

ЗМІСТ

Перелік абревіатур	4
Вступ	5
Лекція 1. Основні заходи з енергозбереження. Сучасний стан і світові тенденції у галузі енергозбереження.....	6
Лекція № 2. Хімічні джерела струму.....	17
Лекція № 3. Біопаливо.....	30
Лекція № 4. Системи когенерації енергії.....	38
Лекція № 5. Теплові насоси.....	51
Лекція № 6. Сонячна енергетика. Сонячні колектори.....	61
Лекція № 7. Сонячна енергетика. Сонячні електростанції.....	75
Лекція № 8. Вітрова енергетика.....	83
Лекція № 9. Централізовані і розосереджені системи електропостачання.....	94
Висновки	102
Література	104

ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР

АЕС – атомна електростанція.
АТН – абсорбційний тепловий насос.
ВАХ – вольтамперна характеристика.
ВДЕ – відновлювальне джерело енергії.
ВЕУ – вітроелектрична установка.
ВЕС – вітроелектрична станція.
Г – генератор.
ГВП – гаряче водопостачання.
ГАЕС – гідроакumuлювальна електрична станція.
ГЕС – гідроелектростанція.
ДЕ – джерело електроживлення.
ДНТ – джерело низькотемпературної теплоти.
ДРП – джерело реактивної потужності.
ЕЕ – енергозбереження і енергоефективність.
ЕРС – електрорушійна сила.
ККД – коефіцієнт корисної дії.
ЛЕП – лінія електропередач.
ОЕС – об'єднана енергетична система.
ОЦР – обмежений цикл Ренкіна.
ПЕ – паливний елемент.
ПК – паровий котел.
ППН – перетворювач постійної напруги.
ПС – підстанція.
ПТН – парокомпресорний тепловий насос.
РП – розподільні пристрої.
СЕС – сонячна електростанція.
ТЕС – теплова електростанція.
ТЕЦ – теплоелектроцентраль.
ТН – тепловий насос.
Т – турбіна.
ТТ – термотрансформатор.
ХДС – хімічне джерело струму.

ВСТУП

На сучасному етапі розвитку промисловості, за існуючих техногенних навантажень на навколишнє середовище, є важливим гармонічний розвиток економіки, енергетики і екології. Для цього необхідно запроваджувати заходи щодо зменшення вартості і економії паливно-енергетичних ресурсів, впровадження нових технологій на основі альтернативних і відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), зменшення викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище. В зв'язку з великим обсягом імпортованих енергоносіїв, вирішення вказаних задач, відіграє вирішальну роль у питанні енергетичної безпеки нашої країни.

Відомо, що втрати теплової енергії лише під час транспортування в централізованих мережах тепlopостачання в Україні складають 45-60 %. Низький рівень теплоізоляції збільшує ці втрати на 15-20 %, тобто споживач отримує меншу частину теплової енергії. Втрати в інших галузях енергетики також є значними, що обумовлено низькою вартістю енергоносіїв до 2000-х років, державним регулюванням енергетичного сектору, відсутністю коштів на модернізацію енергогенерувальних потужностей і транспортних мереж.

Тому першочерговою задачею для поліпшення ситуації в енергетичній і екологічній сферах є підвищення енергоефективності всіх галузей енергетики, економіки, промисловості, житлово-комунального господарства. За приблизними розрахунками це дозволить зменшити енергоспоживання мінімум у 2-3 рази. Разом з цим є доцільним поступове нарощування встановленої потужності ВДЕ, що дозволяє зменшити використання викопних джерел палива і зменшити техногенний вплив на навколишнє середовище.

Активний розвиток технологій генерації на основі ВДЕ пов'язаний з їх потенційно невичерпним обсягом енергії. Однак у порівнянні з традиційними джерелами енергії, первинними енергоносіями яких є нафта, газ або вугілля, ВДЕ мають низьку концентрацію і малу щільність енергетичного потоку, локальний характер використання, залежно від географічного положення, нерівномірність постачання енергії в часі. Ці фактори призводять до ускладнення системи енергопостачання на основі ВДЕ і переходу від централізованого до децентралізованого генерування енергії.

У конспекті лекцій кредитного модуля «Енергозбереження і енергоефективність - 1» пояснено особливості сучасної політики з енергозбереження в Україні та за кордоном на основі основних нормативно-правових документів, серед яких можна виділити такі: «Енергетична стратегія України до 2030 року», «Закон про електроенергетику», «Закон про засади функціонування ринку електричної енергії України», «Енергетична стратегія ЄС до 2020 року». На основі цих документів визначено основні нормативно-правові, організаційні, технічні та технологічні заходи з енергозбереження та енергоефективності, перспективні сучасні напрямки, окремі технології та обладнання технічної реалізації заходів з енергозбереження і енергоефективності в енергетичних та електротехнічних системах, використання для цих цілей пристроїв силової електроніки. В конспекті лекцій також розглянуто принцип роботи і методика використання основних видів ВДЕ.

Лекція 1. Основні заходи з енергозбереження. Сучасний стан і світові тенденції у галузі енергозбереження

Основні терміни і визначення

Енергозбереження – впровадження правових, організаційних, наукових, виробничих, технічних і економічних заходів спрямованих на зменшення споживання електричної енергії споживачами і на збільшення частки енергії, що споживається від відновлювальних джерел енергії.

Енергоефективність – раціональне використання енергії, що дозволяє перетворювати її параметри і транспортувати до споживача з мінімальними втратами.

Умовне паливо – одиниця вимірювання енергоемності органічного палива (нафти, газу, вугілля), яку використовують для порівняння різних видів палива. В якості умовного палива в більшості країн СНД використовують енергетичний еквівалент від спалювання 1 кг кам'яного вугілля, який дорівнює 29,3 МДж або 8,14 кВт·год. Міжнародним енергетичним агентством (IEA) за одиницю умовного палива прийнято енергетичний еквівалент від спалювання 1 тонни нафти, який дорівнює 41,87 ГДж або 11,63 МВт·год.

Американський нафтовий барель – одиниця об'єму, яку використовують для вимірювання об'єму нафти і складає 159 л.

Відновлювальні джерела енергії – джерела енергії природного походження запаси яких поновлюються з часом.

Відновлювана енергетика – енергетична галузь, що спеціалізується на отриманні та використанні енергії з відновлюваних джерел енергії.

Зелений тариф – економічний механізм, спрямований на заохочення генерації електроенергії відновлюваною енергетикою.

Киотський протокол – міжнародна угода про обмеження викидів в атмосферу парникових газів. Головна мета угоди: стабілізувати рівень концентрації парникових газів в атмосфері на рівні, який не допускав би небезпечного антропогенного впливу на кліматичну систему планети.

Енергетична хартія – міжнародна угода, спрямована на подолання економічного розділення європейського континенту. Договір до Енергетичної Хартії грає важливу роль в контексті зусиль зі створення правового поля для глобальної енергетичної безпеки, на основі відкритих, конкурентних ринків і принципів стійкого розвитку .

Основні заходи з енергозбереження

Індустріалізація світової економіки призвела до стрімкого збільшення споживання енергетичних ресурсів протягом останніх 100-150 років. Оскільки в структурі споживання енергетичних ресурсів найбільшу частку займають викопні джерела енергії: нафта, газ, вугілля – це призводить до їх швидкого вичерпування та поступового зростання ціни на ці енергоносії. В зв'язку з цим стало зрозуміло, що для стабільного економічного розвитку необхідно вживати заходи щодо раціонального використання енергії. Тому в більшості розвинених країн впровадження енергозберігаючих і енергоефективних (ЕЕ) технологій фінансують з державного бюджету. Основні заходи для підвищення ЕЕ.

1 Технічні:

- використання пристроїв та устаткування з малим споживанням енергії;
- використання енергоефективних технологій для генерування та транспортування енергії;
- теплоізоляція будівель;
- заміна викопних джерел енергії на відновлювальні.

2 Економічні:

- введення денного і нічного тарифів;
- оплата енергії, що виробляється відновлювальними джерелами енергії за «зеленим» тарифом;
- введення прогресивної тарифікації (більше споживаєш – більше сплачуєш);
- державні дотації на впровадження енергоефективних технологій.

3 Організаційні:

- встановлення лічильників;
- використання зимового і літнього часу;
- економія електроенергії.

4 Правові:

- ратифікація міжнародних угод і конвенцій в галузі енергозбереження;
- розробка і впровадження національних програм з енергозбереження.

Ефект від заходів з ЕЕ:

- заощадження енергії;
- зменшення викидів шкідливих речовин;
- зменшення витрат на впровадження нових енергопотужностей.

В даному курсі основна увага приділена технічним заходами з ЕЕ.

Динаміка споживання енергетичних ресурсів

Зростання економічних показників світової економіки призводить до поступового збільшення споживання енергетичних ресурсів. Динаміка зміни енергоспоживання для розвинутих країн світу і країн, що розвиваються показана на графіках рис. 1.1.

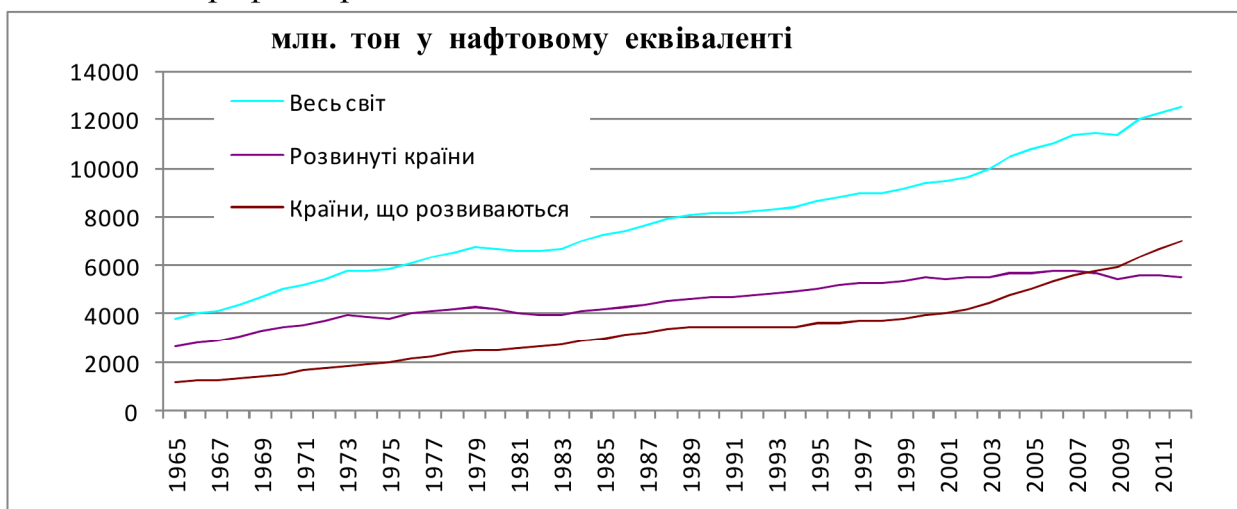


Рис. 1.1. Динаміка енергоспоживання у світі

З рис. 1.1 видно, що країни, які розвиваються, спричиняють загальне збільшення енергоспоживання в останні 10-15 років. Причинами цього є

більший приріст ВВП цих країн і достатньо висока енергоемність виробництва. Основними споживачами енергії серед країн, що розвиваються, є Китай та Індія. Динаміку енергоспоживання України наведено на рис. 1.2.



