

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва та архітектури

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

«Системи виробництва, розподілу і споживання енергетичних ресурсів
муніципальних та промислових підприємств»
для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика. Енергетичний
менеджмент, енергоефективні муніципальні, промислові та побутові
теплові технології»

Київ 20XX

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ ЕНЕРГЕТИКИ.....	6
1.1 Енергетика і промисловий розвиток.....	6
1.2 Споживання енергії.....	7
1.3 Основні проблеми енергетики та їх коротка характеристика.....	9
2 ПРОБЛЕМИ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ.....	10
2.1 Класифікація первинних енергетичних ресурсів.....	10
2.2 Проблеми освоєння запасів природних палив.....	11
2.2.1 Вугілля.....	11
2.2.2 Нафта.....	14
2.2.3 Природний газ.....	17
2.3 Освоєння геофізичних джерел енергії.....	19
2.3.1 Гідроенергія.....	19
2.3.2 Вітроенергія.....	22
2.3.3 Геотермальна енергія.....	23
2.3.4 Сонячна енергія.....	26
2.4 Проблеми атомної енергетики.....	28
3 ПРОБЛЕМИ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ.....	30
3.1 Проблеми пилувугільних паротурбінних ТЕС.....	30
3.2 Застосування парогазових циклів для підвищення ефективності ТЕС..	33
3.2.1 Види і особливості парогазових енергетичних установок.....	34
3.2.2 Застосування парогазової установки з газифікацією палива всередині циклу ТЕС.....	36
3.2.3 Застосування парогазових установок в тепловій схемі АЕС.....	37
3.3 Проблеми перетворення енергії в малій енергетиці.....	38
3.3.1 Загальна характеристика об'єктів малої енергетики.....	38
3.3.2 ТЕЦ невеликої потужності на базі парових котелень.....	39
3.3.3 ТЕЦ невеликої потужності на базі водогрійних котелень.....	40
4 ПРОБЛЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЕНЕРГІЇ НА ВІДСТАНЬ.....	41
4.1 Варіанти і критерії вибору способу передачі енергії.....	41
4.2 Особливості транспортування основних видів палива та енергоносіїв.....	42

4.2.1 Транспортування вугілля.....	42
4.2.2 Транспортування нафти.....	45
4.2.3 Транспортування природного газу.....	45
4.2.4 Передача електроенергії.....	46
5 ПРОБЛЕМИ АКУМУЛЯЦІЇ ЕНЕРГІЇ.....	49
5.1 Визначення, призначення та класифікація систем акумуляції енергії.....	49
5.2 Механічні системи акумуляування енергії.....	50
5.2.1 Гідроакуючі електростанції (ГАЕС).....	50
5.2.2 Пневмоакуючі електростанції (ПАЕС).....	52
ЛІТЕРАТУРА.....	53

ВСТУП

Отримання, перетворення і використання енергії становить суть життєдіяльності від індивідуальних до глобальних масштабів. Значущість енергії обумовлює ряд проблем, пов'язаних, в першу чергу, з вичерпаністю традиційних джерел енергії, нерівномірністю їх розподілу в природі, зростаючим споживанням енергії та необхідністю захисту навколишнього середовища.

Всеосяжне значення енергії обумовлює незліченну кількість проблем, систематизація та аналіз яких складають суть дисципліни «Системи виробництва, розподілу і споживання енергетичних ресурсів муніципальних та промислових підприємств».

Основне завдання дисципліни полягає у прояві значення енергії, в чіткому формулюванні виникаючих проблем при перетворенні та неналежного використання енергії, у роз'ясненні концепцій, спрямованих на вирішення цих проблем.

Особливе значення в даній дисципліні відводиться проблемам енергетики України, створенню умов енергетичної безпеки країни та перспективам успішного розвитку енергетики, промисловості і суспільства в цілому.

Дисципліна розрахована для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика. Енергетичний менеджмент, енергоефективні муніципальні, проомислові та побутові теплові технології».

Знання, отримані студентами в результаті вивчення дисципліни, розширяють їх кругозір як фахівців-енергетиків, можуть бути використані при вивченні інших дисциплін, а також можуть бути використані в результаті практичної діяльності для вирішення питань, пов'язаних з перетворенням та використанням енергії.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Енергетика і промисловий розвиток

Енергетика - сектор економіки, який забезпечує:

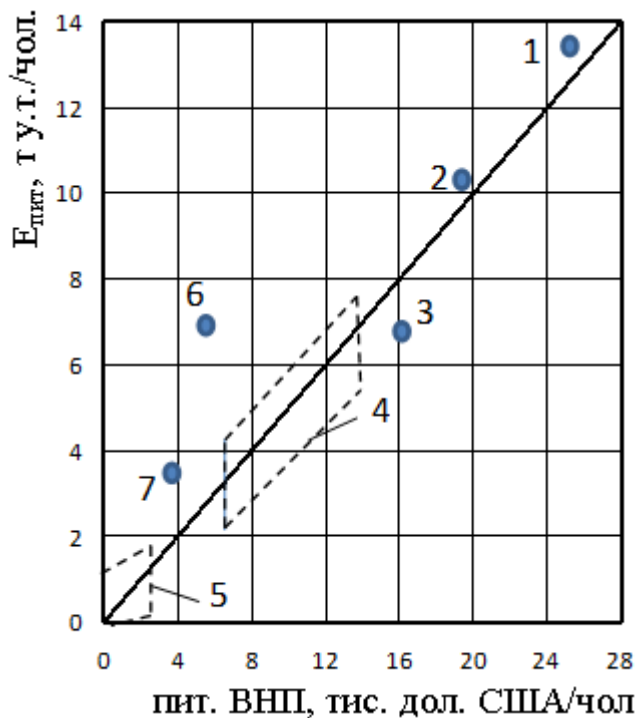
по-перше, видобуток або отримання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР);

по-друге, перетворення, акумуляцію, передачу і використання різноманітних видів енергії.

Облік споживання ПЕР є обов'язковим елементом статистичної звітності на всіх рівнях промисловості від окремих підприємств до галузей промисловості в цілому. При цьому ПЕР поділяються на такі групи:

- природні палива (вугілля, газ, нафта, сланці та інші);
- продукти переробки і збагачення природних палив (кокс, бензин, гас, мазут та інші);
- природні енергетичні ресурси (сонячна енергія, вітроенергії, гідроенергія, геотермальна енергія та інші);
- паливні вторинні енергоресурси (ВЕР).

Від споживання ПЕР в значній мірі залежить рівень промислового розвитку країни (див. рис. 1.1).



1 – США; 2 – Канада; 3 – Швеція; 4 – Країни західної Європи та інші розвинені країни; 5 – Країни, що розвиваються і слаборозвинені країни; 6 – Україна (до 1991р.); 7 – Україна (сучасний стан).

Рисунок 1.1 – Залежність питомого споживання енергії $E_{\text{пит}}$ (т у.п. / чол.) від питомого валового національного продукту (пит. ВВП).

Оцінку енергозабезпеченості країни та стану її економічного розвитку можна зробити також за питомою потужністю, що споживається:

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

де E_{Σ} – загальне використання енергії в країні, кДж; 8760 – тривалість року, год; n – чисельність населення, чол.

Загальна енергія, що споживається в країні складе:

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

де 29310 – теплота згорання умовного палива, кДж/кг.

Відповідно, питома споживана потужність $N_{\text{пит}}$ зв'язана з питомим споживанням енергії $E_{\text{пит}}$ відношенням:

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

1.2 Споживання енергії

У зміні споживання енергії спостерігаються дві основні тенденції.

І Безперервне зростання споживання енергії, що відбувається внаслідок двох основних причин:

1) у результаті зростання населення світу;

2) у результаті науково-технічного прогресу, який безпосередньо впливає на споживання енергії в бік збільшення (див. рис.1.2).

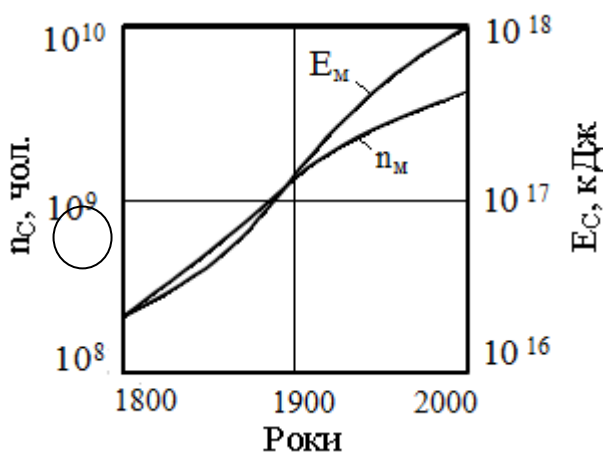


Рисунок 1.2 – Динаміка росту населення світу (n_c) і збільшення світового споживання енергії (E_c).

II Нерівномірність споживання енергії в різних країнах та регіонах світу (див. рис. 1.3): 72% населення споживає потужність до 2 кВт / чол. (у середньому 1 кВт / чол.), 22% – 2 ÷ 7 кВт / чол. (у середньому 4,5 кВт / чол.), 6% – 7 ÷ 14 кВт / чол. (у середньому 10,5 кВт / чол.).

Споживання енергії в тій чи іншій країні і характер зміни споживання залежить від ряду конкретних причин:

- рівня і темпу розвитку країни;
- особливостей її економіки;
- наявності власних природних паливно-енергетичних ресурсів;
- географічного положення;
- соціально-політичної системи країни.

В Україні питомі енергетичні потужності, що споживаються (до 1991 р.), склали:

- за кількістю виробленої теплової енергії – 0,66 кВт / чол.;
- за кількістю виробленої електричної енергії – 1,06 кВт / чол.;
- за кількістю видобутого палива – 2,2 кВт / чол.;
- за сумарною кількістю палива з урахуванням власного видобутку та імпорту – 4,2 кВт / чол.;
- у цілому по витраті ПЕР (з урахуванням атомної енергетики, гідроенергетики та ін.) - 6,4 кВт / чол.

Розподіл первинних джерел енергії між основними галузями господарства України наступне:

- промисловість – 50%;
- житлово-комунальне господарство – 20%;
- транспорт – 15%;
- сільське господарство – 8%;
- інші – 7%.

У промисловості енергія розподіляється наступним чином:

- енергетика – 55%;
- металургія – 25%;
- машинобудування – 10%;
- хімічна та нафтохімічна промисловість – 5%;
- інші – 5%.

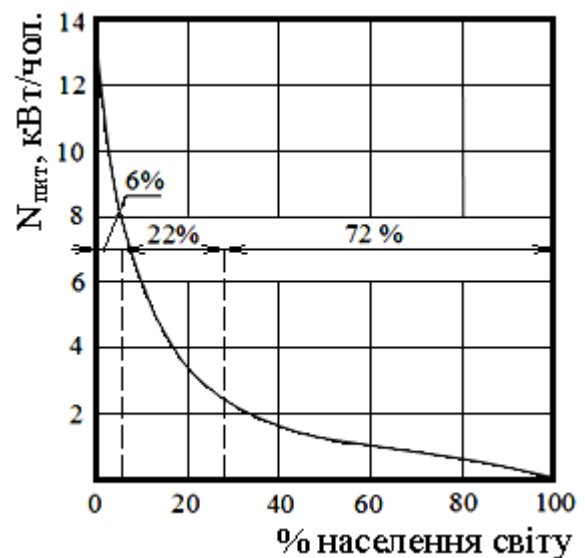


Рисунок 1.3 – Характеристика нерівномірності споживання енергії

1.3 Основні проблеми енергетики та їх коротка характеристика

Значущість і зростання споживання енергії висувають ряд проблем в енергетиці, які можна згрупувати наступним чином:

Ⓘ Проблема первинних джерел енергії, яка виражається у нерівномірному розподілі первинних палив у різних країнах та регіонах світу, в обмеженості і виснаженні запасів палив, в переважному використанні не відновлюваних джерел енергії.

Ⓜ Проблема перетворення енергії, обумовлена неможливістю використання первинних джерел енергії в природному вигляді, що потребує перетворення первинної енергії в теплову, механічну і електричну енергію, як найбільш споживаних видів енергії. Тут на перший план висувається ККД перетворення енергії.

Ⓜ Проблема передачі енергії, яка обумовлена тим, що місця видобутку первинних джерел енергії не збігаються з місцями споживання. Тут проявляються три основних проблемних фактори:

- великі капітальні витрати, пов'язані зі спорудженням транспортних систем;
- витрати енергії, що пов'язані з транспортуванням;
- втрати енергії при транспортуванні.

Ⓜ Проблема акумуляції енергії, що виникає внаслідок несинхронності генерації та споживання енергії, необхідності створення резервних запасів енергії, періодичності прояви первинних джерел енергії (наприклад, сонячної енергії, вітроенергії та інших нетрадиційних джерел), необхідності забезпечення енергією транспортних систем та інше.

Ⓜ Проблеми використання енергії, де на перший план висувається проблема ефективності використання ПЕР. Про ефективність використання ПЕР можна судити по енергоємності національного продукту (кг у. п. / дол. США): Україна - 1,5; США - 0,8; Німеччина - 0,5; Англія - 0,4; Франція - 0,3.

Ⓜ Проблема навколишнього середовища.

У цій проблемі мають місце такі тенденції:

- різноманіття впливу енергетики на навколишнє середовище і в більшості випадків негативний вплив;
- посилення негативного впливу енергетики на навколишнє середовище у внаслідок збільшення споживання енергії;

- взаємозв'язок всіх перелічених вище проблем (I – V) з проблемою навколишнього середовища.

2 ПРОБЛЕМИ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

2.1 Класифікація первинних енергетичних ресурсів

До первинних енергетичних ресурсів належать природне паливо та інші природні енергетичні ресурси, які можна використовувати для отримання видів енергії, що споживаються (теплової, механічної та електричної).

Первинні енергетичні ресурси поділяються на 3 групи:

1. Природне паливо (вугілля, нафта, газ, торф, сланці та інше).
2. Геофізична енергія, яка проявляється в процесі геофізичних явищ, що відбуваються біля поверхні, на поверхні і в надрах Землі.
3. Атомна енергія.

