенности парогазовой установки с напорным парогенератором.

1. Следует использовать исключительно чистое топливо, т.к. продукты сгорания после парогенератора с давлением 0,4 – 0,6 МПа и температурой 750 – 800<sup>0</sup>С направляются непосредственно в газовую турбину.
2. Вследствие компактности напорных парогенераторов исключается котельный цех на электростанции, парогенераторы размещаются

непосредственно в машинном зале, что снижает капитальные затраты при сооружении новых станций на 25-30%.

3. Подогрев питательной воды осуществляется двумя параллельными потоками в регенеративном подогревателе питательной воды и в подогревателе, работающем на отходящих газах. Соотношение потоков определяется соотношением мощностей паровой и газовой турбин.

4. Возврат теплоты отходящих газов с питательной водой в котел дает экономию топлива в котле. В целом, с учетом увеличения температуры подвода теплоты в цикле, экономия топлива в комбинированном цикле по сравнению с чисто паротурбинным циклом составляет 4÷7%.

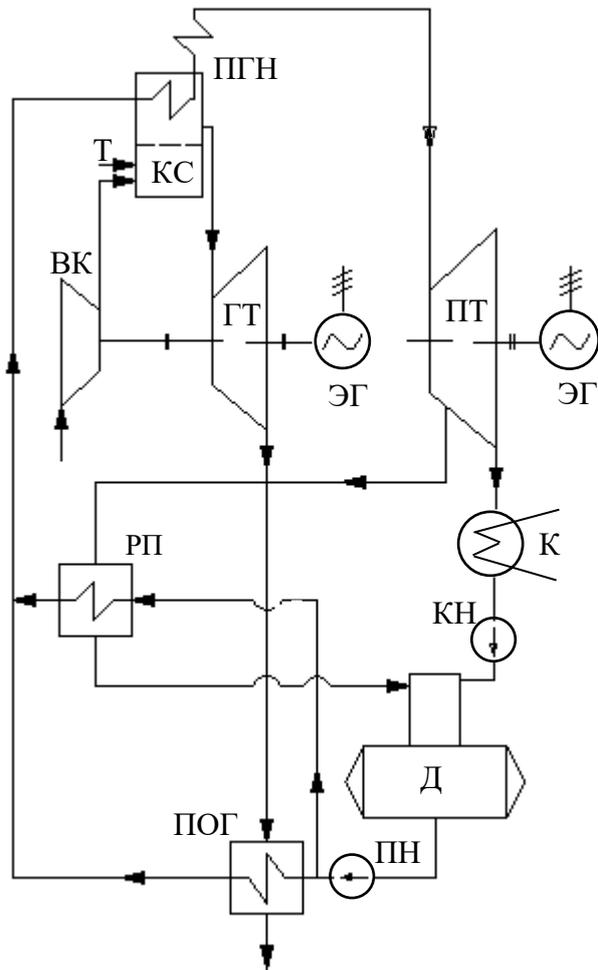


Рисунок 3.5 – Парогазовая установка с напорным парогенератором

Особенности парогазовой установки с обычным парогенератором.

1. Вследствие большого коэффициента расхода воздуха при сжигании топлива перед газовой турбиной отходящие газы содержат до 15 – 18% кислорода и могут быть использованы в качестве окислителя взамен воздуха при сжигании топлива в парогенераторе.
2. Использование вместо воздуха отходящих газов исключат воздухонагреватель в парогенераторе.
3. В парогенераторе возможно использование любого топлива независимо от чистоты его продуктов сгорания. Доля топлива сжигаемого в котле от общего расхода топлива на комбинированный цикл составляет 70 – 80%.

4. Возможно отключение газотурбинной части при снижении нагрузки и включение газотурбинной части при повышении нагрузки.
5. Вариант парогазовой установки целесообразно использовать при реконструкции существующих электростанций. При сооружении новых электростанций возможно использование серийных котлов.
6. Экономия топлива по сравнению с паротурбинной ТЭС до 7%.

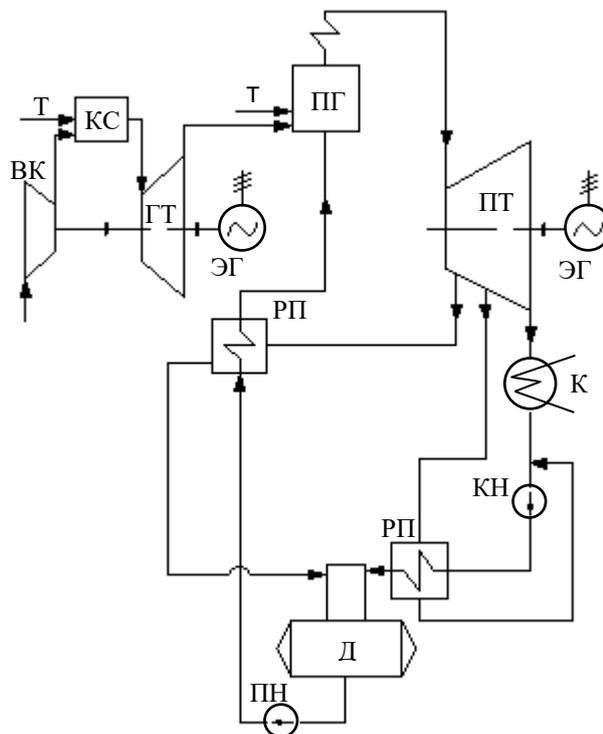


Рисунок 3.6 – Парогазовая установка с обычным парогенератором

Особенности парогазовой установки с котлом-утилизатором.

1. Целесообразно использовать этот вариант установки в комбинации с утилизацией теплоты отходящих газов технологических агрегатов, которые также используют котлы-утилизаторы. Работа котлов-утилизаторов на отходящих газах газовой турбины в тандеме с отходящими газами технологических агрегатов будет способствовать стабилизации паропроизводительности котлов-утилизаторов
2. Для изменения паропроизводительности котлов-утилизаторов возможно использование дополнительного топлива, сжигаемого непосредственно в котлах в специальных предтопках.