Рис. 1.2. Динаміка енергоспоживання України

Як видно з рис. 1.2 динаміка енергоспоживання України як і більшості країн СНД після 1991 стрімко зменшилась, причиною чого є економічна криза. У середині 90-х років з початком економічної стабілізації енергоспоживання України складає 140 млн. тон нафтового еквіваленту (т.н.е) і лише після подорожчання енергоресурсів після 2007 року енергоспоживання зменшується внаслідок проведення ряду заходів з ЕЕ. Слід зауважити, що навіть після цього промисловість України є одною з найенергоємніших у світі: енергоемність виробництва у перерахунку на одиницю ВВП вдвічі більша ніж у країн-експортерів нафти, таких як Росія, ОАЕ, Венесуела. Тоді як в розвинутих країнах США, Японії, Німеччині цей показник у 5-8 разів менший. Дані з енергоемності промисловості на 2010 рік наведено на рис. 1.3.

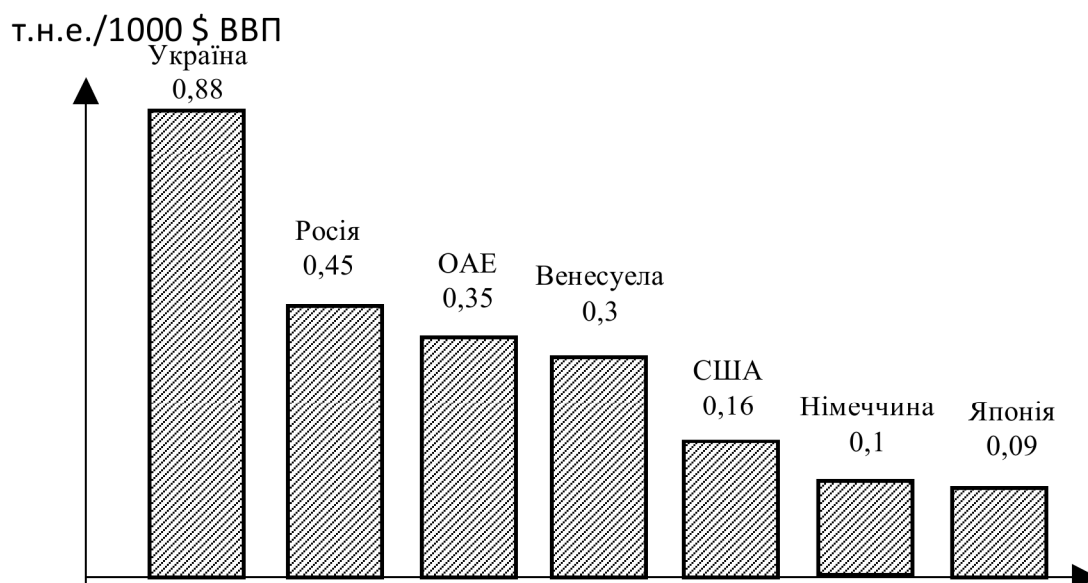


Рис. 1.3. Питома енергоемність промисловості деяких країн

Висока енергоемність України спричинена використанням застарілого енергоемного обладнання у металургійній, машинобудівній і хімічній

промисловостях, а також значними втратами в теплових (30 %) та електричних мережах (12 %). Зважаючи на це, основними заходами з ЕЕ для України є заміна застарілого обладнання промислових і енергогенерувальних потужностей на сучасні енергоефективні аналоги.

Структура споживання енергетичних ресурсів

Важливим показником енергозбереження є структура споживання енергетичних ресурсів, які поділяють на такі групи енергоносіїв:

- нафта;
- природний газ;
- кам'яне вугілля;
- ядерна енергія;
- гідроенергетика;
- відновлювальні джерела енергії.

Нафту, природний газ і кам'яне вугілля виділяють в окрему групу викопних джерел енергії. Викопні енергоносії необхідно економно використовувати через обмеженість їх запасів, зростання ціни на них і шкідливі викиди оксиду вуглецю, сірки, азоту.

Якщо обсяг споживання викопних джерел енергії буде залишатись на рівні 2012 року, то розвіданих запасів вистачить на наступну кількість років: нафти – на 53 роки, природного газу – на 56 років, вугілля – на 109 років.

Запасів урану, основного ядерного палива, за нинішніх темпів споживання вистачить на декілька тисяч років. Ціна енергії, отримана від цього виду палива є одною з найнижчих. За умови дотримання всіх заходів з техніки безпеки атомна енергетика значно менше впливає на навколишнє середовище, ніж викопні джерела енергії. Однак ризик техногенних катастроф, можливість створення ядерної зброї на основі палива для атомних електростанцій, сповільнюють розвиток цього виду енергетики.

Гідроенергетика також належить до відновлювальних джерел енергії. Однак історично її розглядають як окремий вид енергетичного ресурсу. Це пов'язано з тим, що вона почала активно розвиватись з 30-х років ХХ сторіччя, тоді як інші види відновлювальної енергетики – з 70-80 років. Розрізняють велику і малу гідроенергетику. Потенціал великої енергетики в світі використовують на досить високому рівні (біля 50%) з поступовим введенням в експлуатацію нових потужностей. Мала гідроенергетика почала активно розвиватись лише наприкінці ХХ ст., оскільки має меншу окупність. Однак техногенний вплив на навколишнє середовище за умови експлуатації об'єктів малої гідроенергетики мінімальний, оскільки дозволяє отримувати енергію без зміни русла і затоплення прибережних територій.

Структуру споживання енергоресурсів показано на рис. 1.4.

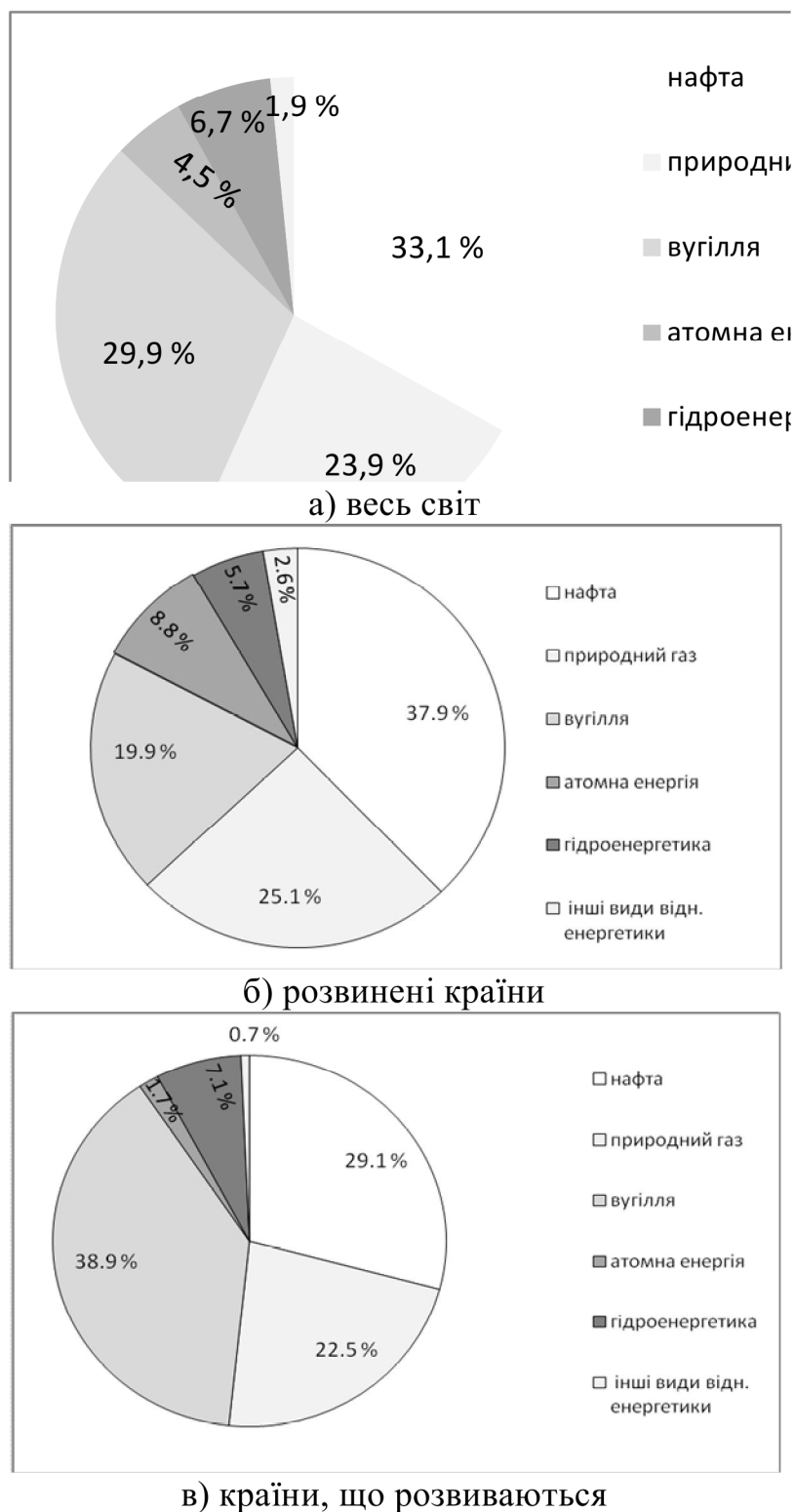


Рис. 1.4. Структура споживання енергоресурсів

З рис. 1.4 можна зробити висновок, що для виробництва енергії переважно використовують викопні джерела (біля 87 % усієї енергії). Доля відновлювальної енергетики складає лише 8,6 %. До того ж відновлювальна енергетика активніше розвивається у розвинутих країнах світу внаслідок державних дотацій.

Структуру споживання енергоресурсів в Україні показано на рис. 1.5.