За характером появи в природі первинні джерела енергії поділяються на 2 групи:

1. Відновлювані джерела енергії, які присутні в природі у вигляді постійних або періодично виникаючих потоків енергії, кількість якої не залежить від кількості споживання (геофізична енергія).
2. Невідновлювальні джерела енергії, запаси яких у міру використання виснажуються (природні палива та атомна енергія).

Зміна часток різних видів енергоресурсів що споживаються в ретроспективі, представлено на рисунку 2.1.

З наведених на рисунку 2.1 даних слідує переважне використання невідновлюваних джерел енергії: вугілля, нафта, природний газ, атомна енергія (винятком є гідроенергія). При цьому значну частину енергоспоживання покривають вугілля, нафта і природний газ.

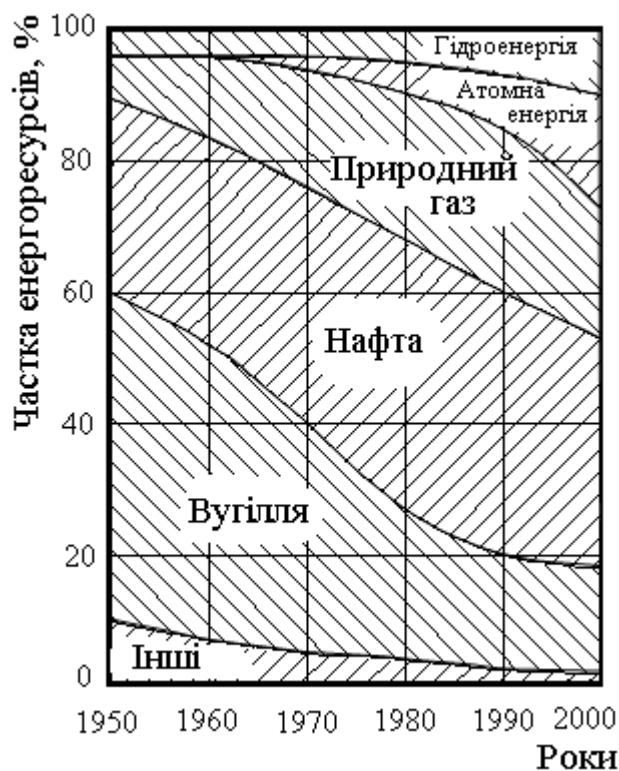


Рисунок 2.1 – Зміна часток різних видів енергоресурсів що споживаються в ретроспективі

2.2 Проблеми освоєння запасів природних палив

2.2.1 Вугілля

Залежно від ступеня вуглефікації вугілля поділяють на 3 види:

- лігніти і буре вугілля,
- кам'яне вугілля,
- антрацит.

Теплота згорання і частка у світовому видобутку різних видів вугілля представлена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Теплота згорання і частка у світовому видобутку різних видів вугілля

Вид вугілля	Теплота згорання, МДж/кг	Частка у світово- му видобутку, %
Лігніти і буре вугілля	< 21	25
Кам'яне вугілля	< 29	65
Антрацити	< 36	10

Розвідані запаси вугілля становлять: $(10 \div 12) \cdot 10^{12}$ т у. п., причому, видобувна частина від цих запасів за технологічними можливостями і економічною доцільністю видобутку не перевищує 10% , тобто $(1000 \div 1200) \cdot 10^9$ т у. п.

За окремими країнами запаси розподіляються таким чином: Росія – 25%, США – 20%, Великобританія – 12%, Китай – 7%, Україна – 6%, Канада – 5%, тобто на 6 країн світу припадає близько 70% запасів вугілля, що видобувається.

Загальна кількість запасів вугілля України становить близько $60 \cdot 10^9$ т у. п.

Характеристика запасів вугілля в Україні представлена у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Характеристика запасів вугілля України

Найменування кам'яновугільного басейну	Частка запасів	Вид вугілля
Донецький	96,1	кам'яне, антрацит
Львівсько-Волинський	1,6	кам'яне
Дніпровський	2,3	буре

Для оцінки перспективи та вибору стратегії паливно-енергетичної політики країни становить інтерес тривалість використання (виснаження) наявних запасів вугілля.

Період виснаження залежить від двох чинників: запасів палива Z_{Π} і темпу його видобутку dD/dt (тут D – кількість видобутого палива, t – тривалість видобутку).

Запаси палива і темп його видобутку пов'язані інтегральним рівнянням:

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

де T – період виснаження запасів палива.

Припускаючи експонентний ріст видобутку палива, темп видобутку представляється рівнянням:

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

де D_0 – кількість палива, що добувається в рік початку відліку періоду виснаження запасів; k – щорічний приріст видобутку палива.

З урахуванням (2.2) рівняння (2.1) можна представити у наступному вигляді:

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

і після інтегрування отримати вираз

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

рішення якого щодо T дає формулу для обчислення періоду виснаження запасів палива

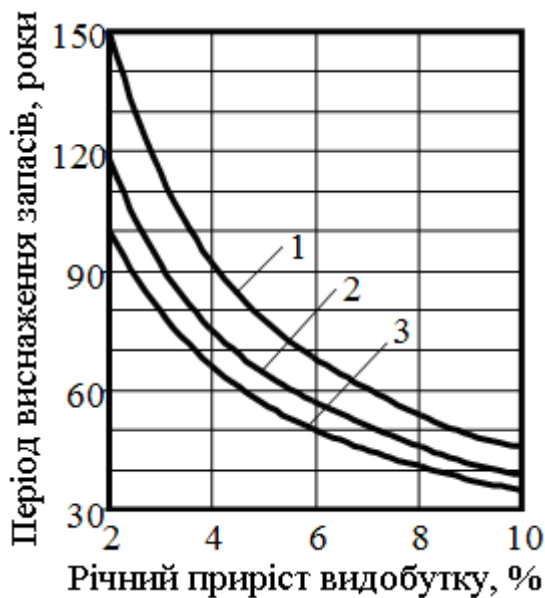
$$T = \frac{1}{k} \cdot \ln \left(k \frac{Z_{\Pi}}{D_0} + 1 \right). \quad (2.5)$$

Залежність періоду виснаження запасів вугілля України (T) від річного приросту видобутку (k), отримана в результаті розрахунку за формулою (2.5), представлена на рисунку 2.2.

Період виснаження обчислений для 80% запасів, а варіанти початкового видобутку і зміна темпу видобутку враховують різні сценарії розвитку економіки і кон'юнктурних умов на енергетичному ринку.

Основні проблеми освоєння запасів вугілля:

1. Великі капітальні та експлуатаційні витрати, пов'язані з шахтним видобутком вугілля.
2. Високий ступінь небезпеки шахтного видобутку.
3. Виснаженість і обмеженість запасів вугілля.
4. Зниження якості вугілля і неможливість використання вугілля в природному вигляді після видобутку (необхідність сортування, збагачення, дроблення, пилеприготування перед спалюванням та інше).
5. Зношеність обладнання вугільних шахт.
6. Трудомісткість і енергоємність транспортування вугілля.



1, 2, 3 – видобуток вугілля в рік початку відліку періоду виснаження прийнята, відповідно, 50, 100 і 150 млн.т у.п.

Рисунок 2.2 – Залежність періоду виснаження (Т) запасів вугілля України від річного приросту видобутку (k).

Основні напрямки вирішення проблем:

1. Застосування відкритого способу видобутку вугілля.
2. Застосування гідро- і пневмотранспорту.
3. Застосування підземної газифікації.
4. Розміщення споживачів в безпосередній близькості від місць видобутку.

Перелічені напрямки індивідуально не забезпечують універсального рішення проблем.

Для відкритої розробки вугілля, що знижує небезпеку, капіталомісткість і підвищує продуктивність видобутку в порівнянні з шахтним способом, необхідна наявність вугільних родовищ, прийнятних для відкритої розробки (невелика глибина залягання вугілля і велика ширина вугільних пластів). Відкрита

розробка вугілля вимагає подальшої рекультивації поверхні землі, що за витратами може істотно збільшити собівартість видобутку вугілля.

Застосування пневмо- і гідротранспорту обмежена в відстані (до 10-20 км).

Підземна газифікація вугілля в порівнянні з відкритою розробкою або шахтним видобутком дає наступні переваги:

- збереження навколишньої території (виключення відвалів, териконів, мінімальні витрати на рекультивацію);

- можливість залучення в розробку некондиційних запасів вугілля по зольності і, відповідно, скорочення втрат родовищ вугілля.

Разом з цим, підземна газифікація має ряд недоліків:

- необхідність наявності прийнятних для газифікації вугільних пластів;
- великі витрати енергії вугілля на газифікацію (до 15% на розігрів вугільного пласта);

- втрати газу до 15% і вугілля до 20% в процесі газифікації;

- невисока теплота згорання одержуваного газу (до 5 МДж/м³), що виключає економічну доцільність транспортування газу на великі відстані (понад 20-25 км).

Як варіант вирішення проблеми освоєння вугільних родовищ можливе застосування вищеперелічених напрямів в комбінації, наприклад: розміщення споживачів (теплових електростанцій, хімкомбінатів з виробництва синтетичних палив з вугілля та інших) у районі від родовищ і застосування відкритого способу видобутку з транспортуванням вугілля до споживача гідротранспортом.

Перелічені напрямки у вирішенні проблеми освоєння запасів вугілля вимагають індивідуального підходу в кожному конкретному випадку з відповідним техніко-економічним обґрунтуванням. Можливий також пошук нових рішень.

2.2.2 Нафта

Нафта класифікується в залежності від щільності на 3 види:

- легка (0,65 ... 0,87 т/м³); • середня (0,87 ... 0,9 т/м³); • важка (0,91 ... 1,05 т/м³).

Світові запаси нафти оцінюються в $(180 \div 290) \cdot 10^9$ т. Великий інтервал в оцінці запасів пояснюється різними методами оцінки. Теплота згорання нафти: 44 ... 46 МДж / кг.

Орієнтовно запаси нафти між окремими країнами розподілені наступним чином:

- Саудівська Аравія - 25%, • Росія - 12%, • Кувейт - 10%, • Іран - 10%,
- Ірак - 5%, • ОАЕ - 4%, • США - 4%,

тобто на 7 країн світу припадає близько 70% запасів нафти.

Динаміка зростання видобутку нафти за останні 50 років представлена на рисунку 2.3.

Динамічне зростання видобутку і споживання нафти обумовлено наступними причинами:

1. Відкриття та освоєння ряду великих родовищ нафти.

2. Високою конкурентоспроможністю нафти внаслідок менш трудомісткого видобутку (у порівнянні з вугіллям), високою транспортабельністю та можливістю отримання широкого спектра матеріалів і палив при переробці.

3. Безальтернативність нафти як сировини для отримання ряду палив, що широко використовуються (бензин, гас, солярове масло та ін.).

4. Розвиток транспорту, яке споживає продукти переробки нафти (автомобільного, авіаційного, судноплавного).

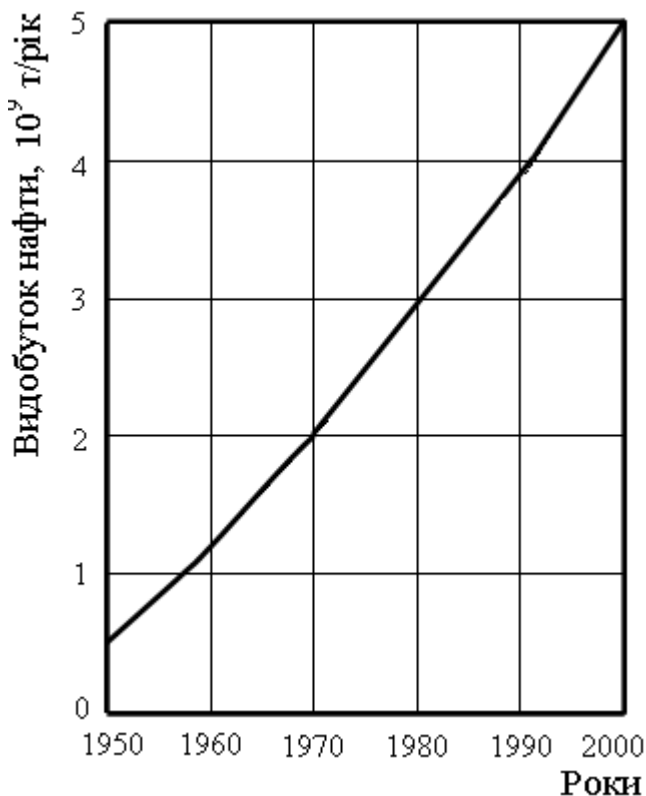
5. Можливість використання нафти безпосередньо (без переробки), наприклад, на теплових електростанціях (ТЕС), при цьому застосування продукту переробки нафти - мазуту, дозволяє значно знизити вартість спорудження ТЕС в порівнянні з пилувугільними електростанціями.

Основні проблеми освоєння родовищ нафти:

1. Нерівномірність розподілу нафти, що створює умови для монополізації видобутку та експорту.

2. Виснаженість традиційних і відносно доступних запасів нафти.

3. Невисока ступінь вилучення нафти з існуючих родовищ (до 25 - 30%).



п

2

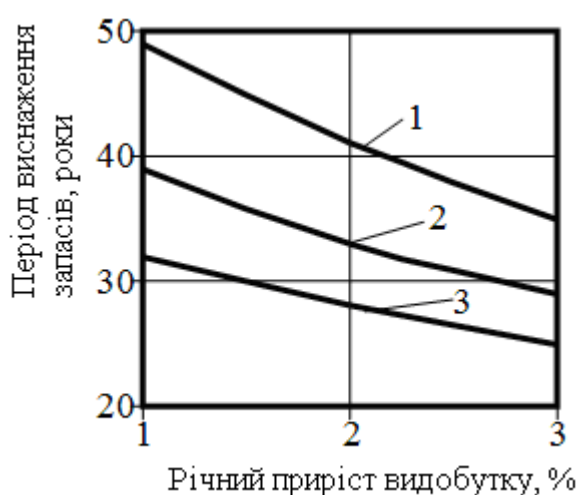
Проблеми освоєння інших модифікацій нафтових родовищ:

нафтоносні піски (запаси $500 \cdot 10^9$ т) і нафтоносні сланці (запаси $400 \cdot 10^9$ т) полягають у відсутності прийнятних і конкурентоспроможних технологій вилучення нафти.