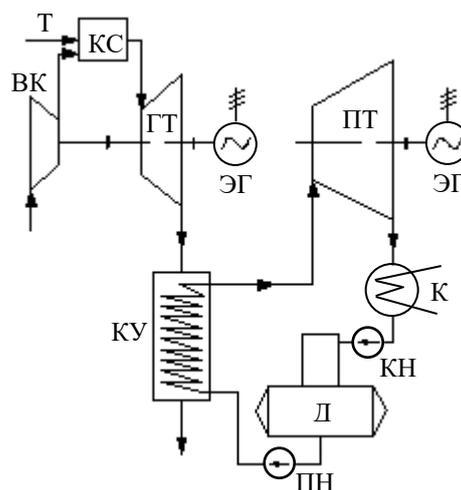


Рисунок 3.7 – Парогазовая установка с котлом-

3. Возможно использования полученного в котлах-утилизаторах пара не только для выработки электроэнергии, но и для технологических нужд.

### 3.2.2 Применение парогазовой установки с газификацией топлива внутри цикла ТЭС

Газификация топлива внутри цикла ТЭС обеспечивает возможность применения в парогазовых установках низкосортных видов топлива, что невозможно путем непосредственного сжигания топлива. Схема парогазовой установки представлена на рисунке 3.8.

*Обозначения к рисунку 3.8:*

**РГ** – реактор газификации (газогенератор); **УТ** – утилизационный теплообменник для подогрева очищенного генераторного газа неочищенным газом; **ГО** – газоочистка; **В** – подача воздуха; остальные обозначения такие же как на рисунках 3.5 – 3.7.

*Особенности схемы парогазовой установки с газификацией топлива внутри цикла электростанции:*

1. Внутрицикловая газификация позволяет полностью реализовать энергетический потенциал генераторного газа (теплоту сгорания, давление и температуру газа после реактора).
2. Очистка генераторного газа перед газовой турбиной обеспечивает минимальное негативное воздействие на окружающую среду от использования низкосортного топлива по сравнению со сжиганием такого же топлива непосредственно в котлах.
3. В случае ТЭЦ промышленного предприятия внутрицикловая газификация помимо отпуска тепловой и электроэнергии может обеспечить отпуск с ТЭЦ газообразного топлива, т.е. обеспечить предприятие всеми видами энергоносителей (теплоэнергия, электроэнергия и топливо).

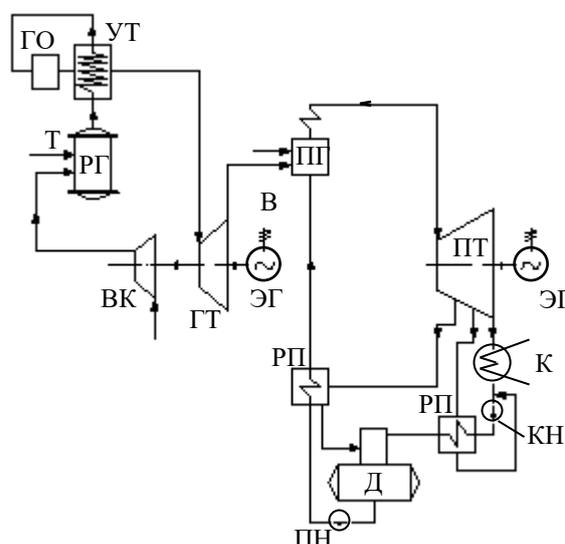


Рисунок 3.8 – Парогазовые установки с газификацией топлива внутри цикла ТЭС

### 3.2.3 Применение парогазовых установок в тепловой схеме АЭС

Применение газотурбинной технологии в тепловых схемах АЭС может обеспечить:

1. Повышение надежности паротурбинной части электростанции и увеличение КПД за счет перегрева пара, поступающего в турбину, и промежуточного перегрева пара.

2. Создание резервных или пиковой мощности на АЭС с минимальными капитальными затратами.

Тепловая схема АЭС с газотурбинной надстройкой представлена на рисунке 3.9.