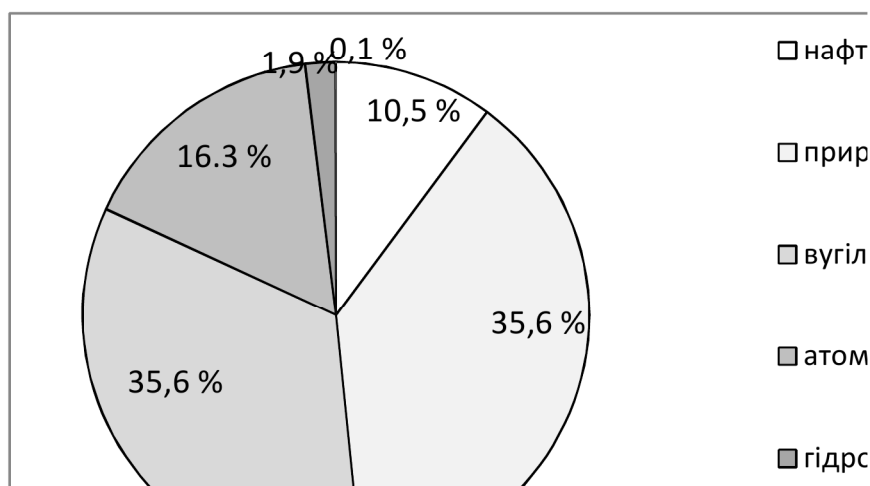


Рис. 1.5. Структура споживання енергоресурсів в Україні

З рис. 1.5 можна зробити висновок, що залежність енергетики України від викопних джерел складає 82 %, що дещо менше загальносвітових показників. Це пояснюється великою часткою енергоресурсів, отримуваних від ядерної енергетики – 16 %. Однак українська промисловість має велику залежність від природного газу. Зважаючи на його високу ціну, споживання природного газу доцільно замінити на кам'яне вугілля, запасів якого Україні вистачить більше ніж на 300 років.

Використання відновлювальних джерел енергії (крім гідроенергетики) в Україні нижче загальносвітових (2 %). Проте цей сегмент енергетики швидко зростає протягом останніх декількох років. Зокрема в 2012 році загальний обсяг енергії, вироблений об'єктами відновлювальної енергетики (окрім гідроенергетики) зріс у 4 рази.

За прогнозами аналітиків компанії *British Petroleum* до 2030 року частка енергоносіїв, отриманих з викопних джерел енергії, зменшиться до 82 %, частка відновлювальної енергетики зросте до 12 %, а відносна кількість енергії, отримана від ядерної енергетики, зміниться не значно. Динаміку зміни споживання енергії показано на рис. 1.6.

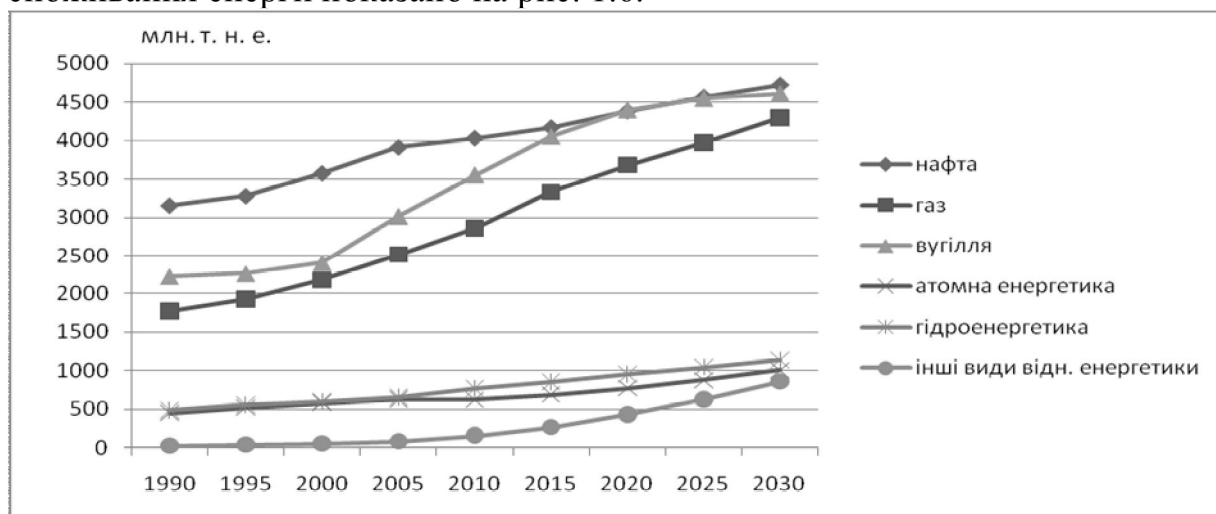


Рис. 1.6. Прогноз споживання енергоресурсів до 2030 року

З аналізу прогнозних даних рис. 1.6, можна зробити такі висновки:

- використання відновлювальних джерел енергії найближчі 20 років дасть змогу заощадити викопні енергоресурси;
- цілковита відмова від викопних джерел енергії – справа далекої перспективи.

Класифікація галузей відновлювальної енергетики

Відновлювальну енергетику розділяють на наступні галузі:

- вітроенергетика;
- сонячна енергетика:
 - електрична;
 - теплова;
- гідроенергетика;
- біопаливо:
- геотермальна енергетика;
- паливні елементи.

Технічно-досяжний потенціал вироблення енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива в одиницях умовного палива (у.п.) і в нафтовому еквіваленті (н.е) для України наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Потенціал відновлювальної енергетики України

№ з/п	Напрямок відновлювальної енергетики	Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал,	
		млн. т. у. п.	млн. т. н. е.
1.	Вітроенергетика	28,0	19,6
2.	Сонячна енергетика	6,0	4,2
2.1.	- електрична	2,0	1,4
2.2.	- теплова	4,0	2,8
3.	Гідроенергетика	7,0	4,9
3.1.	Велика гідроенергетика	5,0	3,5
3.2.	Мала гідроенергетика	2,0	1,4
4.	Біопаливо	31,0	21,7
5.	Геотермальна теплова енергетика	30,0	21
Загальний обсяг		102	71,4

На даний момент відновлювальні джерела на території України виробляють близько 2.5 млн. т. н. е. енергії (майже вся енергія генерується великими ГЕС), тобто потенціал відновлювальної енергетики України використовується на 3 %. Причиною таких низьких показників є висока собівартість енергії у порівнянні з викопними джерелами енергії. Конкурентними галузями відновлювальної енергетики є гідро- і біоенергетика. Собівартість енергії отримана з інших відновлювальних джерел поступово знижується, тому з часом їх використання теж стане економічно доцільним.

На даному етапі більшість галузей відновлювальної енергетики розвивається за державної підтримки. Для цього використовують ряд механізмів:

- ратифікація міжнародних угод з енергозбереження (Київський протокол, Енергетична хартія);
- затвердження національних програм з розвитку відновлювальної енергетики, в рамках яких:
 - енергію, вироблену відновлювальними джерелами, держава заковує за вищим, «зеленим» тарифом, ніж у інших виробників;
 - виробникам енергії з відновлювальних джерел надають податкові пільги;
 - для енергоносіїв з відновлювальних джерел енергії надають квоти на ринку енергоресурсів.

В Україні діють дві національні програми з енергозбереження:

- державна цільова економічна програма енергоефективності на 2010-2015 роки;
- енергетична стратегія України на період до 2030 року.

Вище зазначені документи розглянемо детальніше.

Державна цільова економічна програма енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії на 2010-2015 рр.

Цілі програми:

- 1) створити умови для зниження рівня енергоємності на одиницю ВВП на 20 % у порівнянні з 2008 роком;
- 2) збільшити частку енергоносіїв, отриманих з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива, до 10 %.

Заходи з енергозбереження:

- впровадження новітніх технологій виробництва та споживання енергетичних ресурсів;
- використання енергії Сонця та геотермальної енергії;
- видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ і сланцевого газу як альтернативних видів палива;
- виробництво та використання біопалива;
- розвиток вітроенергетики, малої гідроенергетики і біоенергетики;
- модернізація газотранспортної системи, систем тепло- та водопостачання, теплових електростанцій та теплоелектроцентралей;
- здійснення заходів щодо зменшення обсягу споживання енергоресурсів установами, які фінансуються з державного бюджету;
- створення сприятливих умов для залучення вітчизняних та іноземних інвестицій у сферу енергоефективності та енергозбереження;
- проведення структурної перебудови підприємств, спрямованої на зниження матеріало- та енергоємності виробництва;

Орієнтовний обсяг фінансування:

285,32 млрд. гривень, у тому числі 30,1 млрд. – за кошти державного бюджету, 15 млрд. – за кошти місцевих бюджетів, 240,22 млрд. гривень фінансується з інших джерел.

Енергетична стратегія України на період до 2030 року

Цілі Енергетичної стратегії

- створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля та забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки паливно-енергетичного комплексу;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів внаслідок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій;
- інтеграція Об'єднаної енергосистеми України до європейської енергосистеми з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави нафти і газу;
- збільшення частки енергії від відновлювальних джерел енергії до 12 %.

Завдання та напрями Енергетичної стратегії

1. Формування цілісної та дієвої системи управління і регулювання в паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв.
2. Створення передумов для докорінного зменшення енергоємності вітчизняної продукції внаслідок впровадження нових технологій.
3. Розвиток експортного потенціалу енергетики, переважно, завдяки продажу електроенергії з поступовою модернізацією та оновленням генеруючих потужностей, ліній електропередач, в тому числі міждержавних.
4. Розвиток вітчизняного енергетичного машинобудування, приладобудування та енергобудівельного комплексу як передумови конкурентоспроможності підприємств України в енергетичних проектах, в т.ч. за кордоном.
5. Оптимізація видобутку власних енергоресурсів.
6. Диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергетичних продуктів, а також диверсифікація маршрутів їх транспортування.
7. Створення єдиної державної системи статистики, стратегічного планування, моніторингу виробництва і споживання енергетичних продуктів, формування балансів їх попиту та пропозицій.
8. Збалансування цінової політики щодо енергетичних продуктів.
9. Нормативно-правове забезпечення реалізації цілей Енергетичної стратегії з врахуванням існуючих міжнародних зобов'язань, передбачених

Договором до Енергетичної Хартії, Кіотським протоколом, численними двосторонніми міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

В Україні діють такі податкові пільги для відновлювальної енергетики:

- звільнення від оподаткування 80 % прибутку підприємств у сфері відновлювальної енергетики отриманого від продажу на митній території України товарів власного виробництва за переліком, встановленим Кабінетом Міністрів України.

- звільнення від оподаткування 50 % прибутку, отриманого від здійснення енергоефективних заходів та реалізації енергоефективних проектів підприємств, що включені до Державного реєстру підприємств, установ, організацій, які займаються розробкою, впровадженням та використанням енергозберігаючих заходів та енергоефективних проектів.

- звільнення від оподаткування операцій із ввезення на митну територію України енергозберігаючих матеріалів, обладнання, устаткування та комплектуючих.