Дистиляція пісків і сланців дає невисокий ступінь вилучення (для нафтоносних пісків – 5 ... 6%, для нафтоносних сланців – 7 ... 8%) і вимагає великих енергетичних витрат, що робить вилучену нафту значно дорожче в порівнянні зі звичайною нафтою.

Запаси нафти в Україні становлять близько $235 \cdot 10^6$ т при річному видобутку до $4 \cdot 10^6$ т.

Залежність періоду виснаження 80% запасів нафти (Т) в Україні від зміни темпу видобутку (k), що отримана розрахунком за формулою (2.5), представлена на рисунку 2.4.



1, 2, 3 - видобуток нафти в рік початку відліку періоду виснаження прийнята, відповідно 3, 4 і 5 млн. т

Рисунок 2.4 - Залежність періоду виснаження (Т) запасів нафти в Україні від річного приросту видобутку (k)

Напрямки вирішення проблеми обмеженості запасів та дефіциту нафти в Україні:

1. Планомірний пошук запасів нафти (перспективним є Азово-Чорноморський шельф).
2. Скорочення споживання і економія нафти.
3. Зниження втрат при транспортуванні і переробці нафти.
4. Створення резервних запасів нафти і поповнення їх у період зниження світових цін на нафту.

5. Раціональне використання географічного положення України як транзитної території для транспортування нафти.

6. Розробка та освоєння технологій одержання синтетичних рідких палив на основі вугілля.

2.2.3 Природний газ

Природний газ зазвичай асоціюють з родовищами нафти. Родовища природного газу включають наступні модифікації:

- скупчення в порожнинах земної кори;
- розчинений у нафті;
- адсорбований в твердих породах;
- в твердому вигляді (газогідратні родовища).

Практичне значення з точки зору можливості видобування запасів представляють дві перші модифікації: скупчення природного газу в порожнинах і розчинений у нафті.

Світові запаси природного газу оцінюються з урахуванням вилучення на 80% в $450 \dots 500 \cdot 10^9$ т у. п.

Теплота згорання природного газу складає: $32,5 \dots 39,5$ МДж/м³.

Добувні родовища природного газу класифікуються наступним чином:

1. Попутний газ (до 1000 м^3 на тонну сирої нафти).

2. Газоконденсатні родовища.

3. Газові родовища.

Динаміка зростання видобутку і споживання природного газу в ретроспективі представлена на рисунку 2.5.

Зростання видобутку і споживання природного газу обумовлене наступними причинами:

1. Відкриттям і освоєнням великих родовищ природного газу.

2. Високою конкурентоспро-

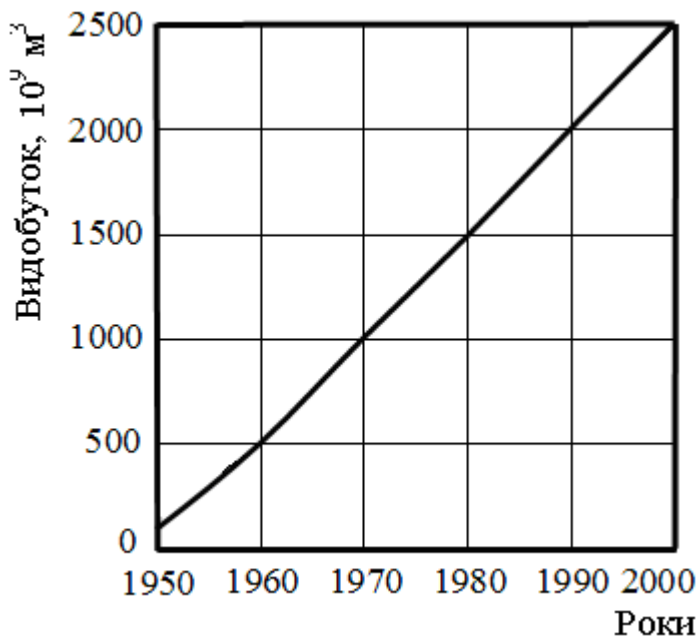


Рисунок 2.5 – Динаміка зростання видобутку природного газу

можністю природного газу внаслідок відносно недорогого видобутку, чистоти газу та великої теплоти згорання.

3. Можливістю розподілу газу по трубопровідній системі, незалежно від теплової потужності споживача.

Основні проблеми освоєння родовищ природного газу:

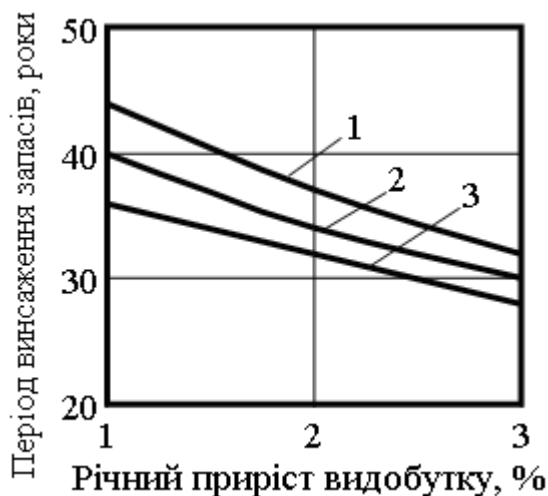
1. Нерівномірність розподілу світових запасів природного газу.
2. Втрати газу при видобутку нафти через відсутність газотранспортних систем.

3. Великі капітальні витрати на спорудження газотранспортних систем.

4. Великі витрати енергії на транспортування газу.

Розвідані запаси природного газу в Україні становлять близько $1100 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, при річному видобутку до $16\text{--}20 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Залежність періоду виснаження 80% запасів природного газу (Т) в Україні від зміни темпу видобутку (к), що отримана розрахунком за формулою (2.5), представлена на рисунку 2.6.



1, 2, 3 – видобуток природного газу в рік початку відліку періоду виснаження прийнята, відповідно, 16, 18 і 20 млрд. м³

Рисунок 2.6 – Залежність періоду виснаження (Т) запасів природного газу від річного приросту видобутку (к)

Річне споживання природного газу в Україні становить до $(50\text{--}60) \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Вирішення проблеми обмеженості запасів і дефіциту природного газу в Україні представляються в наступних напрямках:

1. Планомірний пошук і освоєння газових родовищ.
2. Економне використання природного газу шляхом впровадження енергозберігаючих технологій і застосування альтернативних джерел енергії.

3. Зниження втрат газу при транспортуванні і розподілі між споживачами.
4. Створення резервних запасів газу в період зниження світових цін на газ.
5. Використання в якості сховищ резервних запасів природних резервуарів відпрацьованих газових родовищ.

2.3 Освоєння геофізичних джерел енергії

2.3.1 Гідроенергія

Гідроенергія використовується переважно для виробництва електроенергії і проявляється в природі в наступних видах:

- енергія річок; • енергія морських припливів і відпливів; • енергія морських хвиль; • енергія талих вод.

У перерахованих видах до традиційного джерела енергії можна віднести тільки енергію річок, а електроенергетика, що заснована на використанні енергії річок, є єдиним відновлюваним джерелом енергії, порівняно зі споживанням органічного палива (див. рис. 2.1).

Гідроенергетичний потенціал досить великих річок світу становить 2860 ГВт. Реалізація цього потенціалу може забезпечити нині енергоспоживання світу на 20%.

Розподіл і ступінь використання гідроенергії на континентах світу представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Розподіл і ступінь використання гідроенергії на континентах світу

Найменування континенту	Частка гідропотенціалу, %	Ступінь використання, %
Азія	30	20
Африка	20	5
Півд. Америка	20	25
Півн. Америка	15	40
Європа	10	60
Австралія і Океанія	5	40

У числі країн, які мають значний енергетичний гідропотенціал річок, слід виділити: Китай – 14%, Росію – 10%, США – 7%, Заїр – 6% і Бразилію – 5%, тобто на 5 країн світу доводиться понад 40% світового енергетичного гідропотенціалу.

Сумарна потужність гідроелектростанцій світу становить близько 800 ГВт, тобто ступінь використання гідропотенціалу орієнтовно складає:

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

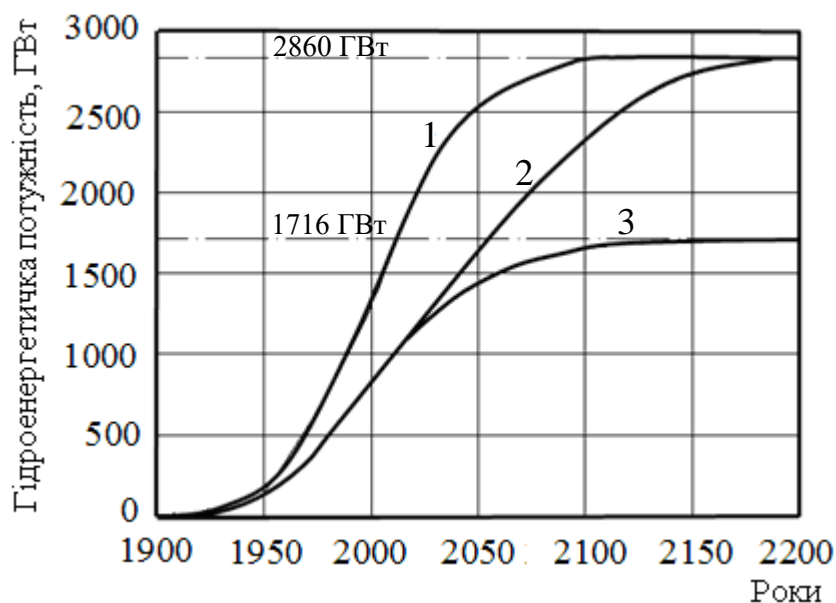


Рисунок 2.7 – Варіанти прогнозу освоєння гідроенергетичного потенціалу річок

На рисунку 2.7 представлені варіанти прогнозу освоєння гідроенергетичного потенціалу річок. Варіанти прогнозу зроблені на основі експоненціальної залежності. Варіант прогнозу 1 виконаний у 1980 р., Варіант 2 – в 2000 р. Обидва варіанти передбачають досягнення освоєння гідроенергетичного потенціалу річок на рівні їх повного потенціалу (2860 ГВт). Варіант прогнозу 3 зроблений на основі наступних уявлень:

1) межа освоєння світового гідроенергетичного потенціалу відповідає його освоєнню в Європі – 60% (див. табл. 2.3), як гранична на сучасному рівні розвитку техніки;

2) враховує після освоєння гідропотенціалу 60% ($2860 \cdot 0,6 = 1716 \text{ ГВт}$) безперервну реконструкцію ГЕС, яка не призводить до збільшення електричної потужності станції.

У цілому зростання гідроенергетичних потужностей обумовлене наступним:

1) джерела енергії, що поновлюється, відсутність витрат на паливо при виробленні електроенергії і внаслідок цього відносно низькою собівартістю електроенергії;

2) відсутність шкідливих викидів в навколишнє середовище;

3) можливістю досягнення досить великих потужностей на ГЕС;

4) досить високим ККД перетворення (до 90-95%);

5) високою акумулюючою здатністю водосховищ електростанцій, що дозволяє їх використовувати в якості резервних джерел енергії;

6) швидким запуском і набором потужності турбогенераторів, що дозволяє використовувати ГЕС в якості пікового джерела енергії;

7) досить високою тривалістю служби ГЕС (наприклад, турбогенератор служить близько 50 років);

8) простотою експлуатації (управління ГЕС може бути повністю автоматизовано);

9) у ряді випадків ГЕС відіграє позитивну роль у господарстві регіонів (забезпечення судноплавства, зрошення земель, виключення сезонних повеней та інше).

Можлива наступна класифікація ГЕС:

- за напором (різниця рівнів води до і після греблі): низьконапірні (до 10 м), середньонапірні (до 100 м) і високонапірні (понад 100 м);

- за потужністю: дрібні (до 0,2 МВт), малі (до 2 МВт), середні (до 20 МВт) і великі (понад 20 МВт).

Проблеми освоєння гідроенергетичних ресурсів:

1) великі капітальні витрати на спорудження ГЕС і великий термін будівництва;

2) залежність розміщення ГЕС від рельєфу місцевості та інших природних умов;

3) залежність потужності і продуктивності ГЕС від погодно-кліматичних умов;

4) у ряді випадків негативний вплив на навколишнє середовище: скорочення родючих земель, зміна режиму опадів, порушення біологічного ритму річки, токсикації річок внаслідок засмічення водоймищ, додатковий тиск на ґрунт дна водоймищ, що може викликати землетрус в сейсмічно небезпечних районах та інше.

Сумарна встановлена електрична потужність ГЕС України складає близько 4,7 ГВт. Основну електричну потужність створює дніпровський каскад ГЕС, який включає Київську, Канівську, Кременчуцьку, Дніпродзержинську, Дніпровську і Каховську ГЕС. Загальна електрична потужність каскаду – 3 ГВт.

Припливні електростанції (ПЕС) мають локальне значення, оскільки суттєво залежать від місця розташування. Сумарний гідропотенціал можливих місць установки ПЕМ становить 64 ГВт, а кількість місць для можливого розміщення до 25–30, які розподіляються таким чином: Канада – 9 місць (частка енергетичного потенціалу 45%); Росія – 4 (25%); Франція – 4 (17%); Аргентина – 3 (10%).

Одинична потужність гідротурбін, що встановлюються на припливних електростанціях від 2 до 20 МВт.

Проблеми освоєння енергії припливів:

1. Високі вимоги до місця розміщення станцій (з геофізичних ознак, рельєфу місцевості, довжини і глибини шельфу та інше).
2. Великі капітальні витрати на гідротехнічні споруди (дамби, греблі та інше).
3. Необхідність акумуляції електроенергії, що одержується внаслідок періодичності припливів і відливів.