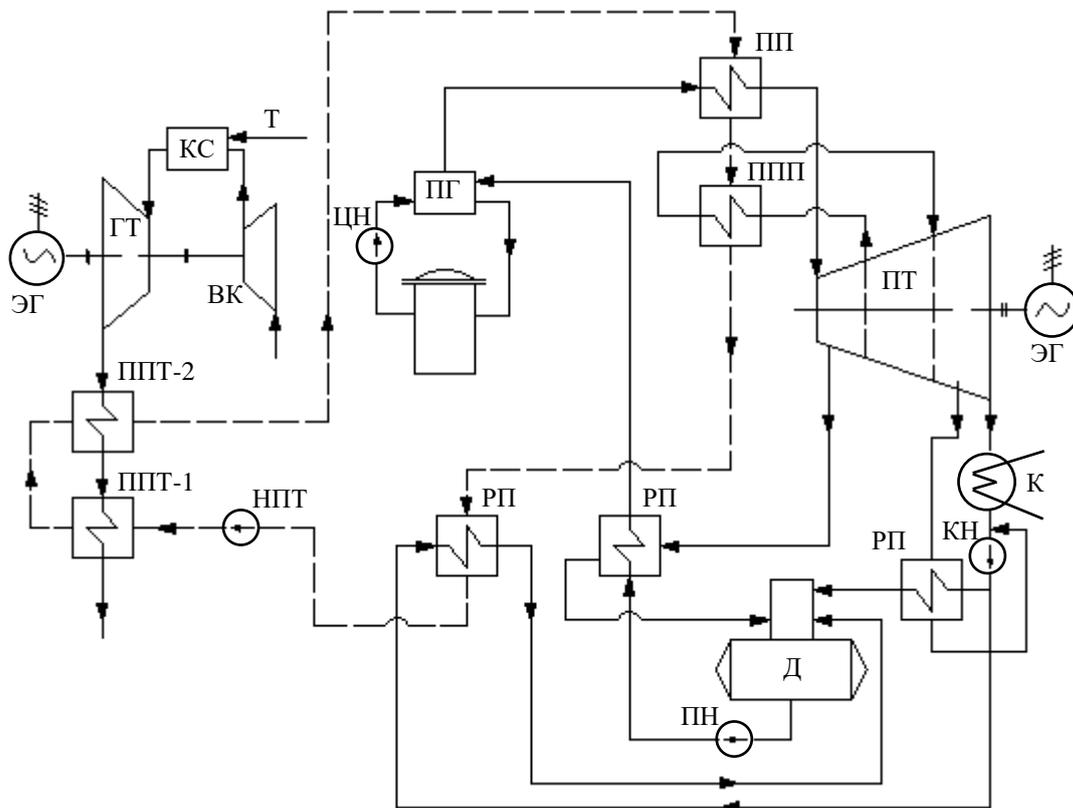


Рисунок 3.9 – Тепловая схема АЭС с газотурбинной надстройкой

*Обозначения к рисунку 3.9:*

**Р** – атомный реактор; **ЦН** – циркуляционный насос первого контура; **ПП** и **ППП** – пароперегреватель и промежуточный пароперегреватель; **ППВ** – подогреватель питательной воды на промежуточном теплоносителе; **НПТ** – насос промежуточного теплоносителя; **ППТ** – ступени нагрева промежуточного теплоносителя; остальные обозначения такие же как на рисунках 3.5 – 3.7.

### Особенности тепловой схемы АЭС с газотурбинной надстройкой.

1. Теплота отходящего газа из газовой турбины утилизируется путем нагрева промежуточного теплоносителя, в качестве которого можно применить расплавы щелочных металлов или органические соединения (дифенил, дифенил-оксид, доутерм).

2. Промежуточным теплоносителем обеспечивается перегрев пара перед турбиной и промежуточный перегрев пара, что увеличивает КПД паротурбинного цикла и повышает надежность работы турбины за счет снижения капельной эрозии лопаток. КПД комбинированного цикла возрастает до 45% (КПД обычного паротурбинного цикла АЭС не превышает 30%)

3. Увеличение мощности АЭС за счет газотурбинной надстройки может составить до 35%.

## **3.3 Проблемы преобразования энергии в малой энергетике**

### **3.3.1 Общая характеристика объектов малой энергетике**

К объектам малой энергетике относятся котельные мощностью до 100МВт и электростанции мощностью до 50МВт, обслуживающие коммунально-бытовое хозяйство, промышленные предприятия, аграрный сектор и другие сектора экономики.

Для объектов малой энергетике характерно следующее:

1. Значительное количество потребляемых энергоресурсов: около 50% от общего расхода энергоресурсов в топливно-энергетическом комплексе Украины.

2. Более высокое качество потребляемого топлива по сравнению с топливом, потребляемым в большой энергетике: природный газ – 50%; уголь – 30%; нефть и нефтепродукты – 20%.

3. Большое количество топливосжигающих установок: 2 млн. единиц, в том числе, 1,5 млн. котлов различной мощности, 243 ТЭЦ общей установленной мощностью 3100 МВт.

4. Объекты малой энергетике являются удобными для использования нетрадиционных видов энергии вследствие сравнительно небольшой единичной мощности потребителей.

Основной проблемой малой энергетики является повышение эффективности использования топлива в котельных и ТЭЦ.

Наиболее видными направлениями в решении этой проблемы являются:

1. Применение газотурбинных технологий (см. 3.2).
2. Переоборудование котельных в мини-ТЭЦ.

### 3.3.2 ТЭЦ небольшой мощности на базе паровых котельных

Пар, вырабатываемый в котельных, как правило, имеет давление значительно более высокие по сравнению с давлением пара необходимого, потребителю.

Большинство котельных в системах промышленного и коммунально-бытового теплоснабжения (около 70%) вырабатывают пар давлением 1,3 МПа и температурой 191<sup>0</sup>С, 25-30% котельных вырабатывают пар 1,4 МПа, 250<sup>0</sup>С и 2,5 МПа, 350-370<sup>0</sup>С, незначительное количество котельных (до 5%) вырабатывают пар 4 МПа, 440<sup>0</sup>С. В тоже время большинству потребителей необходим пар значительно меньших параметров, 0,3 ÷ 0,5 МПа.

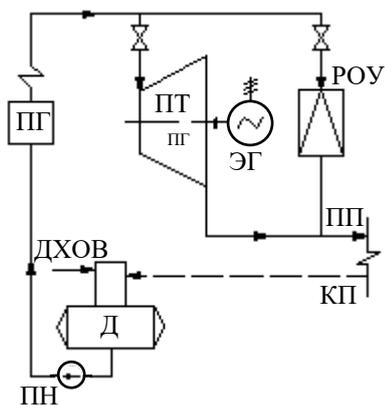
Избыточное давление пара можно использовать путем установки в котельных турбогенераторов. Электрический потенциал использования избыточного давления пара в котельных Украины составляет около 2000 МВт.

При установке в котельных турбин, использующих избыточное давление пара, в зависимости от вида тепловой нагрузки возможно два варианта:

1. Установка турбин противодавления (см. рис. 3.10).
2. Установка конденсационной турбины с промежуточным регулируемым отбором пара (см. рис. 3.11).

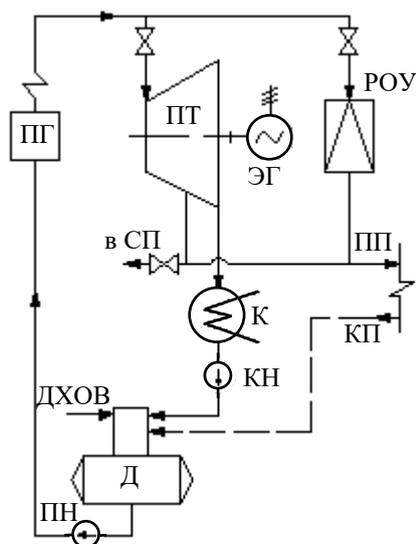
*Обозначения к рисункам 3.10 и 3.11:*

**ПГ** – парогенератор; **ПТ** – паровая турбина; **ЭГ** – электрогенератор; **РОУ** – редуциционно-охлаждающая установка; **ПП** – подающий паропровод системы теплоснабжения; **КП** – конденсатопровод; **Д** – деаэратор; **ДХОВ** – добавочная химочищенная вода; **ПН** – питательный насос; **К** – конденсатор; **КН** – конденсатный насос; **СП** – сетевой подогреватель.