- звільнення від сплати податку на додану вартість операцій із постачання техніки, обладнання, устаткування, визначених статтею 7 Закону України «Про альтернативні види палива» строком до 1 січня 2019;

- звільнення від оподаткування прибутку виробників біопалива.

Для всіх виробників у сфері відновлювальної енергетики діє зелений тариф. Ціни на електроенергію за зеленим тарифом, вироблену різними видами відновлювальних джерел енергії, вказано у табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Зелений тариф

Вид відн. джерела	Потужність, кВт	Тариф, євро/кВт·год				
		до 31.03.13	01.04.13-31.12.14	01.01.15-31.12.2019	01.01.20-31.12.24	01.01.25-31.12.29
Вітер	до 600	0,06462	0,06462	0,058158	0,051696	0,045234
	600-2000	0,07539	0,07539	0,067851	0,060312	0,052773
	понад 2000	0,113085	0,113085	0,1017765	0,090468	0,0791595
Сонце (електростанції на поверхні землі)	без обмежень	0,465264	0,339255	0,3053295	0,271404	0,2374785
Сонце (електростанції на дахах або фасадах будівель)	до 10	-	0,358641	0,3227769	0,2869128	0,2510487
	10-100	0,426492	0,358641	0,3227769	0,2869128	0,2510487
	понад 100	0,445878	0,348948	0,3140532	0,2791584	0,2442636
Біомаса та біогаз	без обмежень	0,123855	0,123855	0,1114695	0,099084	0,0866985
Мала гідроенергетика	до 200	0,077544	0,19386	0,174474	0,155088	0,135702
	200-1000	0,077544	0,155088	0,1395792	0,1240704	0,1085616
	1000-10000	0,077544	0,116316	0,1046844	0,0930528	0,0814212

Перед проектуванням відновлювальних джерел енергії, які працюють за зеленим тарифом, необхідно отримати ліцензію, а під час їх спорудження певну частку обладнання і матеріалів необхідно купувати у національного виробника. Дані щодо частки національної складової наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Частка національної складової фінансування

Тип відновлювального джерела	Розмір національної складової для об'єктів, введених в експлуатацію			
	01.07.13-01.01.14	01.01.14-01.07.14	01.07.14-01.01.15	після 01.01.15
Вітер	30 %	30 %	50 %	50 %
Сонце	30 %	30 %	50 %	50 %
Біомаса	30 %	30 %	50 %	50 %
Біогаз	0 %	30 %	30 %	50 %

Зважаючи на наведені заходи, Україна найближчим часом має збільшити частку енергії, отримуваної від відновлювальних джерел, до загальносвітового рівня. Обов'язковим складником систем електроживлення на основі відновлювальних джерел енергії є хімічні джерела струму, які накопичують і перерозподіляють у часі нестабільну енергію. Вибір типу хімічних джерел і розрахунок їх параметрів залежить від режиму роботи.

Запитання

1. Назвіть основні заходи з енергозбереження.
2. Наведіть формулу для розрахунку енергоємності виробництва.
3. Вкажіть частку викопних джерел енергії в структурі споживання енергії.
4. Назвіть основні види відновлювальних джерел енергії.
5. Назвіть основні методи стимулювання відновлювальної енергетики.
6. Поясніть значення терміну «зелений тариф».
7. Назвіть основні положення енергетичної стратегії України до 2030 року.

Лекція № 2. Хімічні джерела струму

Основні терміни і визначення

Хімічне джерело струму – джерело ЕРС, в якому енергія хімічних процесів безпосередньо перетворюється на електричну енергію.

Електричний акумулятор – хімічне джерело струму багаторазової дії для накопичення енергії і автономного живлення електронних пристроїв і обладнання.

Акумуляторна батарея – декілька акумуляторів, з'єднаних паралельно або послідовно.

Сепаратор – тонкий пористий лист, який використовують для розділення додатного і від'ємного електродів хімічного джерела струму.

Ефект пам'яті – втрата ємності акумулятора під час заряджання не повністю розрядженого акумулятора. Це явище притаманне нікель-кадмієвим і нікель-металогідридним акумуляторам.

Паливний елемент – хімічне джерело струму, за принципом дії схоже на гальванічний елемент, але відрізняється від нього тим, що речовини для хімічної реакції подають до нього зовні.

Параметри хімічних джерел струму

Хімічні джерела струму (ХДС) використовують для автономного електроживлення електричного обладнання, електронних і електротехнічних пристроїв. ХДС залежно від можливості повторного використання поділяють на:

- гальванічні елементи;
- електричні акумулятори;
- паливні елементи.

Всі типи ХДС мають схожу конструкцію і принцип роботи. ХДС складено з двох електродів: аноду, який містить окисник, і катоду, який містить відновник. Між анодом і катодом розміщено електроліт. Основою роботи ХДС є хімічна реакція взаємодії окисника і відновника. У процесі взаємодії окисник відновлюється і приєднує електрони, а відновник окислюється і віддає електрони.

У гальванічних елементах і електричних акумуляторах окисник і відновник розміщені всередині корпусу ХДС, а в паливних елементах – ззовні. Тому перші два типи ХДС мають обмежену енергоємність. Енергоємність паливного елемента залежить лише від кількості поданих взаємодіючих речовин.

Гальванічні елементи і акумулятори мають такі технічні параметри:

1. Напруга холостого ходу E_{xx} .
2. Внутрішній опір елемента r_e .
3. Розрядний струм елемента I_p .
4. Розрядна напруга $U_p = E_{xx} - I_p r_e$.
5. Розрядна ємність елемента $C_p = I_p t_p$, де t_p – час розряду гальванічного елемента.
6. Питома розрядна ємність $c_p = C_p/m$, де m – маса гальванічного елемента.

7. Розрядна енергія елемента $W_p = U_p I_p t_p$.

8. Саморозряд – втрати ємності елемента за певний час.

Електричний акумулятор має декілька додаткових параметрів, що характеризують процес його заряду:

1. Зарядна напруга $U_3 = E_{xx} + I_3 r_3$.

2. Зарядна ємність елемента $C_3 = I_3 t_3$.

3. Питома зарядна ємність $c_3 = C_3/m$.

4. Зарядна енергія елемента $W_3 = U_3 I_3 t_3$.

5. Коефіцієнт віддачі за ємністю $\eta_C = C_p/C_3$.

6. Коефіцієнт віддачі за енергією $\eta_W = W_p/W_3$.

7. Кількість циклів заряд-розряд Z .

8. Глибина розряду q .

Гальванічні елементи

Існує досить широка номенклатура гальванічних елементів їх основні параметри вказані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Характеристики гальванічних елементів

Система Анод електроліт катод	Напруга, В, середня/ кінцева	Пит. ємність, Вт·год/кг / Вт·год/л	Питома потужність	Робоча темп., °С	Саморозряд за 20 °С, % в рік
1. Zn ZnCl ₂ , NH ₄ Cl MnO ₂	1,25-1,1/0,9	65/100	Низька	-5..+45	10
2. Zn ZnCl ₂ MnO ₂	1,25-1,1/0,9	85/165	Низька - середня	-10..+50	7
3. Zn KOH MnO ₂	1,25- 1,15/0,9	125/330	Середня	-20..+50	4
4. Zn KOH HgO	1,3-1,2/0,9	105/325	Середня	0..+55	3
5. Zn KOH Ag ₂ O	1,6-1,5/1,0	120/500	Середня	0..+55	6
6. Zn KOH повітря	1,3-1,1/0,9	340/750	Низька	0..+50	2
7. Li LiClO ₄ CuO ₂	1,5-1,4/0,9	285-300/ 480-600	Низька	-10..+70	1 - 2
8. Li LiClO ₄ MnO ₂	3,0-2,7/2,0	230/550	Середня	-20..+55	1- 2
9. Li LiBF ₄ (CF) _n	2,7-2,6/2,3	220/410	Низька - середня	-20..+60	0,5 - 1
10. Li LiBr SO ₂	2,9-2,7/2,0	300/415	Висока	-55..+70	2
11. Li LiAlCl ₄ , SOCl ₂ SOCl ₂	3,5-3,2/3,0	320-650/ 700-1000	Середня - висока	-55..+85	1 - 6
12. Li LiCl I ₂	2,8-2,6/2	300/900	Дуже низька	-10..+60	1

Найбільш розповсюдженими гальванічними елементами є марганцево-цинкові і літієві джерела струму (1, 2, 3, 8, 9 позиції в табл. 2.1). Принцип їх роботи описано нижче.

Марганцево-цинкові гальванічні елементи

Марганцево-цинкові гальванічні елементи мають дві модифікації – з електролітом на основі солі або луку. В якості електроліту в першому випадку використовують хлорид амонію NH₄Cl або хлорид цинку ZnCl₂. Додатний електрод виготовляють з суміші діоксиду марганцю та графіту, який

використовують для збільшення провідності електроду. Від'ємний електрод складається з чистого цинку з незначними антикорозійними домішками свинцю, галію або кадмію.

Сумарна реакція для електроліту з хлориду амонію:



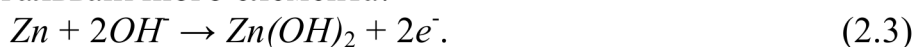
Сумарна реакція для електроліту з хлориду цинку:



Час роботи гальванічних елементів з хлоридно-цинковим електролітом за великих струмів в 1,5 – 2 рази більше ніж у батарейок з хлоридом амонію.

У лужних марганцево-цинкових гальванічних елементах активним матеріалом аноду є порошкоподібний цинк високої чистоти. Активна маса катоду містить діоксид марганцю та графіт. Для виготовлення електроліту застосовують концентровані розчини KOH , $NaOH$ з додаванням ZnO .

Сумарна реакція гальванічного елемента:



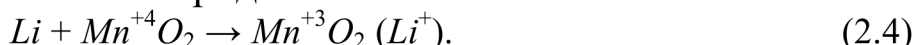
Порошковий цинковий електрод забезпечує значне збільшення використання активного матеріалу в порівнянні з сольовими батарейками. За умови безперервного розряду середніми і високими струмами лужні елементи забезпечують в 7-10 разів більшу ємність за однакових габаритів в порівнянні з сольовими батарейками. Швидкість розряду лужних і сольових батарейок (10-15) % в рік. Строк придатності у сольових – 1-3 роки, лужних 5-10 років.

Літієві гальванічні елементи

Літієві гальванічні елементи мають вищу питому ємність та вихідну напругу, яка складає 1,5-3,5 В. Катод літієвих гальванічних елементів виготовляють з оксиду марганцю, оксиду сірки, оксиду міді, поліфторвуглеця. Оскільки літій дуже активний метал, до гальванічних елементів цього типу ставлять високі вимоги щодо герметичності.