2.3.2 Вітроенергія

Інтерес до використання вітроенергії обумовлений наступним:

- 1) джерелом енергії, що поновлюється;
- 2) високим ступенем екологічної чистоти перетворення енергії;
- 3) можливістю розміщення вітроенергетичних установок (ВЕУ) практично в будь-якому місці.

Загальний енергетичний потенціал вітроенергії становить 1200 ТВт. У зв'язку з безперервною зміною швидкості і напрямку вітру виробнича частина цього потенціалу складає 2%, тобто 24 ТВт.

Потужність вітроустановок можна визначити за формулою:

$$N_{BEV} = k_N \cdot S_k \cdot \frac{\rho_{\Pi} \cdot g_{\epsilon}^3}{2}, \quad (2.6)$$

де k_N - коефіцієнт потужності, що характеризує ступінь перетворення енергії вітру (теоретичне значення – 0,59, практичне – 0,35 ÷ 0,45); S_k – площа поверхні

лопатеї вітряного колеса, що обдувається вітром; $\rho_{\text{п}}$ – щільність повітря; \mathcal{V}_e^3 – швидкість вітру.

Основні проблеми освоєння вітроенергії:

1. Залежність роботи ВЕУ від погодно-кліматичних умов (від змін швидкості вітру, частоти зміни його напрямку, опадів та інше).

Робоча швидкість вітру для наземних установок становить $4 \div 12$ м/с, причому нижня, межа малопродуктивна, а верхня може викликати руйнування колеса.

2. Великі капітальні витрати внаслідок необхідності дорогих технічних засобів для стабілізації якості електроенергії. Питомі капітальні витрати на спорудження ВЕУ складають до 2000-5000 дол. США/кВт. Для порівняння питомі капітальні витрати на спорудження теплових електростанцій – $500 \div 750$ дол. США/кВт.

3. Порівняно невисокий ККД ВЕУ внаслідок зміни швидкості і напрямку вітру, а також втрат, пов'язаних з перетворенням електроенергії при стабілізації її якості (ККД не перевищує 15-30%).

4. Великі габарити ВЕУ і необхідність великих площ для розміщення досить потужних електростанцій.

5. Необхідність акумуляції електроенергії для забезпечення гарантованої видачі електроенергії споживачам.

Можливість розміщення досить потужних джерел ВЕУ в Україні проблематично через обмежену швидкість вітру: Причорномор'я – 5,6 м/с, Донбас – 5 м/с, степова зона – 4,5 м/с, лісостепова зона – 4 м/с і Полісся – 3,5 м/с.

Для України найбільш раціонально використання вітроенергії у вигляді ВЕУ, автономних від загальної енергосистеми і обслуговуючих невеликі господарські об'єкти.

2.3.3 Геотермальна енергія

Геотермальна енергія обумовлена високою температурою в центрі Землі (близько 5000°C) і, відповідно, наявністю теплового потоку від центра до поверхні Землі.

Наявність теплового потоку пов'язане з градієнтами температур. У залежності від величини градієнта райони поверхні Землі діляться на три групи: гіпе-

ртермальні (понад 80°C на один кілометр поглиблення), термальні ($40\div 80^{\circ}\text{C}/\text{км}$) і нормальні (менше $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$).

Геотермальні джерела виявляються, в основному, у двох видах:

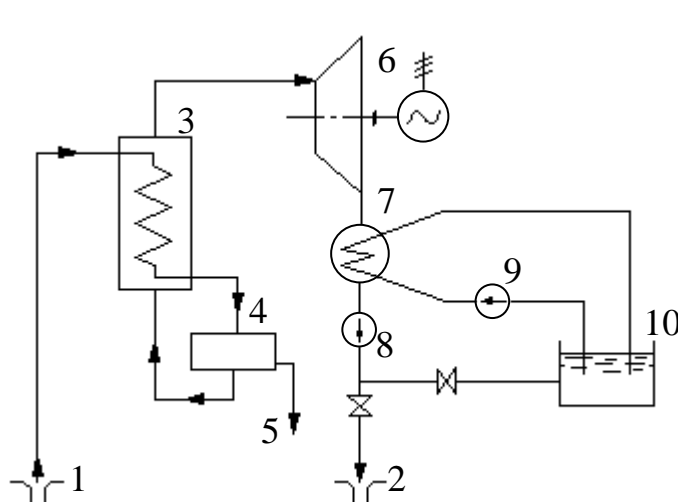
- гідротермальні, які являють собою скупчення нагрітої води чи пари в порожнинах (до $300\text{--}350^{\circ}\text{C}$),
- петротермальні у вигляді теплоти розігрітих гірських порід (температура залежить від глибини залягання порід).

В основному використовують гідротермальні джерела, які, в залежності від температури води або пари, поділяються на три групи: низькотемпературні (до 90°C), середньотемпературні ($90\div 150^{\circ}\text{C}$) і високотемпературні (понад 150°C).

Мінімальна температура геотермального джерела, придатного для виробництва електроенергії, становить $100\text{--}150^{\circ}\text{C}$. В цілому потенціал геотермальних джерел Землі, який можна використовувати для вироблення електроенергії, становить близько 500 ГВт.

Для вироблення електроенергії з використанням геотермальних джерел застосовують дві схеми:

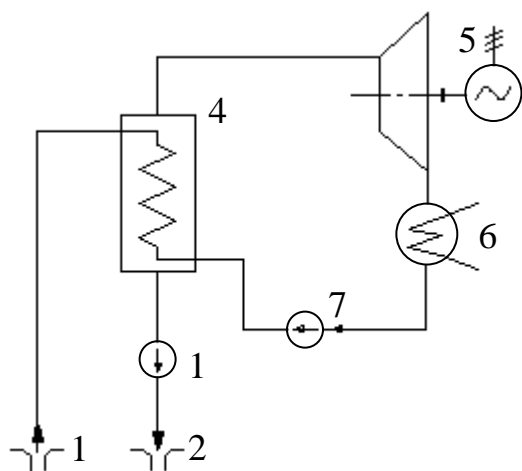
- 1) одноконтурну, при якій пар геотермального джерела направляють безпосередньо в турбогенератор (див. рис. 2.8).
- 2) двоконтурну, при якій пар або нагріта вода джерела випаровують низькокиплячий теплоносіє вторинного контуру (наприклад, фреон), а пар низькокиплячого теплоносія направляється в турбогенератор (див. рис. 2.9).



1 – геотермальна свердловина; 2 – свердловина для зворотного закачування води; 3 – теплообмінник для нагріву очищеної від домішок пари; 4 – сепаратор для очищення пари від домішок; 5 – відвід уловлених домішок; 6 – турбогенератор; 7 – конденсатор; 8 – конденсатний насос, 9 – циркуляційний насос оборотної системи охолоджуючої води; 10 – резервуар для охолоджувальної води

Рисунок 2.8 – Принципова схема одноконтурної геотермальної електростанції (ГеоТЕС)

Одноконтурна схема застосовується для парогеотермальних джерел, що забезпечують пар досить високих параметрів (до 3,5 МПа і 240°C). Двоконтурна схема застосовується для петро- і гідротермальних джерел, що забезпечують теплоносії порівняно невисоких параметрів (до 100-150°C).



1 – геотермальна свердловина; 2 – свердловина для зворотного закачування води; 3 – насос для зворотного закачування води; 4 – теплообмінник для нагрівання й випаровування теплоносія вторинного контуру; 5 – турбогенератор; 6 – конденсатор; 7 – насос вторинного теплоносія

Рисунок 2.9 – Принципова схема двоконтурної ГеоТЕС

Встановлена потужність ГеоТЕС становить приблизно 3000 МВт, яка за окремими країнами розподілена таким чином: США – 1200 МВт, Італія – 470, Філіппіни – 450, Нова Зеландія – 300, Японія – 170, Мексика – 150, тобто на 6 країн світу доводиться понад 90% встановленої потужності ГеоТЕС.

Потенціал низькотемпературних геотермальних джерел, який можна використовувати тільки для вироблення теплової енергії в системах теплопостачання, становить 80000 МВт. Загальна потужність використання геотермальних джерел для теплопостачання – 1000 МВт, у тому числі, Ісландія – 380, Угорщина – 350, Нова Зеландія – 175, Франція – 30 МВт.

Проблеми використання геотермальних джерел:

1) великі капітальні витрати на освоєння джерел: пошукові роботи, буріння свердловин, установка нестандартного обладнання та інше (питомі капітальні витрати до 1500-2000 дол. США / кВт);

2) розбіжність місця розташування геотермальних джерел та користувачів, так як досить потужні геотермальні джерела розміщені в малонаселених районах світу;

3) порівняно невисокий ККД енергетичних установок на базі геотермальних джерел внаслідок невисоких параметрів теплоносіїв (ККД ГеоТЕС до 10-15%);

4) наявність шкідливих речовин в геотермальних теплоносіях (миш'як, ртуть, селен, сірководень, аміак та інші), що вимагає прийняття заходів з захисту навколишнього середовища зі значними капітальними та експлуатаційними витратами, здорожчує енергопродукцію.

2.3.4 Сонячна енергія

Серед відновлюваних джерел енергії сонячна енергія найбільш доступна і очевидна для використання серед нетрадиційних джерел, тому не вимагає спорудження гребель, буріння свердловин та інше. Сонячна енергія є джерелом всіх енергетичних ресурсів на Землі. У балансі Землі сонячна енергія становить 99,98%. Сумарна потужність сонячного випромінювання – $2 \cdot 10^{17}$ Вт.

Щільність потоку сонячного випромінювання на поверхню атмосфери Землі – $1,4 \text{ кВт/м}^2$ (сонячна постійна). Після відбиття (до 34%), поглинання (до 19%) і розсіювання в атмосфері щільність потоку, що досягає поверхності Землі, складає в середньому $0,66 \text{ кВт/м}^2$ (залежно від географічного розташування району – $0,15 \div 0,90 \text{ кВт/м}^2$).

Використання сонячної енергії можливо в наступних напрямках:

- 1) у системах комунально-побутового та технологічного теплопостачання;
- 2) для вироблення електроенергії.

У природних умовах сонячна енергія забезпечує на поверхні температуру навколишнього середовища в результаті відведення теплоти:

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

де $q_{\text{сон.}}$ - тепловий потік сонячної енергії на поверхню; $q_{\text{теплопр.}}$, $q_{\text{конв.}}$, $q_{\text{випр.}}$ – теплові потоки від поверхні нагрівання до навколишнього середовища внаслідок теплопровідності, конвекції і випромінювання.

Для забезпечення теплової рівноваги на більш високому температурному рівні в порівнянні з температурою навколишнього середовища необхідно спеціально технічний пристрій, що збирає тепловий потік сонячного випромінювання – сонячні колектори, які діляться на плоскі (див. рис. 2.10) і з концентраторами (див. рис. 2.11).

Для плоского сонячного колектора застосовують такі рішення:

- 1) забарвлення поверхні нагрівання в чорний колір, що збільшує величину поглинання теплового потоку;

2) розміщення поверхні нагрівання під склом, яке пропускає сонячне випромінювання і практично виключає теплове випромінювання від поверхні нагрівання в навколишнє середовище, тобто створює парниковий ефект;

3) орієнтація скла на сонячне випромінювання, що забезпечує максимальний ефект впливу випромінювання на поверхні нагріву;

4) наявність теплоізолюючої огорожі, що зменшує теплообмін з навколишнім середовищем;

5) наявність невеликого повітряного зазору між поверхнею нагріву і внутрішньою поверхнею огорожі, що зменшує втрати теплоти теплопровідністю.

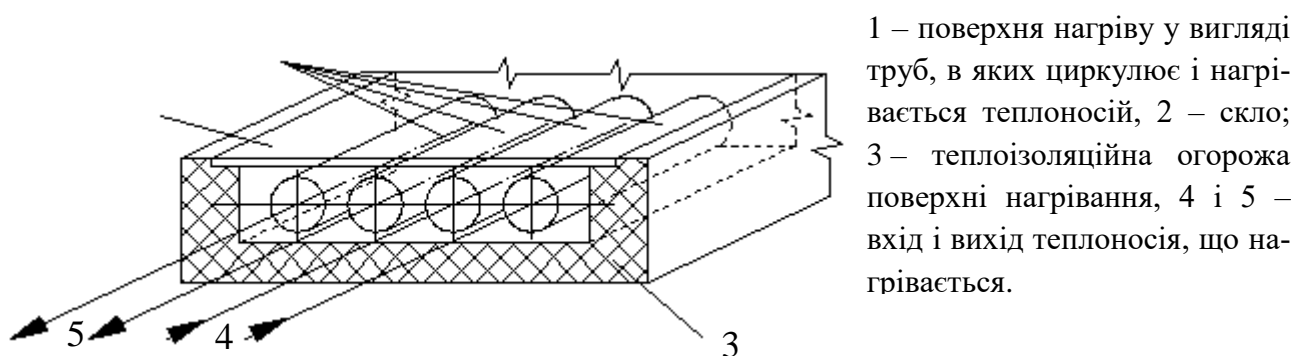
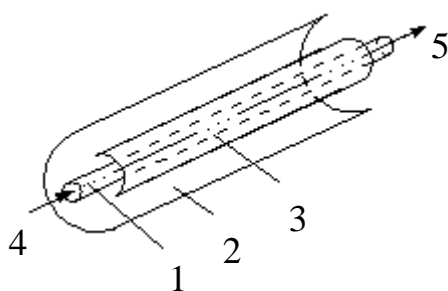


Рисунок 2.10 – Принципова схема плоского сонячного колектора



1 – поверхня нагріву; 2 – концентратор; 3 – екран, що відображає сонячне світло для зниження втрат теплоти; 4 і 5 – вхід і вихід теплоносія, що нагрівається.