*Установка турбины противодействия целесообразна в том случае, если имеет место стабильная паровая нагрузка.*

Рисунок 3.10 – Схема установки в котельной турбины противодействия



*Установка конденсационной турбины с промежуточным регулируемым отбором пара целесообразна, если стабильной является тепловая нагрузка по сетевой воде, а паровая нагрузка появляется эпизодически или в целом незначительна по величине.*

Рисунок 3.11 – Схема установки в котельной конденсационной турбины с промежуточным регулируемым отбором пара

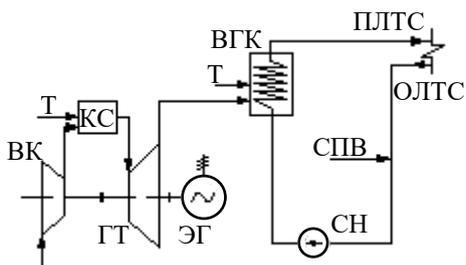
### 3.3.3 ТЭЦ небольшой мощности на базе водогрейных котельных

Для большинства водогрейных котлов топливом является природный газ, т.е. высококалорийное, экологически чистое и дефицитное топливо. При этом водогрейные котлы вырабатывают низкопотенциальный энергоноситель – нагретую воду с температурой до 150<sup>0</sup>С.

Повысить эффективность использования природного газа в водогрейных котельных можно путем сооружения газотурбинной надстройки (см. рис. 3.12).

Природный газ сжигается в камере сгорания газотурбинной надстройки. Продукты сгорания после газовой турбины отводятся через водогрейный котел, где происходит утилизация их физической теплоты на подогрев сетевой воды. В результате водогрейная котельная становится источником не только тепловой, но и электрической энергии. При появлении пиковых тепловых нагрузок природный газ может также сжигаться непосредственно в топке водогрейного

котла. Дополнительное топливо сжигается в потоке отходящих из турбины газов, содержащих до 15 – 18% кислорода.



**Обозначения:** ВК – воздушный компрессор; Т – подача топлива; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ЭГ – электрогенератор; ВГК – водогрейный котел; ПЛТС и ОЛТС – подающая и обратная линия тепловой сети; СПВ – сетевая подпиточная вода; СН – сетевой насос.

Рисунок 3.12 – Схема водогрейной котельной с газотурбинной надстройкой

## 4 ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ НА РАССТОЯНИЕ

Проблема передачи энергии на расстояние обусловлена тем, что месторасположение источников энергии или места добычи топлива не совпадают с местами потребления энергоносителей. Это происходит по следующим причинам:

1. Несовпадение сырьевой промышленной базы с местом добычи топлива, например, несовпадение месторождений железной руды и угля для черной металлургии.
2. Отсутствие в регионе собственных ТЭР и необходимость их транспортировки из других регионов.
3. Большая мощность источника энергии, что позволяет обеспечить получаемой энергией потребителей, размещенных на обширной территории.
4. Особенность размещения тех или иных источников энергии, например, размещение ГЭС, связано с расположением гидроресурсов, ТЭС с топливной базой, и это может не совпадать с размещением потребителей энергии.
5. Необходимость дистанцировать источник энергии от потребителей по признакам безопасности, например, АЭС.

### 4.1 Варианты и критерии выбора способа передачи энергии

Варианты передачи энергии можно разделить на три группы: дискретные, непрерывные и комбинированные.

Выбор оптимального варианта передачи энергии основывается на технико-экономических расчетах с учетом следующих критериев:

1. Вид и количество передаваемой энергии.
2. Географические и климатические условия на территории транспортных линий.
3. Удельная стоимость передачи энергии, включающая капитальные и эксплуатационные затраты.
4. Энергозатраты и потери энергии при транспортировке.
5. Влияние транспортной системы на окружающую среду.

## 4.2 Особенности транспортировки основных видов топлива и энергоносителей

### 4.2.1 Транспортировка угля

В транспортировке угля можно выделить два подхода:

1. Непосредственная транспортировка угля в естественном виде.
2. Преобразование энергии угля в какой-либо вид энергоносителя, удобный для передачи его на расстояние и дальнейшего использования у потребителей.

#### Железнодорожный транспорт.

Перевозка угля железнодорожным транспортом является наиболее доступной, универсальной и требует сравнительно небольших энергетических затрат (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Удельные энергозатраты ( $e_T$ ) при перевозке грузов различными видами транспорта

Вид транспорта	$e_T, \frac{кВт \cdot ч}{т \cdot км}$	Скорость транспорта, км/ч
Воздушный	7,60	800
Автомобильный	0,51	60
Железнодорожный	0,12	50
Водный	до 0,10	20

Доступность и универсальность железнодорожного транспорта заключается в следующем:

- достаточно разветвленная сеть железных дорог и возможность расширения этой сети практически в любом направлении;
- возможность доставки угля по железной дороге непосредственно к потребителю, например, на территорию электростанции или промышленного предприятия.

Экономическая эффективность перевозки угля по железной дороге в значительной степени определяется качеством угля (см. рис. 4.1). При снижении теплоты сгорания угля с 30 МДж/кг до 20 или 10 МДж/кг транспортные энергозатраты возрастают в 1,5 или в 3,0 раза и требуют технико-экономических обоснований для перевозки таких углей. Для повышения экономичности транспортировки углей необходимо их обогащение.