Джерела струму на основі системи літій-діоксин манганцю ($Li|MnO_2$)

Сумарна реакція на електродах:



Електроліт – перхлорат літію в змішаному органічному розчиннику.

Застосовують для побутових пристроїв. Строк зберігання – 10 років.

Джерела струму на основі системи літій - йод ($Li|I_2$)

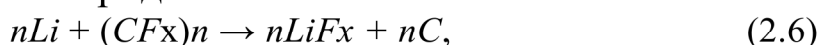
Сумарна реакція на електродах:



В результаті реакції літію і йоду утворюється твердий йодид літію, який є електролітом і сепаратором, що розділяє дві активні речовини. Під час роботи гальванічного елемента не утворюється газів. Літій-йодний гальванічний елемент має високу надійність, його застосовують переважно в медицині. Строк зберігання – 10-15 років.

Джерела струму на основі системи літій - поліфторвуглець

Сумарна реакція на електродах:



де n – кількість атомів речовин-реагентів і продуктів реакції.

Гальванічні елементи застосовують у мобільній техніці. Строк зберігання – 10-15 років.

Електричні акумулятори

Електричні акумулятори внаслідок можливості багаторазового використання мають більший строк служби і меншу вартість експлуатації, тому їх використовують частіше ніж гальванічні елементи.

Типові режими експлуатації акумуляторів:

1. Буферний режим, в якому акумулятор працює паралельно з основним джерелом напруги. В такому режимі роботи акумулятор використовують як резервне джерело живлення. В цьому режимі роботи періоди розряду акумулятора значно коротші ніж періоди заряду.

2. Циклічний режим, який характеризується повним зарядом і розрядом акумулятора впродовж певного періоду.

3. Змішаний режим.

Найбільш розповсюдженими є такі типи електричних акумуляторів:

- свинцево-кислотні;
- нікель-кадмієві NiCd;
- нікель-металогідридні NiMH;
- літій-іонні Li-ion;
- літій-полімерні Li-pol.

Технічні характеристики електричних акумуляторів наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Технічні характеристики акумуляторів

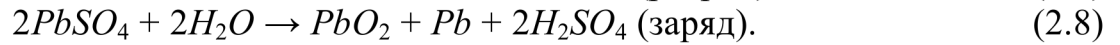
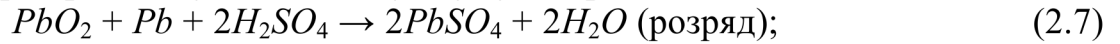
Параметр	Тип акумулятора				
	Св.-кисл.	NiCd	NiMH	Li-ion	Li-pol
Питома ємність, Вт·год/кг	30-50	45-80	60-120	110-200	100-135
Внутрішній опір, мОм	< 100	100-200	200-300	150-250	200-300
Напруга на елементі, В	2	1,2	1,2	3,6	3,6
Число циклів заряд/розряд	200-300	1500	300-500	500-1000	300-500
Час швидкого заряду, год.	8-16	1	2-4	2-4	2-4
Глибина розряду, %	20-40	100	100	50	50
Допустимий перезаряд	Високий	середній	низький	дуже низький	Низький
Саморозряд за 1 міс. при t = 20 °С	5	20	30	10	10
Струм навантаження відносно ємності С:					
- піковий;	5С	20С	5С	> 2С	> 2С
- номінальний	0.2С	1С	0.5С	1С	1С
Діапазон робочих темп., °С	-20..+60	-40..+60	-20..+60	0..+60	0..+65

Принцип роботи і особливості конструкції кожного типу акумулятора наведені нижче.

Свинцево-кислотні акумулятори

У свинцево-кислотних акумуляторах електролітом є розчин сірчаної кислоти H_2SO_4 , активною речовиною аноду – свинець, катоду – оксид свинцю.

Сумарна реакція у свинцевому акумуляторі:



Напруга холостого ходу зарядженого акумулятора складає 2,15 В, розрядженого 1,95 В. Акумуляторна батарея містить від трьох до шести послідовно з'єднаних гальванічних елементи, рис. 2.1.

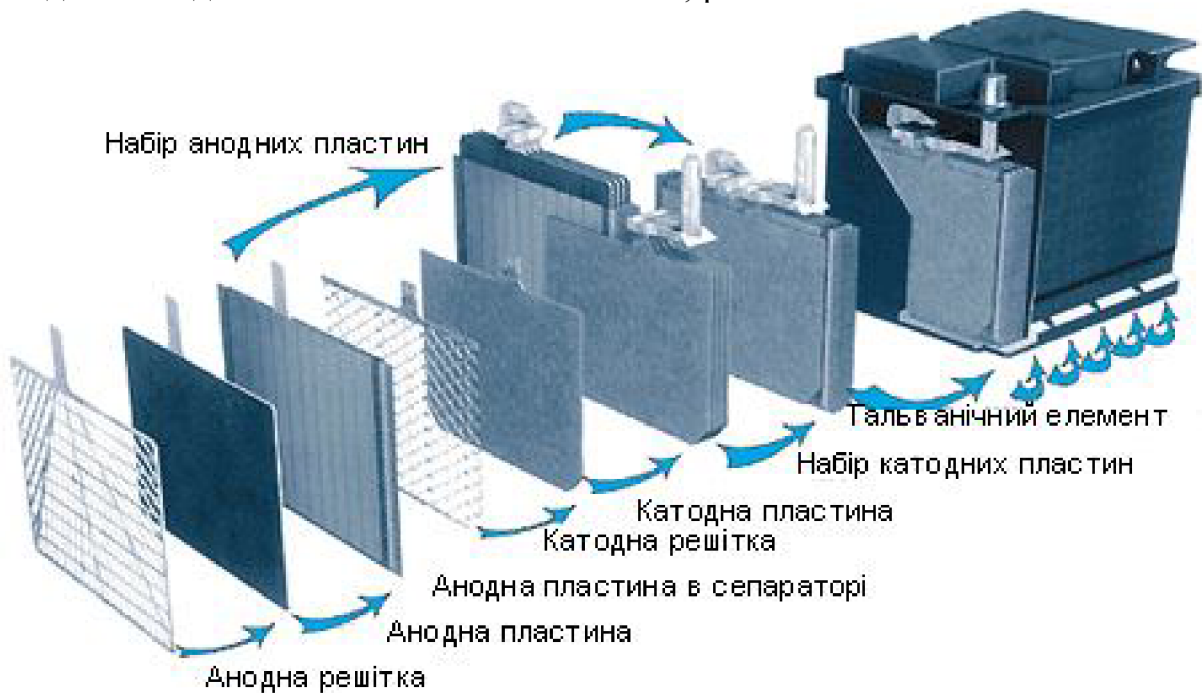


Рис. 2.1. Конструкція акумуляторної батареї свинцево-кислотних акумуляторів

Існує декілька модифікацій кислотно-свинцевих акумуляторів, які відрізняються між собою конструктивними особливостями:

1. Акумулятори з рідким електролітом, що в свою чергу поділяють на:
 - з обслуговуванням;
 - без обслуговування.
2. Герметизовані акумулятори з регульованими клапанами:
 - з електролітом, абсорбованим сепараторами;
 - з гельовим електролітом.

Перше покоління кислотно-свинцевих акумуляторів – батареї з рідким електролітом закритого і відкритого типів. В акумуляторах відкритого типу електроліт безпосередньо контактує з повітрям. Основні витрати під час їх експлуатації пов'язанні з частим додаванням дистильованої води і вентиляцією приміщень, в яких знаходяться акумулятори. Акумулятори закритого типу мають спеціальні корки, що перешкоджають потраплянню у навколишнє середовище парів сірчаної кислоти. Існують модифікації акумуляторів закритого типу, які не потребують обслуговування. Такі батареї використовують в автотракторній техніці як стартерні і тягові.

Другим поколінням акумуляторів є герметизовані акумулятори з гелевим електролітом. У них замість рідкого електроліту використовують гель, який складається з суміші сірчаної кислоти H_2SO_4 і оксиду кремнію SiO_2 – силікогелю. Гельові акумулятори не потребують обслуговування протягом усього строку експлуатації. Для усунення газовиділення їх заряджають пристроями з нестабільністю напруги не більше ніж 1 %. Такі акумулятори критичні до температури навколишнього середовища.

Третє покоління акумуляторів – герметизовані з електролітом, абсорбованим сепараторами. Сепаратор – це пориста система, в якій капілярні сили утримують електроліт. У герметизованих акумуляторах маленькі пори сепаратора заповнено електролітом, а великі – залишались вільними для циркуляції газів, які вивільняються під час хімічних реакцій. Вплив газоутворення і температури на роботу таких акумуляторів мінімальні. Як і для гелевих акумуляторів, для них необхідні зарядні пристрої з нестабільністю напруги не більше 1 %.

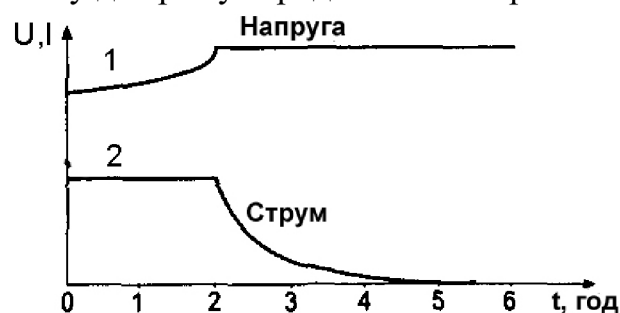
Заряд акумулятора

Час заряджання свинцево-кислотних акумуляторів – (12-16) год. Якщо збільшити зарядний струм і застосувати багатоступінчаті методи заряду, цей час можна скоротити до 8 год.

Існує декілька методів заряджання свинцевих акумуляторів.

1. Постійною напругою. За умови використання цього методу до виводів батареї прикладається напруга (2,4-2,45) В у розрахунку на кожний елемент. Заряджання батареї завершується, коли зарядний струм не змінюється протягом трьох годин. Якщо не контролювати напругу на батареї, її можна перезарядити. В цьому випадку вода починає випаровуватись з електроліту, його рівень знижується, що призводить до зниження ємності та строку служби акумуляторів.

2. Постійною напругою і струмом. Процес заряджання акумулятора цим методом має два етапи. Спочатку акумуляторну батарею заряджають постійним струмом 0,4 С з одночасним контролем напруги на батареї, після того як вона досягне значення 2,45 В на елемент за кімнатної температури, заряд продовжують постійною напругою. Час заряджання батареї цим методом складає (6-12) год. Часову діаграму заряджання батареї показано на рис. 2.2.