Рисунок 2.11 – Принципова схема сонячного колектора з концентраторами

Залежно від призначення плоскі колектори поділяються на низькотемпературні (температура нагріву теплоносія $40 - 60^{\circ}\text{C}$), середньотемпературні ($60 - 100^{\circ}\text{C}$) і високотемпературні ($100 - 150^{\circ}\text{C}$).

Для отримання більш високих температур слід використовувати сонячні колектори з параболічними або циліндричними дзеркальними концентраторами.

При співвідношенні площ поверхні концентратора і поверхні нагріву S_k : $S_n = 4 - 5$ температура нагрітого теплоносія може скласти до 300°C .

Проблеми освоєння сонячної енергії:

1. Залежність роботи сонячних енергетичних установок від географічного розташування і погодно-кліматичних умов.
2. Порівняно невисокі параметри теплоносія, що обумовлює низький ККД енергетичних установок (наприклад, для сонячних електростанцій ККД становить $10 \div 20\%$).
3. Для отримання великих енергетичних потужностей необхідна установка колекторів на значній площі (наприклад, в середніх широтах для електростанції потужністю 1000 МВт при ККД електростанції 10%, площа розміщення складе 40 км^2).
4. Необхідність обладнання сонячних енергетичних установок акумуляторами і резервними джерелами енергії.

В Україні використання сонячної енергії становить інтерес для південних районів: південна степова зона (тривалість сонячного сяйва – 2300 год/рік) і Крим (2400 год/рік). Щільність сонячного випромінювання в цих районах досягає $0,86 - 0,88 \text{ кВт/м}^2$.

У цих районах економічно доцільно використовувати сонячну енергію для нагріву теплоносія в інтервалі $50 \div 150^\circ\text{C}$ та експлуатації Сонячної енергетичної установки спільно з резервним традиційним джерелом тепла.

У якості споживачів рекомендуються: опалення та гаряче водопостачання окремих будівель, опалення та полив теплиць, обслуговування сховищ для сільськогосподарської продукції та інше.

2.4 Проблеми атомної енергетики

Для керованої ядерної реакції з природних матеріалів застосовується уран $\text{U}235$. Природний уран являє собою суміш: $\text{U}235 + \text{U}238 + \text{U}234$, з вмістом урану $\text{U}235$ близько 0,7%.

Для можливого використання урану в атомних реакторах необхідно збагачення природного урану до вмісту $\text{U}235$ в кількості 3-4%, в тому випадку, якщо в якості сповільнювачів реакції в реакторі застосовуються вода або графіт.

При ядерній реакції розпаду 1кг урану U235 виділяється кількість теплоти, еквівалентна теплоті згорання 2720 т умовного палива.

Уран широко поширений на земній поверхні внаслідок хорошої розчинності сполук урану у воді. Середня концентрація урану на поверхні Землі 0,0004% (4г на 1т). Через невелику концентрацію видобуток урану пов'язаний з великими матеріальними витратами. Природні запаси урану оцінюють у відповідності з витратами на його видобуток, наприклад, при вартості видобутку 200 дол. США/кг запас складе 10^7 - 10^8 т, при 500 – 10^9 т і т. д.

Сумарна електрична потужність атомних електростанцій становить понад 250 млн. кВт.

Зростання встановлених потужностей АЕС в 70-х – 80-х роках обумовлене наступним:

1. Наукові та технічні досягнення, які дозволили освоїти атомну енергію в промислових масштабах і створити основу для будівництва АЕС.
2. Тенденція до зростання енергетичного споживання і обмежені запаси традиційних видів палива.
3. Відкриття великих запасів урану та удосконалення технологій його збагачення.
4. Високий рівень промислового розвитку провідних країн світу.
5. Більш висока екологічна чистота АЕС в порівнянні з ТЕС.

Проблеми освоєння атомної енергії:

1. Екологічна безпека, потребує удосконалення обладнання АЕС та обліку чисельних стандартних і нестандартних ситуацій, що виникають при експлуатації АЕС.
2. Підвищення ступеня використання урану шляхом удосконалення технології перетворення атомної енергії в реакторах.
3. Проблема поховання залишків ядерного палива.
4. Великі капітальні витрати і тривалий термін спорудження АЕС.
5. Порівняно невисокий ККД паротурбінних циклів АЕС (до 28-32%) внаслідок використання вологої пари.

В Україні працюють 4 АЕС: Запорізька, Хмельницька, Рівненська та Південноукраїнська, із сумарною встановленою потужністю 13,8 млн. кВт.

АЕС України виробляють до 40-50% споживаної і експортованої електроенергії, що в умовах дефіциту і дорожнечі традиційних енергоносіїв стабілізує обстановку з енергозабезпечення країни.

3 ПРОБЛЕМИ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ

У числі численних проблем перетворення енергії становлять інтерес найбільш актуальні енергетичні проблеми України:

- проблеми пилувугільних паротурбінних ТЕС;
- застосування парогазових циклів для підвищення ефективності ТЕС;
- проблеми перетворення енергії в «малій» енергетиці.

3.1 Проблеми пилувугільних паротурбінних ТЕС

Встановлена електрична потужність електростанцій України складає близько 52 млн. кВт, у тому числі, встановлена потужність ТЕС – 36,6 млн. кВт, з яких 70% розраховані на спалювання вугільного пилу, тобто 25,5 млн. кВт (близько 50% електричної потужності ТЕС України).

Переважання пилувугільних паротурбінних електростанцій обумовлено наступним:

- великими запасами вугілля, на відміну від запасів інших видів палива (див. 2.2);
- можливістю і необхідністю використання відходів видобутку, переробки і збагачення вугілля.

На 17 найбільших пилувугільних ТЕС України встановлено 98 енергетичних блоків, у тому числі:

- 150 МВт – 6 блоків, • 200 МВт – 43, • 250 МВт – 5, • 300 МВт – 42 і 800 МВт – 2.

Велика частина енергоблоків 150–300 МВт вимагає реконструкції або оновлення обладнання: 63 блоки введені в експлуатацію в 1958–1969 роках, 24 блоки – у 1970–1975 роках. При цьому номінальний термін служби енергообладнання, наприклад, турбогенераторів, не перевищує 20-25 років.

Крім зносу устаткування, пилувугільні ТЕС відчують труднощі, пов'язані з паливостачанням, з наступних причин:

- перебої постачання вугілля на електростанції, пов'язані зі складністю видобутку (див. 2.2.1), і внаслідок цього періодичним утворенням дефіциту вугілля на електростанціях;

- підвищена зольність вугілля (до 35-38%), що збільшує енерговитрати на транспортування, дроблення і пилоприготування;

- підвищена зольність знижує ефективність роботи парогенераторів (втрачає теплоту з шлаками) і збільшує витрати на газоочистку;

- підвищена зольність вугілля вимагає для стабілізації горіння пилу використання газоподібного або рідкого палива, частка якого може скласти до 20-35% від загальної теплоти палива, яка спалюється в котлах, що вимагає значної підтримки паливостачання котлів ТЕС дорогими природним газом або мазутом.

Можливі такі напрями у вирішенні проблеми паливостачання:

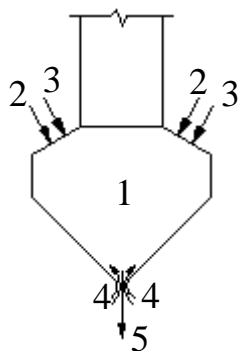
1. Стабілізація видобутку вугілля на існуючому рівні, тобто не допускати зниження видобутку. Для збільшення видобутку необхідна реконструкція існуючих або будівництво нових шахт, що залежно від умов розвитку вугільної промисловості, може скласти за строками до 20-25 років.

2. Використання відходів видобутку, переробки і збагачення вугілля. Кількість відходів становить близько 180 млн. т. Перезбагачення відходів може забезпечити протягом 15 – 20 років щорічно 5 – 6 млн. т палива, що достатньо для роботи 10 – 12 енергоблоків потужністю 200 МВт.

3. Застосування для спалювання високозольного вугілля вискоефективних технологій спалювання, які забезпечують:

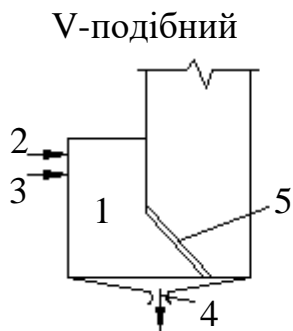
- спалювання вугілля і продуктів переробки відходів із зольністю до 50%;
- можливість роботи котлів на високозольному паливі з високими техніко-економічними показниками при різних навантаженнях.

До таких технологій відносяться: спалювання вугілля в арочних топках (див. рис. 3.1), в плавильних плечових передтопках (див. рис. 3.2), в циклонних предтопках (див. рис. 3.3) і в циркулюючому киплячому шарі (див. рис. 3.4).

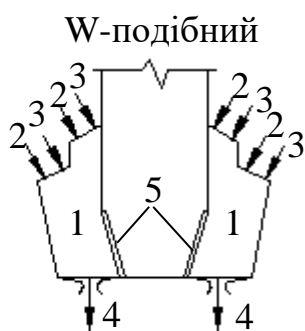


1 – арочна топка; 2, 3, 4 – подача, відповідно, пилу з первинним повітрям, вторинного повітря, захисного повітря; 5 – відвід сухої золи.

Рисунок – 3.1 Спалювання вугілля в арочних топках



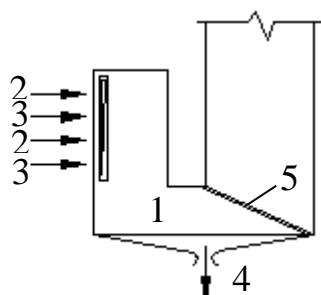
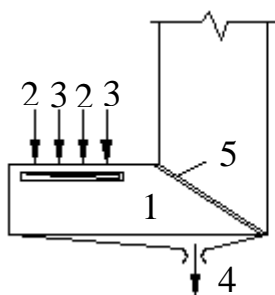
V-подібний



W-подібний

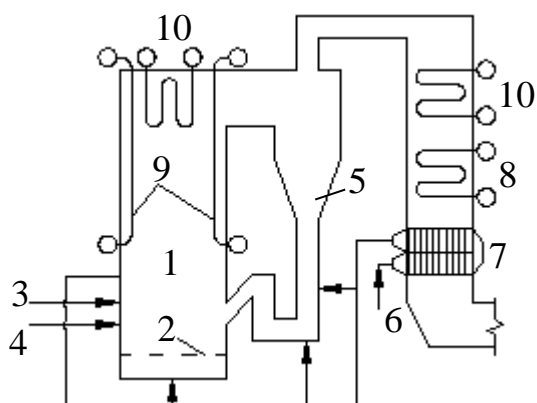
1 – плечовий передтопок; 2 і 3 – відповідно, подача пилу з первинним повітрям і вторинного повітря; 4 – шлакова льотка; 5 – решітка шлаковловлювача.

Рисунок – 3.2 Спалювання вугілля в плавильних плечових передтопках



1 – циклонний передтопок; 2 і 3 – відповідно, подача пилу з первинним повітрям і вторинного повітря; 4 – шлакова льотка; 5 – решітка шлаковловлювача.

Рисунок – 3.3 Спалювання вугілля в циклонних передтопках



1 – топка киплячого шару; 2 – решітка; 3 і 4 – подача подрібненого вугілля та первинного повітря; 5 – L-клапан; 6 – вторинне повітря; 7 – повітрянагрівач; 8-10 – поверхні нагрівання котла, відповідно, економайзер, випарні поверхні і пароперегрівач.

Рисунок – 3.4 Спалювання вугілля в циркулюючому киплячому шарі

Арочні топки, циклонні і плечові передтопки за рахунок концентрації спалювання в обмеженому об'ємі і зниження теплового випромінювання в висхідний газохід котла забезпечують підвищення температури в зоні горіння, що полегшує запалення і поглиблює допалювання високозольного вугілля. Захисне повітря, що підвищує стійкість футеровки, в арочних топках (див. рис. 3.1), утилізує теплоту золи, і цим вносить додаткову теплоту в топку, що також сприяє підвищенню температури в топці.

Спалювання в циркулюючому киплячому шарі за рахунок багатократної циркуляції вугілля забезпечує високий ступінь випалювання вуглецю (див. рис. 3.4). Циркуляцію створює L-клапан, в якому через розширення верхньої частини знижується швидкість потоку, відбувається провал недопалених частинок вугілля в нижню частину клапана і повернення їх в киплячий шар.

3.2 Застосування парогазових циклів для підвищення ефективності ТЕС

На сучасному рівні техніки паротурбінні ТЕС досягли граничного розвитку з наступних причин:

1. Подальше збільшення параметрів пари практично не призводить до збільшення ККД і зниження питомої витрати палива на вироблення електроенергії.
2. Збільшення потужності енергоблоків вимагає еквівалентного резерву потужності на ТЕС чи в енергосистемі.
3. Збільшення параметрів пари та потужності енергоблоків вимагають більших капітальних витрат на спорудження ТЕС, які не окупаються можливим зниженням собівартості електроенергії.

Перспективним напрямом підвищення енергетичної ефективності циклів паротурбінних ТЕС є поєднання їх з газотурбінними циклами, тобто створення парогазових ТЕС. Комбінація паротурбінного і газотурбінного циклів призводить до збільшення ККД з наступних причин:

1. Внаслідок збільшення температури підведення теплоти в комбінований цикл через газотурбінну частину. Температура підведення теплоти в газові турбіни T_1^{zm} складає до 1100 – 1150°C, а в парові турбіни T_1^{nm} до 540 – 565°C, від-

повідно, термічний ККД η_t , який значною мірою визначає ККД ТЕС, зростає

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}, \quad (T_2 \text{ — температура відведення теплоти}).$$

2. Внаслідок утилізації залишків теплоти після газотурбінної частини в паротурбінному циклі, наприклад, шляхом підігріву живильної води.

3.2.1 Види і особливості парогазових енергетичних установок

У числі великої різноманітності парогазових установок можна виділити: парогазові установки з напірним парогенератором (див. рис. 3.5), звичайним парогенератором (див. рис. 3.6) і котлом-утилізатором (див. рис. 3.7).