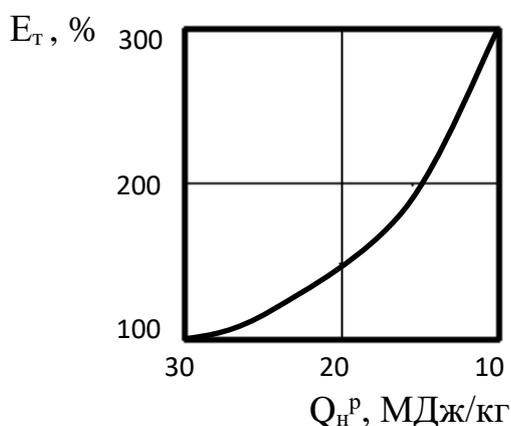


Рисунок 4.1 – Зависимость относительных энергозатрат на транспортировку углей ( $E_t$ ) от теплоты сгорания углей ( $Q_{н^P}$ )

#### Водный транспорт.

Для транспортировки угля широко применяют водный транспорт, который также, как и железнодорожный, требует сравнительно небольших энергозатрат (см. табл. 4.1), однако уступает железнодорожному транспорту:

- требует достаточно мощных водных магистралей;
- требует комбинации с другими видами транспорта для доставки угля в порт и вывоза из порта;
- связан с трудоемкими погрузо-разгрузочными работами в портах;
- имеет сезонный характер.

#### Трубопроводный транспорт.

Для трубопроводного транспорта необходимо измельчение угля и образование угольной пульпы или суспензии различных составов:

- Водяная пульпа (50% воды, 50% угля, степень измельчения угля 0,5–1,0 мм). После доставки пульпы перед сжиганием уголь следует обезвоживать, что требует затрат энергии до 500 МДж/т угля.

- Нефтяная пульпа (30-40% угля, 60-70% нефти или нефтепродуктов).

- Водно-нефтяная пульпа (50% угля, 30% нефти, 20% воды). Добавка воды снижает вязкость пульпы и уменьшает энергозатраты на транспортировку. Сжигание водо-нефтяной пульпы производят без обезвоживания.

На практике наибольшее применение нашла транспортировка угля в виде водяной пульпы в комбинации с другими видами транспорта, например, в комбинации с водным транспортом в танкерах.

При преобразовании энергии угля в другой вид энергоносителя можно выделить два направления:

1. Газификация, в которой возможны следующие варианты:

- полная газификация угля;
- газификация угля с получением синтетического жидкого топлива;
- газификация угля с получением твердого углеродистого остатка (коксика).

2. Размещение электростанций в непосредственной близости от места добычи угля, что дает экономию энергии на транспортировку угля к электростанции.

Например, при размещении пылеугольной ТЭС вблизи от места добычи угля (вместо размещения ТЭС на расстоянии  $S$  км), экономия энергии на транспортировку составит:

$$E = B_{ТЭС} \cdot e_T \cdot S, \quad (4.1)$$

где  $e_T$  – удельный расход энергии на транспортировку угля по железной дороге (см. табл. 4.1);  $B_{ТЭС}$  – расход угля на станции:

$$B_{ТЭС} = \frac{N_{ТЭС}}{\eta_{ТЭС} \cdot Q_n^p}, \quad (4.2)$$

здесь  $N_{ТЭС}$  – мощность ТЭС;  $\eta_{ТЭС}$  – КПД электростанции (брутто);  $Q_n^p$  – теплота сгорания угля.

После подстановки (4.2) в (4.1) формула для вычисления экономии энергии на транспортировку угля при размещении пылеугольной ТЭС вблизи от места добычи:

$$E = \frac{N_{ТЭС} \cdot e_T \cdot S}{\eta_{ТЭС} \cdot Q_n^p}. \quad (4.3)$$

При  $N_{ТЭС} = 1000$  МВт,  $e_T = 0,12$  кВт·ч/т·км,  $\eta_{ТЭС} = 0,4$ ,  $Q_n^p = 20$  МДж/кг экономия энергии на транспортировку угля составит 27 МВт·ч.

#### 4.2.2 Транспортировка нефти

Транспортировка нефти осуществляется в основном двумя способами:

- трубопроводным транспортом (по нефтепроводам);
- морским транспортом (в танкерах).

В ряде случаев оба способа используют в комбинации.

Транспортировка нефти в трубопроводах, также как и в танкерах, является наиболее экономичной с точки зрения энергозатрат на транспортировку. При транспортировке нефти по трубопроводу энергия затрачивается только на преодоление трения. Удельные энергозатраты при транспортировке нефти по трубопроводам составляют порядка 0,015 – 0,020 кВт·ч / т·км. При этом отсутствуют затраты энергии на сжатие и проявляются смазочные свойства нефти, что снижает затраты энергии на преодоление трения

Расход энергии при транспортировке в танкерах зависит от грузоподъемности танкера, например, для танкера грузоподъемностью 50 тыс. т удельные энергозатраты на транспортировку составляют 0,04 – 0,05 кВт·ч / т·км, а для танкера 500 тыс.т – 0,02 кВт·ч / т·км.

Существенной проблемой морской транспортировки и добычи нефти является попадание нефти в воду. Основными причинами попадания являются:

- обмывка танкеров и их балансировка (около 60% загрязнений);
- аварии танкеров (10%);
- добыча нефти на морских прибрежных шельфах вследствие естественной инфильтрации нефти в воду (30%).

### 4.2.3 Транспортировка природного газа

Транспортировка природного газа может осуществляться двумя способами:

1. Непрерывным трубопроводным транспортом.
2. Дискретным транспортом в емкостях, например, в танкерах.

В обоих способах принципиально возможна транспортировка природного газа как в газообразном, так и в жидком состояниях.

Основным способом транспортировки газа является трубопроводный транспорт газа в естественном состоянии, что требует значительных затрат энергии на компрессию газа. Параметры магистральных газопроводов:

- диаметр трубопроводов до 1,2 – 1,5 м;
- давление газа до 7,5 – 10,0 МПа;
- удельные энергозатраты 0,25 – 0,30 кВт·ч/т у.т.·км.

Магистральный газопровод оборудуется через каждые 100 – 150 км подкачивающими бустерными компрессорными станциями, которые поднимают давление природного газа до первоначального давления.

Основными проблемами транспортировки природного газа являются:

- большие расходы энергии на транспортировку.
- использование избыточного давления природного газа непосредственно у потребителя при дросселировании газа в газораспределительных станциях.