1 – часова діаграма напруги, 2 – часова діаграма струму

Рис. 2.2. Методика заряджання кислотно-свинцевої батареї

3. Метод двоступеневого заряду постійною напругою. Використовують для акумуляторів, які працюють у системах резервного живлення. Заряд проходить у два етапи: заряд високою напругою, а потім заряд низькою

напругою (компенсувальний заряд). На першому етапі заряджання батареї струм заряду встановлюють (0,15-0,25) С, тривалість етапу – 10 год. На другому етапі здійснюють підзарядку батареї невеликим струмом (зазвичай 0,05С).

Переваги свинцево-кислотних акумуляторів:

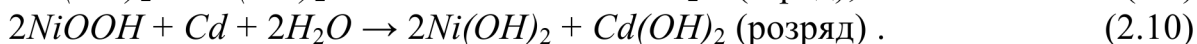
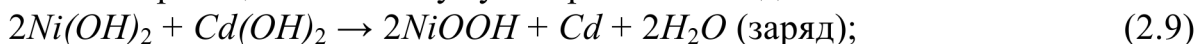
- низька ціна;
- мінімальне обслуговування;
- малий саморозряд;
- достатньо великий розрядний струм.

Недоліки:

- неможливість зберігання у розрядженому стані;
- низька питома енергоємність;
- мала кількість циклів заряд-розряд;
- шкідливість для навколишнього середовища.

Нікель-кадмієві акумулятори NiCd

Загальна реакція в NiCd акумуляторі має вигляд:



NiCd акумулятор є одним серед надійніших типів акумуляторів. до 90-х років ХХ ст. його переважно використовували для живлення портативної техніки. Цей тип акумуляторів, на відміну від інших, потребує періодичного повного розряджання, якщо його не здійснювати, на електродах формуються кристали, що знижують його ємність (так званий «ефект пам'яті»).

NiCd акумулятори переважно виготовляють у циліндричному корпусі, що може витримувати високий тиск під час заряду і розряду акумуляторів (до 14 атм.). Такий корпус має систему вентиляції клапанного типу, яка спрацьовує за умови перевищення граничного тиску. На рис. 2.3 показано конструкцію циліндричного NiCd акумулятора.



Рис. 2.3. Конструкція циліндричного NiCd акумулятора

Методи заряджання NiCd акумуляторів поділяють на типи залежно від тривалості процесу заряду на:

- 1) повільний;
- 2) середньої швидкості;
- 3) швидкий.

У повільному режимі акумулятор заряджають постійним струмом 0,1 С (12-15) год. Відключення батарей здійснюють вручну.

За умови використання методу заряджання середньої швидкості струм складає (0,2-0,3) С, що дозволяє зменшити час заряджання до (5-8) год. В цьому режимі процес заряджання завершується автоматично за сигналом від таймера, після чого здійснюється компенсувальний заряд батареї струмом 0,05 С.

Під час процедури швидкого заряджання акумуляторів контролюють вихідну напругу батареї зарядним пристроєм з інтегрованим мікроконтролером. Акумулятор вважають повністю зарядженим, коли його вихідна напруга стрибкоподібно зменшується на (10-30) мВ на елемент. Цей метод отримав назву від'ємний ΔV -заряд. Часову діаграму роботи зарядного пристрою з методом від'ємного ΔV -заряду показано на рис. 2.4. Тривалість заряджання батареї цим методом складає (1-2) год.

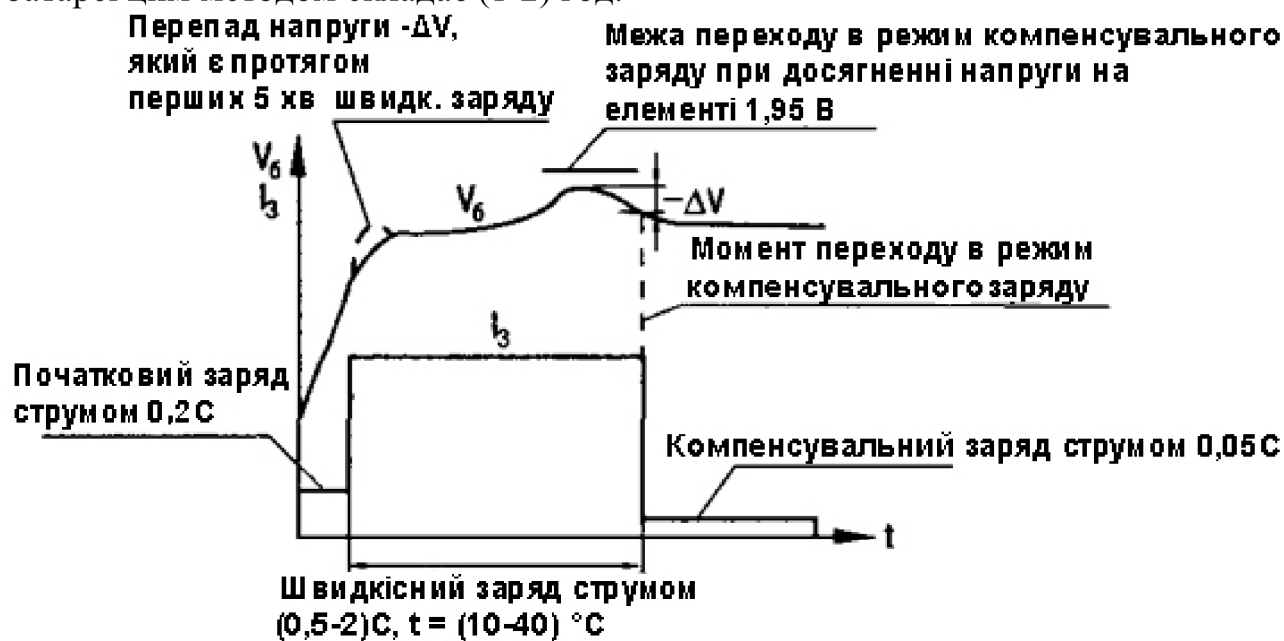


Рис. 2.4. Метод від'ємного ΔV -заряду

З діаграми ΔV -заряду видно, що процес заряджання починається з заряду струмом 0,2С. Цей етап заряджання батареї необхідний, якщо вона повністю розряджена. Після цього починається етап швидкісного заряду. На його початку має місце незначне зменшення напруги, тому що контролер не фіксує зміни напруги протягом перших 5 хв швидкісного заряду. Наприкінці заряджання батареї напруга на ній знижується на 20 мВ на кожному елементі, що є сигналом для переходу в режим компенсувального заряду, що усуває розряд батареї. Одразу після етапу швидкого заряджання батарея готова для використання.

Якщо елементи батареї неузгоджені між собою (мають різну ємність), то вони заряджаються з різною інтенсивністю і перепади напруги ΔV кожного елемента виникають у різні моменти часу та мають незначне значення, яке не фіксується контролером. Тому в зарядному пристрої передбачене примусове переключення батареї в режим компенсуючого заряду за умови досягнення напруги 1,95 В на елемент. Щоб падіння напруги було достатньо великим, струм заряду батареї повинен бути не меншим ніж 0,5 С. Протягом швидкого заряджання температура батареї підвищується, тому в якісних зарядних пристроях передбачена система термозахисту батареї. Для цього в корпус батареї монтується сенсор температури, який вимірює швидкість підвищення температури батареї за формулою $\Delta T/\Delta t$. Такий метод контролю отримав назву методу ΔT -заряду. Термозахист спрацьовує за умови підвищення температури швидше ніж на 1°C за хвилину або за температури 60 °C.

Значне збільшення температури батареї відбувається наприкінці її заряджання, коли здатність батареї запасати енергію істотно зменшується. На цій особливості побудовано зарядні пристрої надшвидкісного заряджання, в яких на початковому етапі заряджання зарядний струм батареї складає (1,5-5) С, що дозволяє зарядити батарею на 70 % за декілька хвилин, після чого струм зменшується до стандартних значень. Для зменшення нагрівання батареї, збільшення строку служби і зменшення «ефекту пам'яті» заряд NiCd батареї здійснюють імпульсним струмом.

Переваги NiCd акумуляторів:

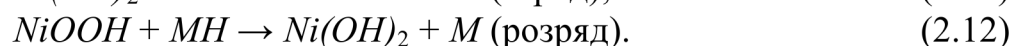
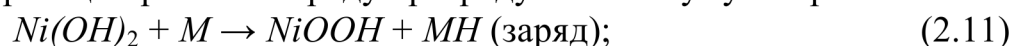
- швидкий заряд;
- великий строк служби – до 1000 циклів заряд-розряд;
- велика навантажувальна здатність;
- збереження ємності під час експлуатації за низьких температур;
- можливість зберігання в розрядженому стані;
- невисока ціна.

Недоліки:

- необхідність періодичного розряджання акумулятора для усунення «ефекту пам'яті»;
- достатньо великий саморозряд;
- токсичність речовин, які використовують для виробництва акумулятора.

Нікель-металогідридні акумулятори NiMH

В NiMH акумуляторах використовують сплави, які можуть утримувати водень: нікель-залізні, марганцево-цинкові, марганцево-нікелеві або лантано-нікелеві. Хімічні реакції протягом заряду і розряду NiMH акумуляторів є такими:



Цей тип акумуляторів має на 40 % вищу питому ємність у порівнянні з NiCd за незначної різниці в ціні. Конструкція NiMH акумуляторів подібна до NiCd, рис. 2.3.

Зарядні пристрої NiMH батарей за принципом дії подібні до NiCd батарей, однак відрізняються вищою точністю. Це пов'язано з тим, що перепад напруги ΔV у NiMH батарей складає 15 мВ, а перегрів батареї внаслідок її перезаряду є значно більшим ніж у NiCd. У зв'язку з цим, для заряджання NiMH застосовують тільки метод швидкого заряду з контролем температури, оскільки за умови заряджання неповністю розрядженої батареї цими методами є ризик перегрівання акумуляторів і виходу їх з ладу. У швидкісних зарядних пристроях для усунення перезаряду батарей використовують комбінацію методів ΔV і ΔT -заряду. Для зменшення перегрівання батареї частоту імпульсів зарядного струму в процесі заряджання поступово зменшують.

Переваги NiMH акумуляторів:

- вища ємність у порівнянні з NiCd акумуляторами;
- значно менший прояв «ефекту пам'яті»;
- екологічна безпечність.

Недоліки NiMH акумуляторів:

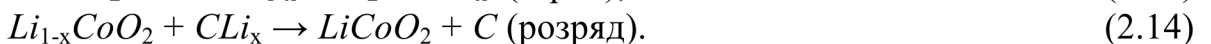
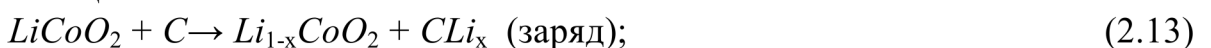
- невисокий строк роботи – 200-300 циклів заряд-розряд;
- складніший процес заряду акумулятора;
- високий саморозряд.