Позначення до рисунків 3.5 – 3.7:

ПК – повітряний компресор; **П** – подача палива; **КЗ** – камера згорання; **ПГ(Н)** – парогенератор (напірний); **ГТ** – газова турбіна; **ЕГ** – електрогенератор; **ПТ** – парова турбіна; **К** – конденсатор; **КН** – конденсатний насос; **Д** – деаератор; **ЖН** – живильний насос; **РП** – регенеративний підігрівач живильної води; **ПВГ** – підігрівач живильної води на відведених газах; **КУ** – котел-утилізатор.

Особливості парогазової установки з напірним парогенератором.

1. Слід використовувати виключно чисте паливо, тому що продукти згорання після парогенератора з тиском 0,4 – 0,6 МПа і температурою 750 – 800°C направляються безпосередньо в газову турбіну.
2. Підігрів живильної води здійснюється двома паралельним потоками в регенеративному підігрівачі живильної води і в підігрівачі, що працює на відхідних газах. Співвідношення по-

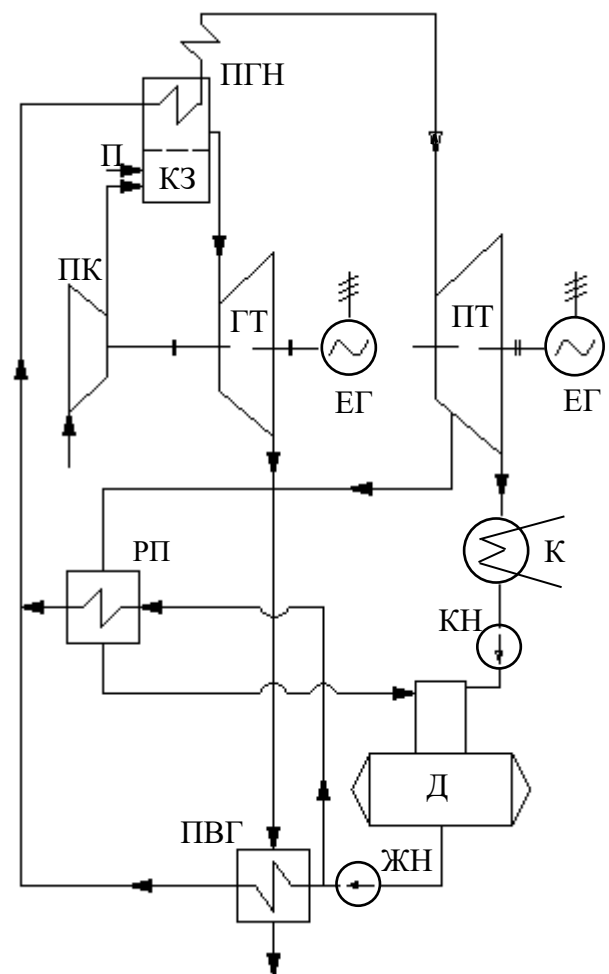


Рисунок 3.5 – Парогазова установка з напірним парогенератором

токів визначається співвідношенням потужностей парової та газової турбін.

3. Повернення теплоти відхідних газів з живильною водою в котел дає економію палива в котлі. В цілому, з урахуванням збільшення температури підведення теплоти в циклі, економія палива в комбінованому циклі в порівнянні з чистопаротурбінним циклом становить $4 \div 7\%$.

Особливості парогазової установки зі звичайним парогенератором.

1. Внаслідок великого коефіцієнта витрати повітря при спалюванні палива перед газовою турбіною газів містять до 15 – 18% кисню і можуть бути використані в якості окислювача замість повітря при спалюванні палива в парогенераторі.
2. Використання замість повітря газів, що відходять виключає повітрянагрівач в парогенераторі.
3. У парогенераторі можливе використання будь-якого палива незалежно від чистоти його продуктів згорання. Частка палива, що спалюється в котлі, від загальної витрати палива на комбінований цикл становить 70–80%.
4. Можливе відключення газотурбінної частини при зниженні навантаження і включення газотурбінної частини при підвищенні навантаження.
5. Варіант парогазової установки доцільно використовувати при реконструкції існуючих електростанцій. При спорудженні нових електростанцій можливе використання серійних котлів.
6. Економія палива в порівнянні з паротурбінною ТЕС до 7%.

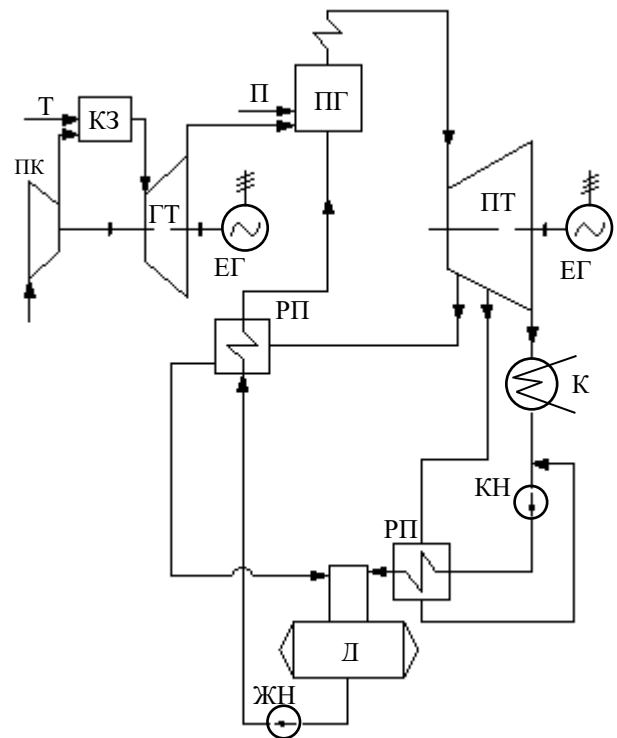


Рисунок 3.6 – Парогазова установка зі звичайним парогенератором

Особливості парогазової установки з котлом-утилізатором.

1. Доцільно використовувати цей варіант установки в комбінації з утилізацією теплоти відхідних газів технологічних агрегатів, які також використовув-

ють котли-утилізатори. Робота котлів-утилізаторів на газах газової турбіни в тандемі з газами, що відходять з технологічних агрегатів, сприятиме стабілізації паропродуктивності котлів-утилізаторів

2. Для зміни паропродуктивності котлів-утилізаторів можливе використання додаткового палива, що спалюється безпосередньо в котлах в спеціальних передтопках.

3. Можливо використання отриманої в котлах-утилізаторах пари не тільки для вироблення електроенергії, але і для технологічних потреб

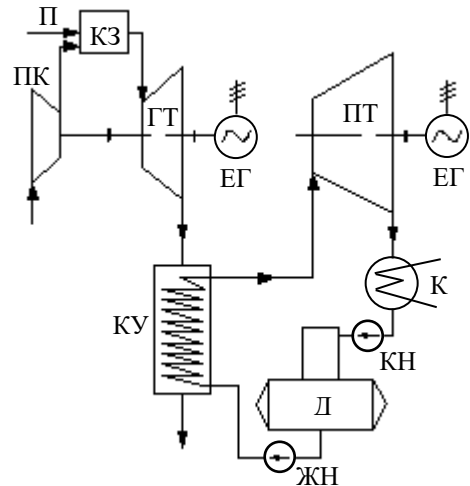


Рисунок 3.7 – Парогазова установка з котлом-утилізатором

3.2.2 Застосування парогазової установки з газифікацією палива всередині циклу ТЕС

Газифікація палива всередині циклу ТЕС забезпечує можливість притрансформаційних змін в парогазових установках низькосортних видів палива, що неможливо шляхом безпосереднього спалювання палива. Схема парогазової установки представлена на рисунку 3.8.

Позначення до рисунка 3.8:

РГ – реактор газифікації (газогенератор); **УТ** – утилізаційний теплообмінник для підігріву очищеного генераторного газу неочищеним газом; **ГО** – газоочищення; **П** – подача повітря; інші позначення такі ж як на рисунках 3.5 - 3.7.

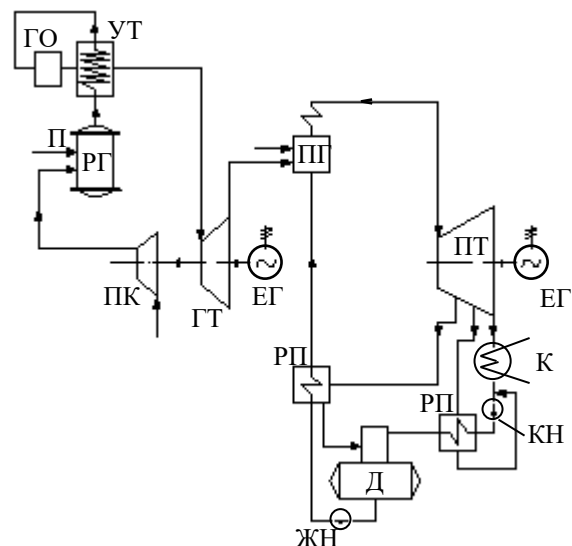


Рисунок 3.8 – Парогазові установки з газифікацією палива всередині циклу ТЕС

Особливості схеми парогазової установки з газифікацією палива всередині циклу електростанції:

1. Внутрішньоциклова газифікація дозволяє повністю реалізувати енергетичний потенціал генераторного газу (теплоту згорання, тиск і температуру газу після реактора).
2. Очищення генераторного газу перед газовою турбіною забезпечує мінімально негативний вплив на навколишнє середовище від використання низькосортного палива в порівнянні зі спалюванням такого ж палива безпосередньо в котлах.
3. У разі ТЕЦ промислового підприємства внутрішньоциклова газифікація, крім відпуску теплової електроенергії, може забезпечити відпустку з ТЕЦ газоподібного палива, тобто забезпечити підприємство всіма видами енергоносіїв (теплоенергія, електроенергія і паливо).

3.2.3 Застосування парогазових установок в тепловій схемі АЕС

Застосування газотурбінної технології в теплових схемах АЕС може забезпечити:

1. Підвищення надійності паротурбінної частини електростанції і збільшення ККД за рахунок перегріву пари, що надходить у турбіну, і проміжного перегріву пари.
2. Створення резервної або пікової потужності на АЕС з мінімальними капітальними витратами.

Теплова схема АЕС з газотурбінною надбудовою представлена на рисунку 3.9.

Позначення до рисунка 3.9:

Р – атомний реактор; **ЦН** – циркуляційний насос першого контуру; **ПП** і **ППП** – пароперегрівач і проміжний пароперегрівач; **ПЖВ** – підігрівач живильної води на проміжному теплоносії; **НПТ** – насос проміжного теплоносія; **ППТ** – ступені нагріву проміжного теплоносія; інші позначення такі ж як на рисунках 3.5 - 3.7.

4. Об'єкти малої енергетики є зручними для використання нетрадиційних видів енергії внаслідок порівняно невеликої одиничної потужності споживачів.

Основною проблемою малої енергетики є підвищення ефективності використання палива в котельнях і ТЕЦ.

Найбільш помітними напрямками у вирішенні цієї проблеми є:

1. Застосування газотурбінних технологій (див. 3.2).
2. Переобладнання котелень в міні-ТЕЦ.

3.3.2 ТЕЦ невеликої потужності на базі парових котелень

Пар, що виробляється в котельнях, як правило, має тиск значно більш високий в порівнянні з тиском пари, необхідного споживачу.

Більшість котелень у системах промислового та комунально-побутового теплопостачання (близько 70%) виробляють пар тиском 1,3 МПа і температурою 191°C, 25-30% котелень виробляють пар 1,4 МПа, 250°C і 2,5 МПа, 350-370°C, незначна кількість котелень (до 5%) виробляють пар 4 МПа, 440°C. У той же час більшості споживачам необхідний пар значно менших параметрів, 0,3 ÷ 0,5 МПа.

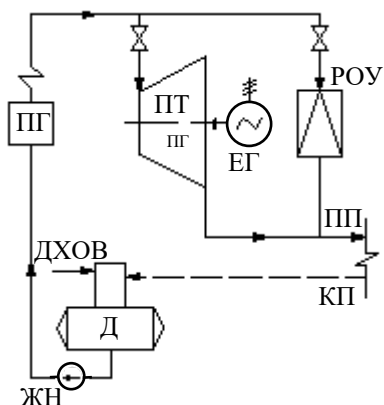
Надмірний тиск пари можна використовувати шляхом установки в котельних турбогенераторів. Електричний потенціал використання надлишкового тиску пари в котельнях України становить близько 2000 МВт.

При установці в котельнях турбін, що використовують надлишковий тиск пари, залежно від виду теплового навантаження можливо два варіанти:

1. Установка турбін протитиску (див. рис. 3.10).
2. Установка конденсаційної турбіни з проміжним регулюючим відбором пари (див. рис. 3.11).

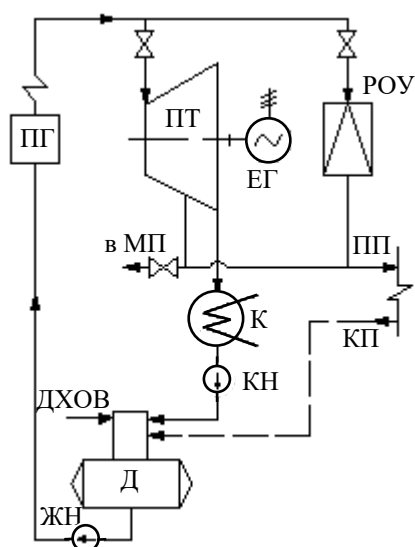
Позначення до рисунків 3.10 і 3.11:

ПГ – парогенератор; **ПТ** – парова турбіна; **ЕГ** – електрогенератор; **РОУ** - редуційно-охолоджувальна установка; **ПП** – подаючий паропровід системи теплопостачання; **КП** – конденсатопровід; **Д** – деаератор; **ДХОВ** – додаткова хімічещена вода; **ЖН** – живильний насос; **К** – конденсатор; **КН** – конденсатний насос; **МП** – мережевий підігрівач.