### 4.2.4 Передача электроэнергии

Системы передачи электроэнергии имеют ряд особенностей по сравнению с другими транспортными энергетическими системами:

- Большие количества и мощности передаваемой энергии, т. к. значительная часть добываемых природных топливных ресурсов в конечном счете преобразуются в электроэнергию. По сути системы передачи электроэнергии являются коллекторными транспортными энергетическими системами.

- Синхронность производства, передачи и использования электроэнергии, что усложняет систему передачи электроэнергии по сравнению с другими видами транспортных систем.

- Возможность изменение направления передачи электроэнергии.

Основными системами передачи электроэнергии являются токопроводящие линии электропередач (ЛЭП), которые можно классифицировать следующим образом:

1. По способу прокладки ЛЭП: воздушные (надземные) и подземные (кабельные).

2. По виду тока: постоянного тока и переменного тока.

Особенностями подземных ЛЭП являются:

- Большие капитальные затраты на сооружение подземных ЛЭП, которые при одинаковых характеристиках с воздушными ЛЭП (напряжение, пропускная способность и прочее) примерно в 10 раз превышают затраты на сооружение воздушных линий;

- Значительно меньшие пропускные способности подземных ЛЭП по сравнению с воздушными вследствие ограничения напряжения при передаче электроэнергии. При увеличении напряжения в подземных ЛЭП резко возрастают потери в изоляции (см. рис. 4.2).

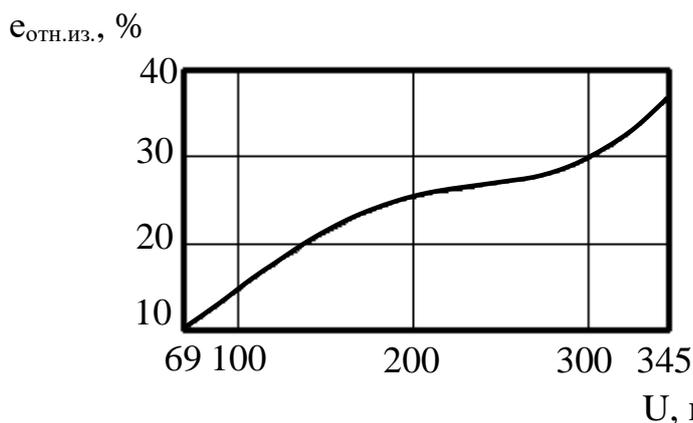


Рисунок 4.2 – Зависимость относительных потерь энергии в изоляции ( $\epsilon_{\text{отн.из.}}$ ) от напряжения тока в кабельной линии (U)

- Сложность прокладки кабельных линий и их эксплуатации. Практически невозможна модернизация подземных ЛЭП, например, с целью увеличения пропускной способности.

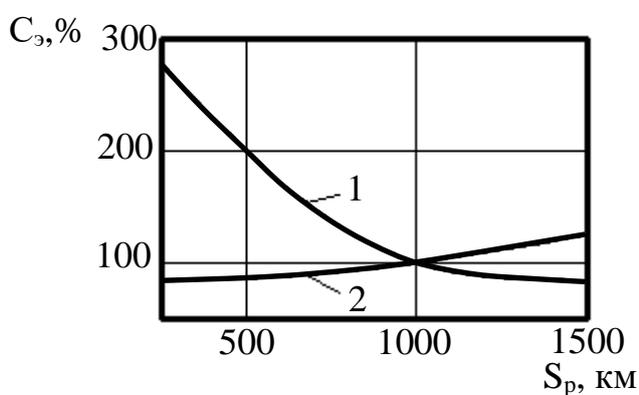
Вследствие этого подземные ЛЭП сооружают только в крайних случаях: в городах, где высокая стоимость земли, на промышленных предприятиях с дефицитом производственных площадей, с целью соблюдения правил техники безопасности и прочее.

В г. Днепропетровске протяженность воздушных ЛЭП составляет свыше 12300 км (97%), а кабельных около 400 км (3%).

### Особенности ЛЭП постоянного тока:

- более высокая пропускная способность при прочих одинаковых условиях с ЛЭП переменного тока (в 1,5 – 2,0 раза), т. к. отсутствует реактивное сопротивление, связанное с индуктивностью и емкостью электрической цепи;
- при прочих одинаковых условиях менее высокие капитальные затраты по сравнению с воздушными ЛЭП переменного тока, т. к. вместо 3-х фазных применяются 2-х фазные линии, что уменьшает массу проводов и опор;
- упрощается совместная (параллельная) работа генераторов тока и совместная работа энергосистем, т. к. отсутствует необходимость согласования их по частоте тока.

Вместе с этим применение ЛЭП постоянного тока ограничивается большими капитальными затратами на преобразование тока. Применение ЛЭП постоянного тока экономически целесообразно при больших расстояниях передачи электроэнергии, т.е. когда снижение потерь электроэнергии при передаче компенсирует капитальные затраты на преобразование. Зависимость удельной стоимости передачи электроэнергии от протяженности ЛЭП представлена на рисунке 4.3.



За 100% принята удельная стоимость передачи переменного тока на расстояние 1000 км.

Рисунок 4.3 – Зависимость относительной удельной стоимости ( $C_3$ ) передачи электроэнергии от протяженности ЛЭП постоянного (1) и переменного (2) тока

Из данных на рисунке 4.3 следует, что при передаче электроэнергии на расстояние свыше 1000 км ЛЭП постоянного тока экономически целесообразнее.

В электроэнергетике доминирующее положение занимает переменный ток и его передача по воздушным ЛЭП. Основной тенденцией в передаче переменного тока по воздушным линиям является увеличение напряжения:

- с увеличением напряжения уменьшается сила тока и, соответственно, уменьшаются потери в проводах ЛЭП;

- увеличение напряжения непосредственно увеличивает пропускную способность ЛЭП.