Літій-іонні акумулятори Li-ion

Літій має найвищий електрохімічний потенціал, тому забезпечує найвищу енергетичну ємність на одиницю маси. Однак безпосереднє використання літію, внаслідок його великої активності, є небезпечним. Тому для виготовлення акумуляторів використовують не чистий літій, а сплави до яких входять його іони. Енергетична ємність Li-іон акумуляторів більше ніж в 2 рази перевищує ємність NiCd.

У всіх Li-іон акумуляторах катод виготовляють з вуглецевих матеріалів (кокс, піролізний або мезофазний вуглець, сажа та ін.). Матеріали для виготовлення аноду – оксид кобальту, оксид нікелю, літій-марганцеві сполуки.

Реакції:



Процес заряджання Li-іон акумуляторів показано на рис. 2.5.

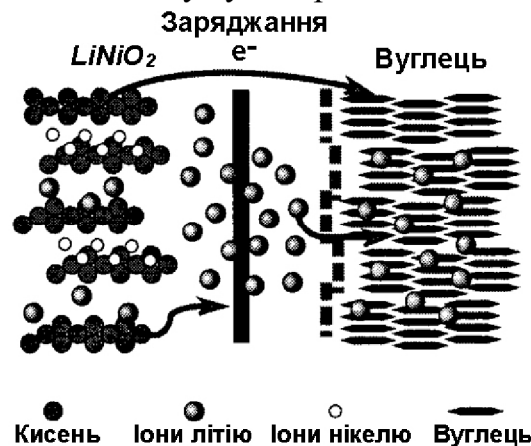


Рис. 2.5. Процес заряджання Li-іон акумулятора

Li-іон акумулятори дуже добре зарекомендували себе в експлуатації: окрім відмінних показників енергоємності вони мають низький саморозряд, високу навантажувальну здатність, не потребують обслуговування, не мають ефекту «пам'яті», їх виготовляють з екологічно безпечних матеріалів. Широке впровадження цього типу акумуляторів стримує їх висока ціна. Тому цей тип акумуляторів використовують переважно у мобільних пристроях.

Під час використання Li-іон акумуляторів необхідно дотримуватись правил безпеки: заборонено замикати клеми батареї накоротко, допускати перезарядження батареї, потрібно використовувати лише батареї з інтегрованою схемою захисту, оскільки їх електроліт вогненебезпечний. Зберігати Li-іон акумулятори необхідно у напівзарядженому стані (40-50) % за невисокої температури (10-15) °С. Конструкцію Li-іон акумуляторів показано на рис. 2.6.

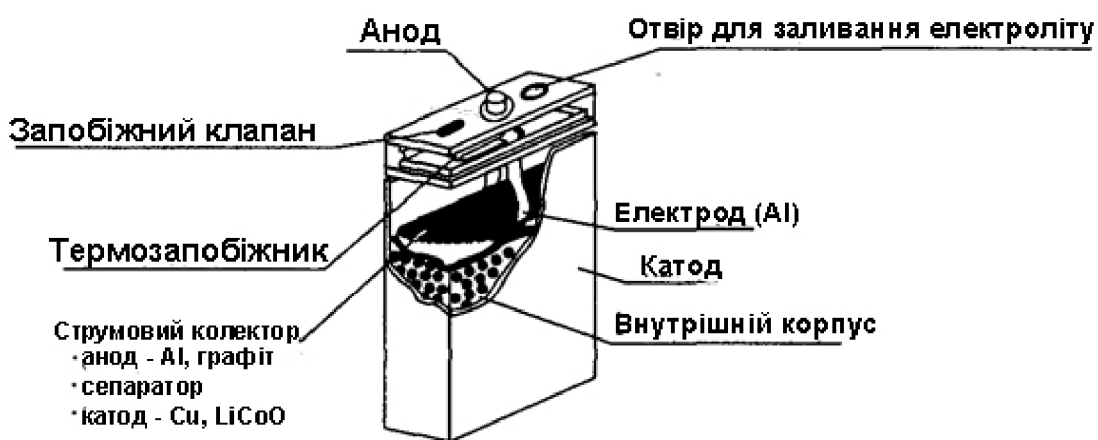


Рис. 2.6. Корпус Li-іон акумулятора

Зарядні пристрої Li-іон акумуляторів за принципом роботи подібні до зарядних пристроїв свинцево-кислотних акумуляторів – це пристрої з контролем вихідної напруги батареї. Відмінності полягають у вищій напрузі на елемент батареї, менших допустимих відхиленнях зарядної напруги і у відсутності режиму компенсуючого заряду. Процес зарядження Li-іон акумуляторів повинен завершуватись за умови досягнення напруги ($4,2 \pm 0,05$) В на елемент. Якщо сила зарядного струму дорівнює 1С, час зарядження батареї триває (2-3) год, коли батарея повністю зарядилася її зарядний струм знижують до значення 3 % від початкового. Під час зберігання батареї через певні інтервали часу її підзаряджають. Інтервал часу між підзарядженнями батареї визначають за величиною її саморозряду, який у середньому становить 500 год або 20 днів. Діаграму зарядження Li-іон акумулятора показано на рис. 2.7.

За умови перезарядження Li-іон акумуляторів до напруги вище ніж 4,3 В на елемент відбувається металізація аноду літієм, а на катоді починає виділятися кисень, що призводить до підвищення температури акумулятора і його виходу з ладу.

Переваги Li-іон акумуляторів:

- висока енергетична ємність;
- низький саморозряд;

- відсутність ефекту «пам'яті»;
- простота обслуговування.

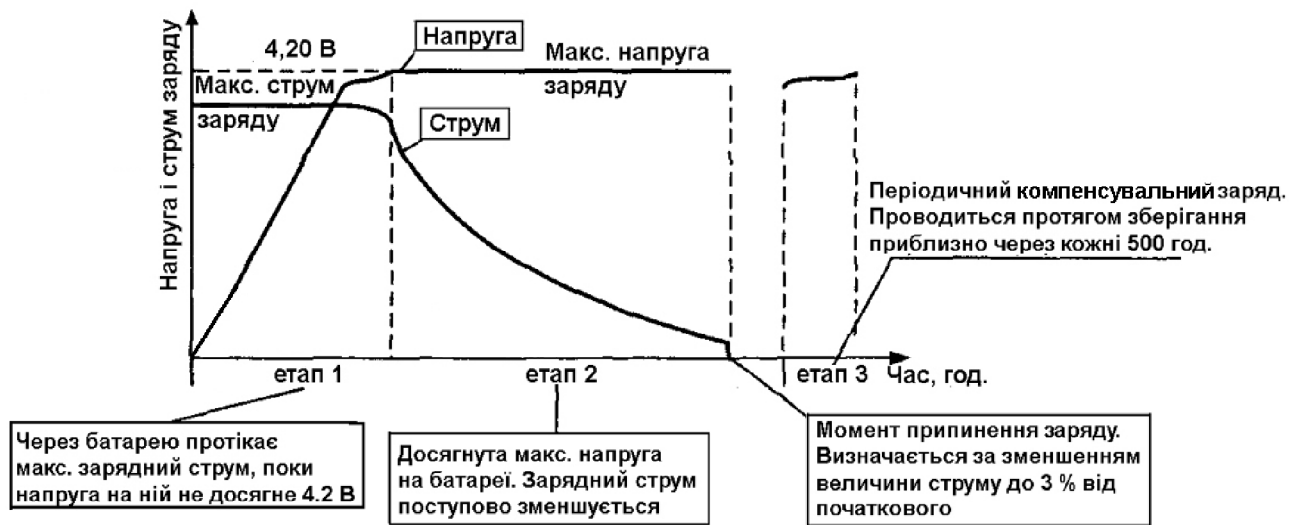


Рис. 2.7. Діаграма заряджання Li-іон акумулятора

Недоліки Li-іон акумуляторів:

- наявність інтегрованих у батарею кіл захисту за струмом і напругою;
- висока ціна.

Літій-полімерні акумулятори Li-pol

Li-pol акумулятори відрізняються від Li-іон акумуляторів типом електроліту: в таких акумуляторах використовують твердий сухий електроліт з полімеру, який схожий на плівку з пластика і не проводить електричний струм, але забезпечує вільний іонообмін. Полімерний електроліт заміняє собою пористий сепаратор, насичений електролітом, внаслідок чого підвищується безпечність використання Li-pol акумуляторів. Цей тип акумуляторів має порівняно низьку провідність, тому для її підвищення часто комбінують використання твердого і гелевого електролітів.

Процес заряджання Li-pol акумуляторів подібний до Li-іон, тому для їх заряджання використовують такі ж зарядні пристрої.

Переваги Li-pol акумуляторів:

- мала товщина корпусу акумулятора;
- довільний розмір акумулятора;
- мала маса (твердий електроліт дозволяє відмовитись від металічного корпусу);
- підвищена безпечність використання.

Недоліки:

- вища ціна, ніж у Li-іон акумуляторів;
- невисокий розрядний струм у порівнянні з Li-іон акумуляторами.

Методика вибору акумуляторної батареї

Вхідними даними для вибору акумуляторної батареї є:

- вхідна напруга на навантаженні U_H ;
- потужність навантаження P ;
- час роботи навантаження від акумуляторної батареї t .

Вибір акумуляторної батареї також ґрунтується на основі таких параметрів:

1) максимальна глибина розряду акумуляторної батареї q , яку вимірюють у відсотках від ємності батареї:

- $q = 20\%$ для свинцево-кислотних акумуляторів з рідким електролітом;
- $q = 40\%$ для свинцево-кислотних акумуляторів з гелевим електролітом;
- $q = 50\%$ для Li-ion і Li-pol акумуляторів;
- $q = 100\%$ для Ni-Cd і Ni-MH акумуляторів.

2) типове значення напруги гальванічного елемента $U_{\text{ЕЛ}}$ відповідно до типу акумулятора:

- для Ni-Cd і Ni-MH $U_{\text{ЕЛ}} = 1,2 \text{ В}$;
- для свинцево-кислотних $U_{\text{ЕЛ}} = 2 \text{ В}$;
- для Li-ion і Li-pol $U_{\text{ЕЛ}} = 3,6 \text{ В}$.

Порядок розрахунку

1. Ємність акумуляторної батареї C_B :

$$C_B = 100\% \cdot P \cdot t / (q \cdot U_H). \quad (2.15)$$

2. Кількість послідовно з'єднаних акумуляторів $N_{\text{П}}$:

$$N_{\text{П}} = U_H / U_A, \quad (2.16)$$

де U_A – напруга на одному акумуляторі.

3. Кількість паралельно з'єднаних акумуляторів $N_{\text{ПР}}$:

$$N_{\text{ПР}} = C_B / C_A, \quad (2.17)$$

де C_A – ємність одного акумулятора.