Установка турбіни протитиску доцільна в тому випадку, якщо має місце стабільне парове навантаження.

Рисунок 3.10 – Схема установки в котельні протитискової турбіни



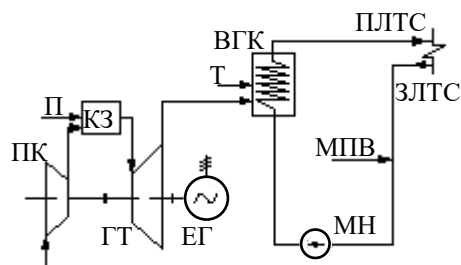
Установка конденсаційної турбіни з проміжним регульованим відбором пари доцільна, якщо стабільним є теплове навантаження по мережевій воді, а парове навантаження з'являється епізодично або в цілому незначне за величиною.

Рисунок 3.11 – Схема установки в котельні конденсаційної турбіни з проміжним регульованим відбором пари

3.3.3 ТЕЦ невеликої потужності на базі водогрійних котелень

Для більшості водогрійних котлів паливом є природний газ, тобто висококалорійне, екологічно чисте і дефіцитне паливо. При цьому водогрійні котли виробляють низькопотенційний енергоносій – нагріту воду з температурою до 150°C.

Підвищити ефективність використання природного газу в водогрійних котельнях можна шляхом спорудження га-



Позначення: **ПК** – повітряний компресор; **П** – подача палива; **КС** – камера згоряння; **ГТ** – газова турбіна; **ЕГ** – електрогенератор; **ВГК** – водогрійний котел; **ПЛТС** і **ЗЛТС** – подаюча і зворотна лінія теплової мережі; **МПВ** – мережева підживлювальна вода; **МН** – мережевий насос.

Рисунок 3.12 – Схема водогрійної котельні з газотурбінною надбудовою

зотурбінної надбудови (див. рис. 3.12).

Природний газ спалюється в камері згорання газотурбінної надбудови. Продукти згорання після газової турбіни відводяться через водогрійний котел, де відбувається утилізація їх фізичної теплоти на підігрів мережної води. В результаті водогрійна котельня стає джерелом не тільки теплової, а й електричної енергії. При появі пікових теплових навантажень природний газ може також спалюватися безпосередньо в топці водогрійного котла. Додаткове паливо спалюється в потоці газів, що відходять від турбіни, що містять до 15 - 18% кисню.

4 ПРОБЛЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЕНЕРГІЇ НА ВІДСТАНЬ

Проблема передачі енергії на відстань обумовлена тим, що місцезнаходження джерел енергії або місця видобутку палива не збігаються з місцями споживання енергоносіїв. Це відбувається з наступних причин:

1. Розбіжність сировинної промислової бази з місцем видобутку палива, наприклад, розбіжність родовищ залізної руди і вугілля для чорної металургії.
2. Відсутність в регіоні власних ПЕР і необхідність їх транспортування з інших регіонів.
3. Велика потужність джерела енергії, що дозволяє забезпечити отримуваною енергією споживачів, розміщених на великій території.
4. Особливість розміщення тих чи інших джерел енергії, наприклад, розміщення ГЕС, пов'язане з розташуванням гідроресурсів, ТЕС з паливною базою, і це може не збігатися з розміщенням споживачів енергії.
5. Необхідність дистанціювати джерело енергії від споживачів за ознаками безпеки, наприклад, АЕС.

4.1 Варіанти і критерії вибору способу передачі енергії

Варіанти передачі енергії можна розділити на три групи: дискретні, безперервні і комбіновані.

Вибір оптимального варіанта передачі енергії ґрунтується на техніко-економічних розрахунках з урахуванням наступних критеріїв:

1. Вид і кількість енергії, що передається.
2. Географічні та кліматичні умови на території транспортних ліній.

3. Питома вартість передачі енергії, що включає капітальні та експлуатаційні витрати.

4. Енерговитрати і втрати енергії при транспортуванні.

5. Вплив транспортної системи на навколишнє середовище.

4.2 Особливості транспортування основних видів палива та енергоносіїв

4.2.1 Транспортування вугілля

У транспортуванні вугілля можна виділити два підходи:

1. Безпосереднє транспортування вугілля в природному вигляді.

2. Перетворення енергії вугілля в будь-який вид енергоносія, зручний для передачі його на відстань і подальшого використання у споживачів.

Залізничний транспорт.

Перевезення вугілля залізничним транспортом є найбільш доступним, універсальним і вимагає порівняно невеликих енергетичних витрат (див. табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Питомі енерговитрати (e_T) при перевезенні вантажів різними видами транспорту

Вид транспорту	$e_T, \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{т} \cdot \text{км}}$	Швидкість транспорту, км/год
Повітряний	7,60	800
Автомобільний	0,51	60
Залізничний	0,12	50
Водний	до 0,10	20

Доступність і універсальність залізничного транспорту полягає в наступному:

- досить розгалужена мережа залізниць і можливість розширення цієї мережі практично в будь-якому напрямку;
- можливість доставки вугілля по залізниці безпосередньо до споживача, наприклад, на територію електростанції або промислового підприємства.

Економічна ефективність перевезення вугілля по залізниці в значній мірі визначається якістю вугілля (див. рис. 4.1). При зниженні теплоти згорання вугілля з 30 МДж/кг до 20 або 10 МДж/кг транспортні енерговитрати зростають у 1,5 або в 3,0 рази і вимагають техніко-економічних обґрунтувань для перевезення такого вугілля. Для підвищення економічності транспортування вугілля необхідно їх збагачення.

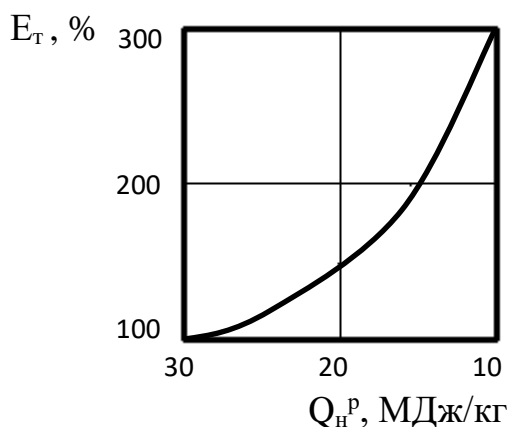


Рисунок 4.1 – Залежність відносних енерговитрат на транспортування вугілля (E_t) від теплоти згорання вугілля (Q_n^p)

Водний транспорт.

Для транспортування вугілля широко застосовують водний транспорт, який також, як і залізничний, вимагає порівняно невеликих енерговитрат (див. табл. 4.1), однак поступається залізничному транспорту:

- вимагає досить потужних водних магістралей;
- вимагає комбінації з іншими видами транспорту для доставки вугілля в порт і вивезення з порту;
- пов'язаний з трудомісткими вантажно-розвантажувальними роботами в портах;
- має сезонний характер.

Трубопровідний транспорт.

Для трубопровідного транспорту необхідно подрібнення вугілля і утворення вугільної пульпи чи суспензії різних складів:

- Водяна пульпа (50% води, 50% вугілля, ступінь подрібнення вугілля 0,5–1,0 мм). Після доставки пульпи перед спалюванням вугілля слід зневоднювати, що вимагає витрат енергії до 500 МДж/т вугілля.
- Нафтова пульпа (30-40% вугілля, 60-70% нафти або нафтопродуктів).
- Водно-нафтова пульпа (50% вугілля, 30% нафти, 20% води). Добавка води знижує в'язкість пульпи і зменшує енерговитрати на транспортування. Спалювання водонафтової пульпи проводять без зневоднення.

На практиці найбільше застосування знайшло транспортування вугілля у вигляді водяної пульпи в комбінації з іншими видами транспорту, наприклад, у комбінації з водним транспортом в танкерах.

При перетворенні енергії вугілля в інший вид енергоносія можна виділити два напрямки:

1. Газифікація, в якій можливі такі варіанти:

- повна газифікація вугілля;
- газифікація вугілля з отриманням синтетичного рідкого палива;
- газифікація вугілля з отриманням твердого вуглецевого залишку (коксику).

2. Розміщення електростанцій в безпосередній близькості від місця видобутку вугілля, що дає економію енергії на транспортування вугілля до електростанції.

Наприклад, при розміщенні пиловугільної ТЕС поблизу від місця видобутку вугілля (замість розміщення ТЕС на відстані S км), економія енергії на транспортування складе:

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

де e_T – питома витрата енергії на транспортування вугілля залізницею (див. табл. 4.1); B_{TEC} – витрата вугілля на станції:

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

тут N_{TEC} – потужність ТЕС; η_{TEC} – ККД електростанції (брутто); Q_n^p – теплота згорання вугілля.

Після підстановки (4.2) в (4.1) формула для обчислення економії енергії на транспортування вугілля при розміщенні пиловугільної ТЕС поблизу від місця видобутку:

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

При $N_{TEC} = 1000$ МВт, $e_T = 0,12$ кВт·год/т·км, $\eta_{TEC} = 0,4$, $Q_n^p = 20$ МДж/кг економія енергії на транспортування вугілля складе 27 МВт·год

4.2.2 Транспортування нафти

Транспортування нафти здійснюється в основному двома способами:

- трубопровідним транспортом (по нафтопроводах);
- морським транспортом (в танкерах).

У ряді випадків обидва способи використовують в комбінації.

Транспортування нафти в трубопроводах, також як і в танкерах, є найбільш економічною з точки зору енерговитрат на транспортування. При транспортуванні нафти по трубопроводу енергія витрачається тільки на подолання тертя. Питомі енерговитрати при транспортуванні нафти по трубопроводах становлять близько 0,015 – 0,020 кВт·год/т·км. При цьому відсутні витрати енергії на стиск і проявляються мастильні властивості нафти, що знижує витрати енергії на подолання тертя

Витрата енергії при транспортуванні в танкерах залежить від вантажопідйомності танкера, наприклад, для танкера вантажопідйомністю 50 тис. т питомі енерговитрати на транспортування становлять 0,04 – 0,05 кВт·год / т·км, а для танкера 500 тис.т – 0,02 кВт·год / т·км.

Суттєвою проблемою морського транспортування та видобутку нафти є потрапляння нафти у воду. Основними причинами потрапляння є:

- обмивання танкерів та їх балансування (близько 60% забруднень);
- аварії танкерів (10%);
- видобуток нафти на морських узбережжях, шельфах внаслідок природної інфільтрації нафти у воду (30%).

4.2.3 Транспортування природного газу

Транспортування природного газу може здійснюватися двома способами:

1. Безперервним трубопровідним транспортом.
2. Дискретним транспортом в ємностях, наприклад, в танкерах.

В обох способах принципово можливе транспортування природного газу як в газоподібному, так і в рідкому станах.

Основним способом транспортування газу є трубопровідний транспорт газу в природному стані, що вимагає значних витрат енергії на компресію газу. Параметри магістральних газопроводів:

- діаметр трубопроводів до 1,2 – 1,5 м;
- тиск газу до 7,5 – 10,0 МПа;
- питомі енерговитрати 0,25 – 0,30 кВт·год / т у.п. ·км.

Магістральний газопровід обладнується через кожні 100 – 150 км бустерними компресорними станціями, які піднімають тиск природного газу до початкового тиску.

Основними проблемами транспортування природного газу є:

- великі витрати енергії на транспортування.
- використання надлишкового тиску природного газу безпосередньо у споживача при дроселюванні газу в газорозподільних станціях.

4.2.4 Передача електроенергії

Системи передачі електроенергії мають ряд особливостей в порівнянні з іншими транспортними енергетичними системами:

- Великі кількості і потужності переданої енергії, так як значна частина видобутих природних паливних ресурсів в кінцевому рахунку перетворюється в електроенергію. По суті системи передачі електроенергії є колекторними транспортними енергетичними системами.

- Синхронність виробництва, передачі і використання електроенергії, що ускладнює систему передачі електроенергії в порівнянні з іншими видами транспортних систем.

- Можливість зміни напрямку передачі електроенергії.

Основними системами передачі електроенергії є лінії електропередач (ЛЕП), які можна класифікувати наступним чином:

1. За способом прокладки ЛЕП: повітряні (надземні) і підземні (кабельні).
2. За видом струму: постійного струму і змінного струму.

Особливостями підземних ЛЕП є:

- Великі капітальні витрати на спорудження підземних ЛЕП, які при однакових характеристиках з повітряними ЛЕП (напруга, пропускна здатність та інше) приблизно в 10 разів перевищують витрати на спорудження повітряних ліній;

- Значно менші пропускні спроможності підземних ЛЕП в порівнянні з повітряними внаслідок обмеження напруги при передачі електроенергії. При збі-

льшенні напруги в підземних ЛЕП різко зростають втрати в ізоляції (див. рис. 4.2).

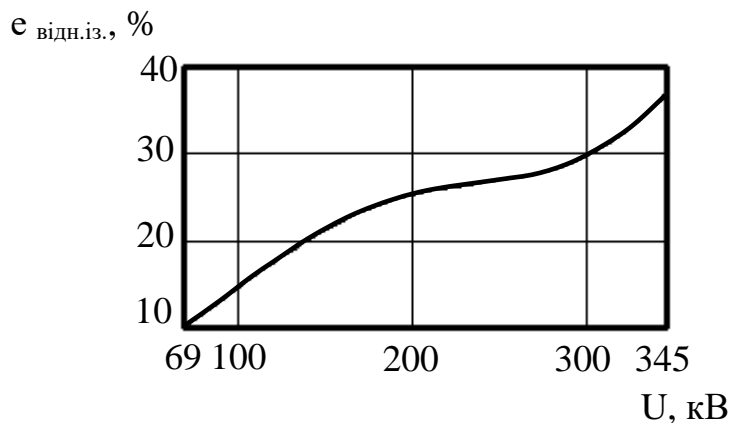


Рисунок 4.2 – Залежність відносних втрат енергії в ізоляції ($\epsilon_{\text{відн.із.}}$) від напруги струму в кабельній лінії (U)

- Складність прокладки кабельних ліній та їх експлуатації. Практично неможлива модернізація підземних ЛЕП, наприклад, з метою збільшення пропускної здатності.