Сравнение ЛЭП пропускной способностью 2 млн. кВт при различных напряжениях тока ( $U$ ):

$U$ , кВ	$\bar{M}$	$\bar{K}$	$\Delta \bar{N}_{\text{пот}}$
750	1	1	1
500	1,5	1,6	1,5
300	2,3	2,6	2,3

$\bar{M}$  – относительный расход металла на провода;

$\bar{K}$  – относительные капитальные затраты на сооружение ЛЭП;  $\Delta \bar{N}_{\text{пот}}$  – относительные потери мощности в проводах.

Ретроспективный взгляд на увеличение напряжения воздушных ЛЭП представлен на рисунке 4.4:

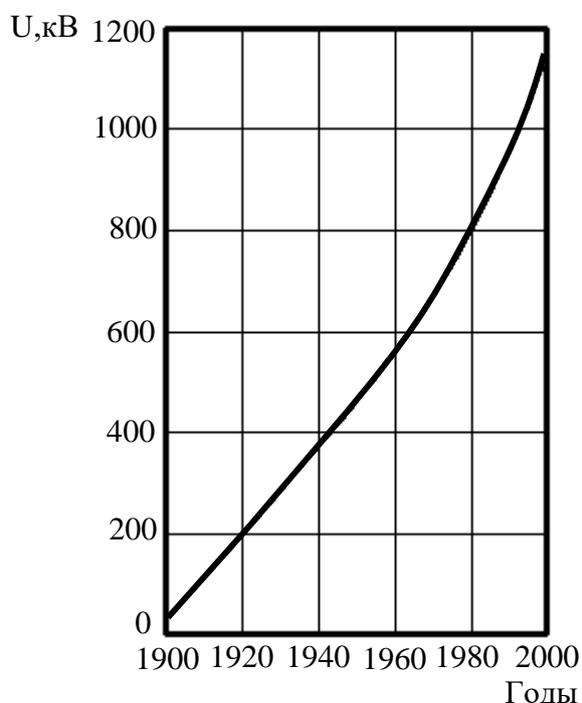


Рисунок 4.4 – Изменение напряжения воздушных ЛЭП в ретроспективе

### Проблемы передачи переменного тока по воздушным линиям:

#### 1. Экологические:

- негативное влияние электромагнитных полей высоковольтных ЛЭП на живые организмы;
- акустическое загрязнение среды;
- образование озона и оксидов азота.

#### 2. Технические:

- большие потери электроэнергии в проводах и от коронных разрядов;

- коммутационной перенапряжением, т.е. резкое повышение напряжения при переключении линий электропередач, что может вызвать пробой в воздухе и изоляции;
- проблемы изоляции при сверхвысоких напряжениях, что ограничивает напряжение ЛЭП величиной 1150 – 1200 кВ;
- электромагнитные помехи радио- и телевизионной связи.

## **5 ПРОБЛЕМЫ АККУМУЛЯЦИИ ЭНЕРГИИ**

### **5.1 Определение, назначение и классификация систем аккумуляции энергии**

Аккумуляция энергии заключается в накоплении и хранении энергии с целью последующего ее использования.

Системы аккумуляции можно классифицировать по виду аккумулируемой энергии: механические, тепловые и электрические.

Аккумуляции энергии применяется для решения следующих задач:

- для согласования по времени периодической выработки с непрерывным потреблением энергии или каких-либо других несовпадений генерации и потребления энергии;
- для аккумуляции избытка энергии, вырабатываемой в системе;
- для покрытия пиковых потреблений энергии;
- для создания резервного запаса энергии;
- для обеспечения энергией транспортных средств не имеющих генераторов энергии.

Системы аккумуляции энергии характеризуется рядом показателей:

- аккумулирующая способность системы – количество энергии, приходящейся на единицу массы аккумулятора или на единицы его рабочего объема;
- КПД аккумулирования энергии, характеризующий потери энергии, связанные с аккумуляцией и последующей передачи энергии потребителю;
- удельная стоимость аккумуляции энергии, т.е. капитальные и эксплуатационные затраты, приходящиеся на единицу аккумулированной энергии;
- период хранения аккумулированной энергии.

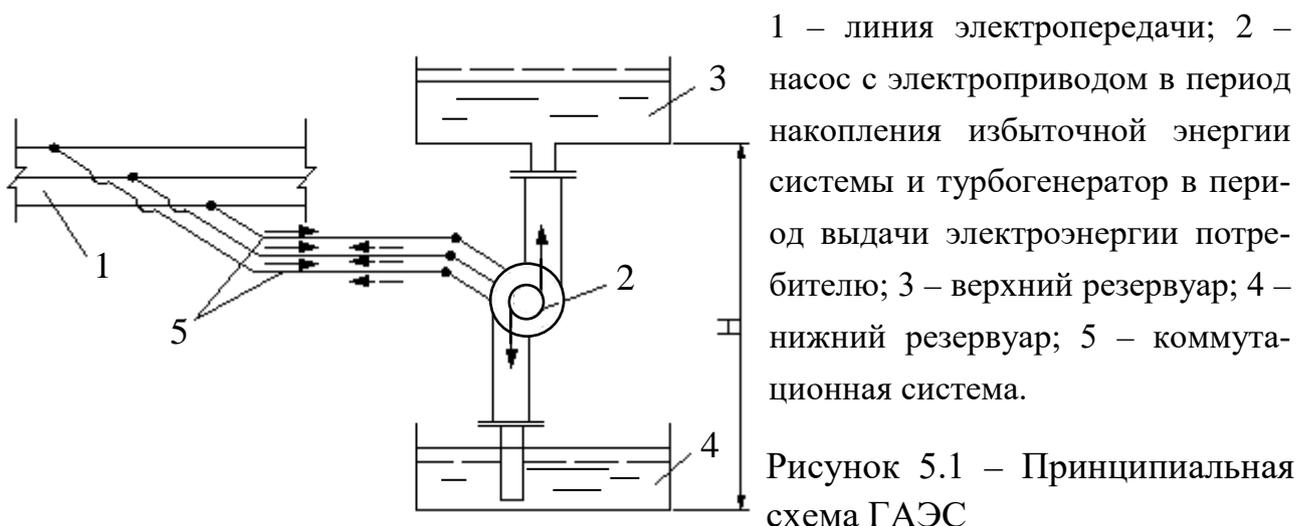
В крупномасштабной энергетике в числе аккумулирующих систем наибольший интерес представляют аккумулирующие системы механической

энергии в виде гидроаккумулирующих (ГАЭС) и пневмоаккумулирующих (ПАЭС) электростанций.

## 5.2 Механические системы аккумулирования энергии

### 5.2.1 Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)

Принципиальная схема ГАЭС представлена на рисунке 5.1.



Работа ГАЭС заключается в использовании избыточной электроэнергии системы для перекачки воды из нижнего резервуара в верхний, что создает запас потенциальной энергии аккумулируемой воды в верхнем резервуаре, и последующего сброса воды из верхнего резервуара в нижний через турбогенератор при дефиците электроэнергии в системе.

Расчет параметров ГАЭС, аккумулирующей энергию в ночное время ( $\tau_f = 6$  ч) при резком снижении потребления электроэнергии в системе мощностью  $N_{\text{ГЭС}} = 1000$  МВт :

1. Количество подведенной энергии к ГАЭС в ночное время

$$E_{\text{подв}} = 0.5 \cdot N_{\text{ЭС}} \cdot \tau_H = 0.5 \cdot 1000 \cdot 6 = 3000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.1)$$

где 0,5 – коэффициент, указывающий на долю подведенной энергии к ГАЭС от общей выработки электроэнергии в системе.

2. Рабочий объем резервуара (отдельно для верхнего и нижнего):

$$V_P = \frac{E_{\text{подв}} \cdot \eta_H}{\rho \cdot g \cdot H} = \frac{3000 \cdot 10^6 \cdot 3600 \cdot 0.8}{1000 \cdot 9.81 \cdot 100} = 8.81 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (5.2)$$

где  $\eta_i$  – КПД насоса,  $\eta_i = 0,8$ ;  $\rho$  – плотность воды,  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $H$  – разность уровней верхнего и нижнего резервуара,  $H = 100 \text{ м}$ .

3. Количество отведенной энергии от ГАЭС в дневное время:

$$E_{\text{отв}} = E_{\text{подв}} \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{ТГ}} = 3000 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 2160 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.3)$$

где  $\eta_{\text{дА}}$  – КПД турбогенератора,  $\eta_{\text{ТГ}} = 0,9$ .

4. КПД ГАЭС составит:

$$\eta_{\text{ГАЭС}} = \eta_H \cdot \eta_{\text{ТГ}} = 0,8 \cdot 0,9 = 0,72. \quad (5.4)$$

В зависимости от размещения резервуаров возможны следующие варианты ГАЭС:

- размещение верхнего резервуара на возвышенном рельефе местности;
- подземное размещение нижнего резервуара;
- комбинированное размещение резервуаров.

В Украине работает Киевская ГАЭС мощностью до 1000 МВт. Наиболее крупная ГАЭС в США мощностью до 2000 МВт.

#### Проблемы сооружения и эксплуатации ГАЭС:

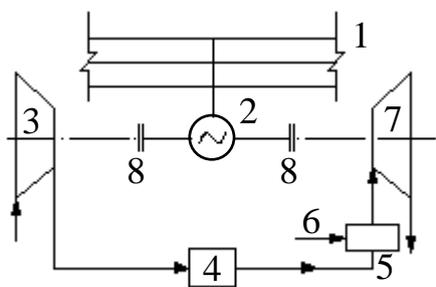
1. Большие капитальные затраты на сооружение. При расположении верхних аккумуляторов на возвышенном рельефе местности удельные капитальные затраты составляют 150÷300 долл. США / кВт, а для ГАЭС с подземным расположением резервуаров удельные капитальные затраты значительно выше и могут превысить капитальные затраты на сооружении ТЭС (свыше 500 долл. США / кВт).

2. Экологические проблемы при сооружении : отчуждение земли, повышенное испарение влаги, нарушение ландшафта местности, давление резервуаров на грунт, что может вызвать негативные последствия в сейсмически опасных зонах.

3. Сравнительно не высокий КПД аккумуляции.

### **5.2.2 Пневмоаккумулирующие электростанции (ПАЭС)**

Принципиальная схема ПАЭС представлена на рисунке 5.2.



1 – линия электропередачи; 2– электродвигатель в период накопления энергии или генератор в период передачи энергии в систему; 3– компрессор; 4 – аккумулятор сжатого воздуха; 5 – камера сгорания; 6 – подача топлива; 7 – газовая турбина; 8 – муфты сцепления, обеспечивающие поочередное соединение вала двигателя с компрессором или газовой турбиной.

Рисунок 5.2 – Принципиальная схема ПАЭС

Работа ПАЭС заключается в использовании избыточной электроэнергии системы для сжатия воздуха и накопления его в аккумуляторе с последующим использованием сжатого воздуха, при дефиците электроэнергии в системе, на работу газовой турбины.

Проблемы эксплуатации ПАЭС:

1. Невысокий КПД ПАЭС (до 40%).
2. Необходимость расхода дополнительного топлива, причем достаточно высокого качества, обеспечивающего возможность работы газовой турбины.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кириллин В.А. Энергетика. Главные проблемы. – М.: Знание, 1990. – 128 с.
2. Стырикович М.А., Шпильрейн Э.Э. Энергетика. Проблемы и перспективы. – М.: Энергия, 1981. – 193 с.
3. Давыдова Л.Г., Буряк А.А. Энергетика: пути развития и перспективы. – М.: Наука, 1981. – 121 с.
4. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии.: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1990. – 392 с.
5. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. – М.: Наука, 1983. – 455 с.

Учебное издание

Гичёв Юрий Александрович

# **ПРОБЛЕМЫ ТЕОРИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ**

Конспект лекций

Тем. план. 2011, поз. 199

Подписано к печати .06.2011. Формат 60×84 1/16. Бумага печать. Печать  
плоская. Облик. вид. л. 3,16. Условн. печ. л. 3,14. Тираж 100 экз. Заказ №

Национальная металлургическая академия Украины  
49600, г. Днепропетровск-5, пр. Гагарина, 4

---

Редакционно-издательский отдел НМетАУ