Внаслідок цього підземні ЛЕП споруджують тільки в крайніх випадках: у містах, де висока вартість землі, на промислових підприємствах з дефіцитом виробничих площ, з метою дотримання правил техніки безпеки та інше.

У м. Дніпропетровську протяжність повітряних ЛЕП складає понад 12 300 км (97%), а кабельних близько 400 км (3%).

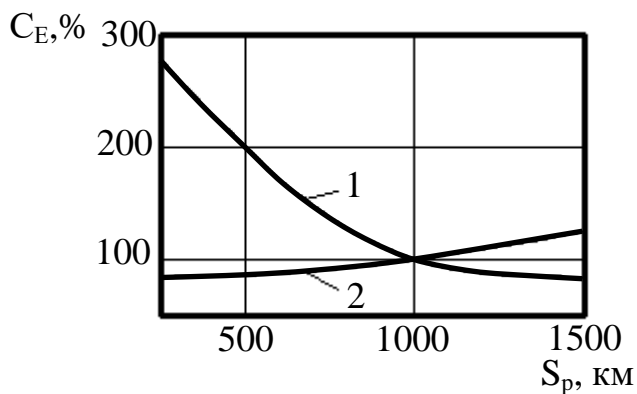
Особливості ЛЕП постійного струму:

- більш висока пропускна здатність за інших однакових умов з ЛЕП змінного струму (в 1,5 – 2,0 рази), так як відсутній реактивний опір, пов'язаний з індуктивністю і ємністю електричного кола;

- за інших однакових умов менш високі капітальні витрати в порівнянні з повітряними ЛЕП змінного струму, оскільки замість 3-фазних застосовуються 2-фазні лінії, що зменшує масу проводів та опор;

- спрощується спільна (паралельна) робота генераторів струму і спільна робота енергосистем, так як відсутня необхідність узгодження їх за частотою струму.

Разом з цим, застосування ЛЕП постійного струму обмежується більшими капітальними витратами на перетворення струму. Застосування ЛЕП постійного струму економічно доцільно при великих відстанях передачі електроенергії, тобто, коли зниження втрат електроенергії при передачі компенсує капітальні витрати на перетворення. Залежність питомої вартості передачі електроенергії від протяжності ЛЕП представлена на рисунку 4.3.



За 100% прийнята питома вартість передачі змінного струму на відстань 1000 км.

Рисунок 4.3 – Залежність відносної питомої вартості (C_E) передачі електроенергії від протяжності ЛЕП постійного (1) і змінного (2) струму

З даних рисунка 4.3 випливає, що при передачі електроенергії на відстань понад 1000 км ЛЕП постійного струму економічно доцільніше.

В електроенергетиці домінуюче положення займає змінний струм і його передача по повітряних ЛЕП. Основною тенденцією у передачі змінного струму по повітряних лініях є збільшення напруги:

- зі збільшенням напруги зменшується сила струму і, відповідно, зменшуються втрати в проводах ЛЕП;
- збільшення напруги безпосередньо збільшує пропускну здатність ЛЕП.

Порівняння ЛЕП пропускну здатністю 2 млн. кВт при різній напрузі струму (U):

$U, \text{ кВ}$	\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} – відносні витрати металу на провода; \bar{K} – відносні капітальні витрати на будівлю ЛЕП; $\Delta \bar{N}_{\text{пот}}$ – відносні втрати потужності в проводах.

Ретроспективний погляд на збільшення напруги повітряних ЛЕП представлено на рисунку 4.4:

Проблеми передачі змінного струму по повітряних лініях:

1. Екологічні:

- негативний вплив електромагнітних полів високовольтних ЛЕП на живі організми;
- акустичне забруднення середовища;
- утворення озону і оксидів азоту.

2. Технічні:

- великі втрати електроенергії в проводах і від коронних розрядів;
- комутаційне перенапруження, тобто різке підвищення напруги при перемиканні ліній електропередач, що може викликати пробій в повітрі та ізоляції;
- проблеми ізоляції при надвисоких напругах, що обмежують напругу ЛЕП величиною 1150 – 1200 кВ;
- електромагнітні перешкоди радіо- і телезв'язку.

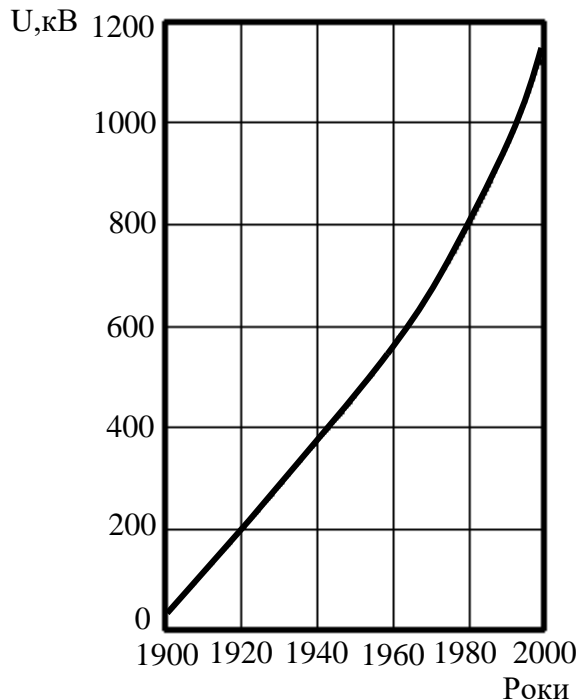


Рисунок 4.4 – Зміна напруги повітряних ЛЕП в ретроспективі

5 ПРОБЛЕМИ АКУМУЛЯЦІЇ ЕНЕРГІЇ

5.1 Визначення, призначення та класифікація систем акумуляції енергії

Акумуляція енергії полягає в накопиченні та зберіганні енергії з метою подальшого її використання.

Системи акумуляції можна класифікувати за видами енергії, що акумулюється: механічні, теплові та електричні.

Акумуляція енергії застосовується для вирішення наступних завдань:

- для узгодження за часом періодичної виробки з безперервним споживанням енергії або будь-яких інших розбіжностей генерації та споживання енергії;
- для акумуляції надлишку енергії, що виробляється в системі;

- для покриття пікового використання енергії;
- для створення резервного запасу енергії;
- для забезпечення енергією транспортних засобів, що не мають генераторів енергії.

Системи акумуляції енергії характеризується рядом показників:

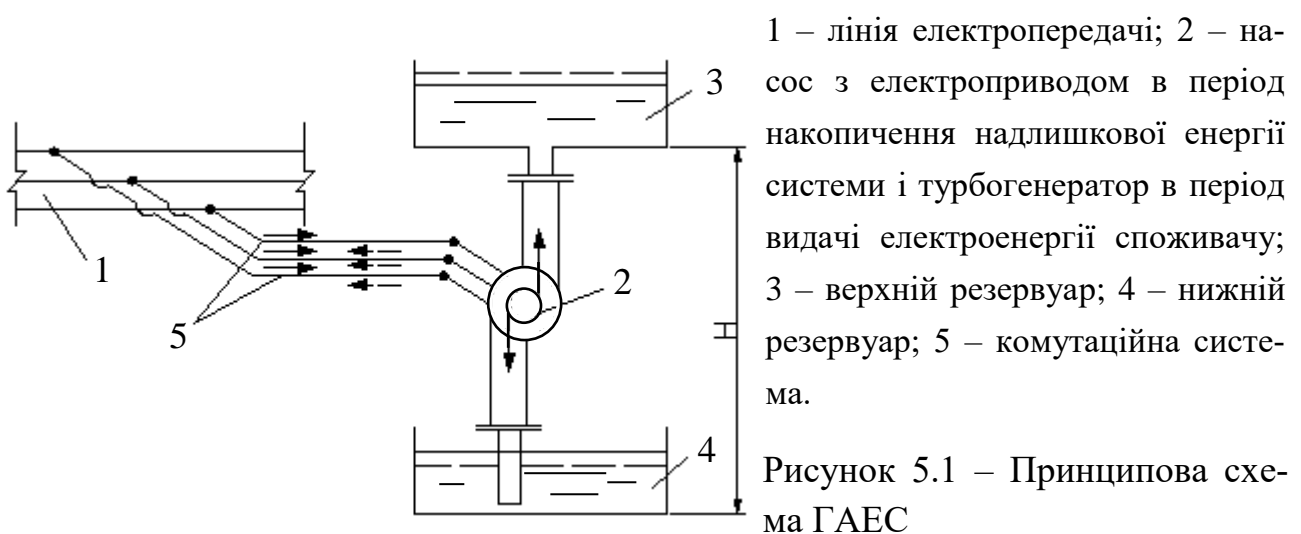
- акумулююча здатність системи – кількість енергії, що припадає на одиницю маси акумулятора або на одиниці його робочого об'єму;
- ККД акумулювання енергії, що характеризує втрати енергії, пов'язані з акумуляцією і подальшою передачею енергії споживачу;
- питома вартість акумуляції енергії, тобто капітальні та експлуатаційні витрати, що припадають на одиницю акумульованої енергії;
- період зберігання акумульованої енергії.

У великомасштабній енергетиці в числі акумулюючих систем найбільший інтерес представляють акумулюючі системи механічної енергії у вигляді гідроакумулюючих (ГАЕС) та пневмоакумулюючих (ПАЕС) електростанцій.

5.2 Механічні системи акумулювання енергії

5.2.1 Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)

Принципова схема ГАЕС представлена на рисунку 5.1.



Робота ГАЕС полягає у використанні надлишкової електроенергії системи для перекачування води з нижнього резервуара в верхній, що створює запас по-

тенційної енергії акумулюючої води у верхньому резервуарі, і наступного скидання води з верхнього резервуара в нижній через турбогенератор при дефіциті електроенергії в системі .

Розрахунок параметрів ГАЕС, що акумулює енергію в нічний час ($\tau_i = 6$ год) при різкому зниженні споживання електроенергії в системі потужністю $N_{EC} = 1000$ МВт :

1. Кількість підведеної енергії до ГАЕС у нічний час

$$E_{пдв} = 0.5 \cdot N_{EC} \cdot \tau_H = 0.5 \cdot 1000 \cdot 6 = 3000 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (5.1)$$

де 0,5 – коефіцієнт, що вказує на частку підведеної енергії до ГАЕС від загального виробітку електроенергії в системі.

2. Робочий об'єм резервуара (окремо для верхнього та нижнього):

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

де η_i – ККД насоса, $\eta_i = 0.8$; ρ – щільність води, $\rho = 1000$ кг/м³; g – прискорення вільного падіння, $g = 9.81$ м/с²; H – різниця рівнів верхнього та нижнього резервуара, $H = 100$ м.

3. Кількість відведеної енергії від ГАЕС в денний час:

$$E_{вдв} = E_{пдв} \cdot \eta_H \cdot \eta_{TG} = 3000 \cdot 0.8 \cdot 0.9 = 2160 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (5.3)$$

де η_{TG} – ККД турбогенератора, $\eta_{TG} = 0.9$.

4. ККД ГАЕС складе:

$$\eta_{ГАЕС} = \eta_H \cdot \eta_{TG} = 0.8 \cdot 0.9 = 0.72. \quad (5.4)$$

Залежно від розміщення резервуарів можливі наступні варіанти ГАЕС:

- розміщення верхнього резервуара на піднесеному рельєфі місцевості;
- підземне розміщення нижнього резервуара;
- комбіноване розміщення резервуарів.

В Україні працює Київська ГАЕС потужністю до 1000 МВт. Найбільша ГАЕС в США потужністю до 2000 МВт.

Проблеми спорудження та експлуатації ГАЕС:

1. Великі капітальні витрати на споруду. При розташуванні верхніх акумуляторів на піднесеному рельєфі місцевості питомі капітальні витрати складають $150 \div 300$ дол. США / кВт, а для ГАЕС з підземним розташуванням резервуарів питомі капітальні витрати значно вище і можуть перевищити капітальні витрати на спорудження ТЕС (понад 500 дол США / кВт) .

2. Екологічні проблеми при спорудженні: відчуження землі, підвищене випаровування вологи, порушення ландшафту місцевості, тиск резервуарів на ґрунт, що може викликати негативні наслідки в сейсмічно небезпечних зонах.
3. Порівняно невисокий ККД акумуляції.

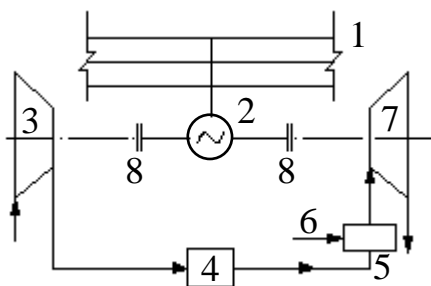
5.2.2 Пневмоакумуляційні електростанції (ПАЕС)

Принципова схема ПАЕС представлена на рисунку 5.2.

Робота ПАЕС полягає у використанні надлишкової електроенергії системи для стиснення повітря і накопичення його в акумуляторі з подальшим використанням стисненого повітря, при дефіциті електроенергії в системі, на роботу газової турбіни.

Проблеми експлуатації ПАЕС:

1. Невисокий ККД ПАЕС (до 40%).
2. Необхідність витрати додаткового палива, причому, досить високої якості, що забезпечує можливість роботи газової турбіни.



1 – лінія електропередачі; 2 – електродвигун в період накопичення енергії або генератор в період передачі енергії в систему; 3 – компресор; 4 – акумулятор стисненого повітря; 5 – камера згорання; 6 – подача палива; 7 – газова турбіна, 8 – муфти зчеплення, що забезпечують почергове з'єднання вала двигуна з компресором або газовою турбіною.

Рисунок 5.2 – Принципова схема ПАЕС

ЛІТЕРАТУРА

1. Кириллин В.А. Энергетика. Главные проблемы. – М.: Знание, 1990. – 128 с.
2. Стырикович М.А., Шпильрайн Э.Э. Энергетика. Проблемы и перспективы. – М.: Энергия, 1981. – 193с.
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.