4. Кількість акумуляторів у батареї N :

$$N = N_{\text{ПР}} \cdot N_{\text{П}}. \quad (2.18)$$

Вибір типу акумулятора і його параметрів базується на розрахованих параметрах акумуляторної батареї. Крім електричних акумуляторів існують акумулятори теплової енергії – речовини з великою теплоємністю і малою теплопровідністю – гірські породи, рідини. Їх застосовують для акумуляування теплової енергії, основним джерелом якої є біопаливо.

Запитання

1. Назвіть кислоту, яку використовують як електроліт в свинцево-кислотних акумуляторах.
2. Вкажіть призначення сепаратора.
3. Назвіть речовину, яку додають до електроліту в гелевих свинцево-кислотних акумуляторах.
4. Назвіть типи акумуляторів з лужним електролітом.
5. Поясніть термін напруга холостого ходу акумулятора.
6. Поясніть причину більшої ємності хімічних джерел струму на основі літію у порівнянні з іншими хімічними джерелами струму.
7. Обґрунтуйте причину використання іонів літію в хімічних джерелах струму замість чистого літію.
8. Поясніть термін «ефект пам'яті».

Лекція № 3. Біопаливо

Основні терміни і визначення

Біопаливо – органічні матеріали (деревина, відходи деревообробної промисловості, спирти та ін.), які використовують для виробництва енергії.

Зола – мінеральний продукт, що утворюється в результаті спалювання органічних речовин.

Пелети – деревні гранули, що мають форму циліндра діаметром 6-10 мм і довжиною 50 мм, які виготовляють методом пресування.

Піроліз – термічний розклад органічних з'єднань (деревини, нафти, вугілля і т.д.) під час нагрівання без кисню або часткове спалювання з обмеженим доступом кисню.

Газифікація – різновид піролізу, під час якого паливо реагує з обмеженою кількістю кисню або повітря для перетворення вуглецю, який міститься в паливі, на горючі гази в результаті високотемпературного нагрівання (1000-2000 °C).

Етерифікація – реакція утворення складних ефірів в результаті взаємодії кислот і спиртів.

Біодизель – біопаливо на основі рослинних чи тваринних жирів, а також продуктів їх етерифікації.

Біопаливо – один з найпоширеніших джерел відновлювальної енергетики на основі використання біомаси. Щорічно приріст біомаси у світі оцінюють у 200 млрд. тонн в перерахунку на суху речовину, що енергетично еквівалентно 80 млрд. тонн нафти. Зважаючи на обсяг сировини, біопаливо є одним з перспективних джерел відновлювальної енергетики. Основним видом біопалива є деревина, яку після механічного оброблення (сушіння, подрібнення) можна використовувати замість вугілля, мазуту і газу в котельнях і тепло-електро центрах малої і середньої потужності. У результаті хімічної обробки з деяких рослинних культур можна отримати дизпаливо, мастила, метан, етанол, біогаз, що дозволяє повністю або частково відмовитись від використання викопних джерел енергії.

Загальну схему перероблення біомаси в біопаливо показано на рис. 3.1.

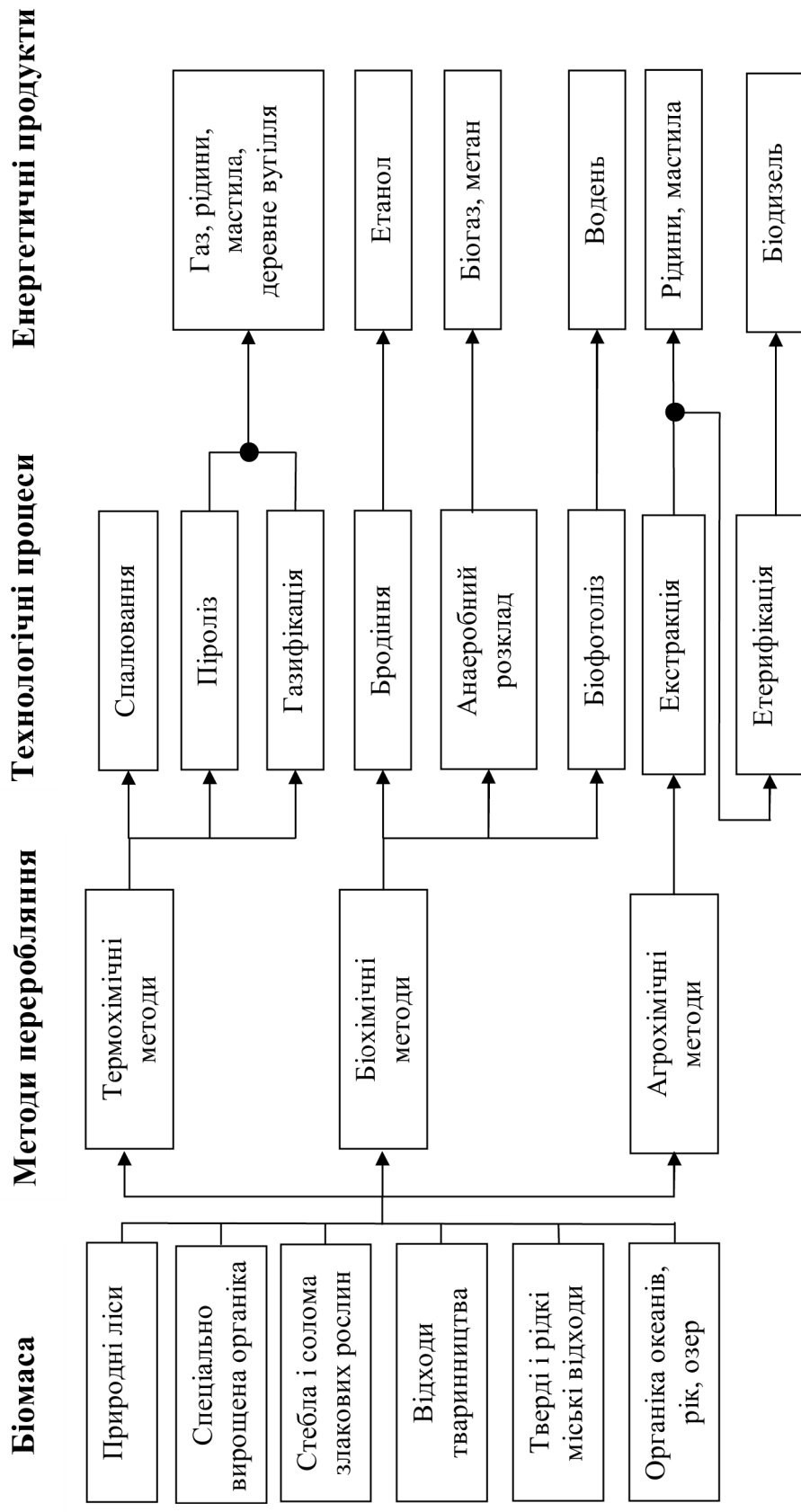


Рис. 3.1. Загальна схема перероблення біомаси

Термохімічні методи

Спалювання біомаси

Спалювання біомаси є одним з найдавніших методів її використання. Лише з середини ХХ сторіччя для отримання теплової енергії використовують викопні джерела енергії, оскільки вони мають більшу питому теплоту згорання і технологічність. Дані з питомої теплоти згорання різних видів палива наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Питома теплота згорання різних видів палива

Вид палива	Питома теплота згорання МДж/кг
Деревина:	
- Зелена	8
- Сезонна	13
- Висушена	16
Рисове лушпиння	12-15
Цукрова тростина	
Відходи тваринництва	
Торф	
Метан	55
Бензин	47
Гас	46
Дизпаливо	46
Сира нафта	43-46
Вугілля	20-30

З аналізу даних, наведених у табл. 3.1, можна зробити висновок, що викопні джерела енергії мають в 2-3 рази більшу питому теплоту згорання. Із урахуванням економічних та екологічних факторів, біопаливо використовувати доцільніше. Джерелом для цього виду біопалива є відходи деревообробної промисловості, сільського господарства або спеціально вирощена деревина (верба, тополя, евкالیпт). Властивості деревного палива змінюються в широких межах залежно від типу деревини, місця і сезону збирання, методом зберігання і транспортування. Наприклад вміст вологи у деревині може коливатись в межах (2-75) %. Внаслідок підвищення вологості температура спалювання деревини знижується, що сповільнює процес горіння і збільшує обсяг викиду шкідливих речовин у навколишнє середовище. Тому ефективне використання цього виду біопалива можливе лише після технічного оброблення: подрібнення і сушіння, що збільшує швидкість і повноту згорання палива. Після такої обробки біопаливо набуває стабільних фізико-хімічних і механічних властивостей. Це дозволяє підвищити питому теплоту згорання палива, ККД, знизити вартість і витрати на експлуатацію теплогенерувального обладнання. Найпоширенішими формами рафінованого біопалива є пелети і брикети.

Деревні брикети і пелети виготовляють із відходів деревообробної промисловості. Їх використовують у всіх видах топків, камінах, котлах

центрального опалення. Теплота згорання брикетів складає 18 МДж/кг. Позитивним аспектом використання брикетів і пелетів є їх мала зольність – (0,5-1) % (у вугілля зольність складає 40 %).

Температура горіння біомаси в котлах (900-1200)°С.

Піроліз біомаси

Піроліз органічних речовин використовують для отримання простих вуглеводнів (пропілену C_3H_6 , етилену C_2H_4), метанолу, аміаку і т.д. Для цього найчастіше використовують нафту і вугілля. У результаті піролізу органічна речовина розкладається на:

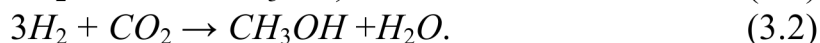
- газоподібні речовини: синтез-газ (суміш водню і оксиду вуглецю CO), метан і інші вуглеводні;
- рідкі горючі речовини;
- тверді речовини з високим вмістом вуглецю (більше 90 %).

Технологію піролізу також використовують для біомаси. Раніше піроліз біомаси найчастіше використовували для отримання з деревини деревного вугілля і дьогтю. На сьогодні технологію піролізу деревини також використовують для генерації теплової енергії і отримання метанолу CH_3OH .

Метанол отримують з синтез-газу за наступних умов:

- температура – 250 °С;
- тиск – 7 МПа;
- каталізатор – суміш оксидів цинку і міді.

Хімічні реакції утворення метанолу:



Піролізні опалювальні котли, на відміну від звичайних, мають дві камери: камера завантаження і камера горіння. У камері завантаження з обмеженою кількістю кисню повільно горить і піролізується тверде паливо за температури (400-800)°С. Гази, що виділяються під час піролізу, згорають у другій камері за температури (900-1200)°С.

В піролізних котлах може використовуватись деревина з вмістом вологи, що не перевищує 35 %. Це пов'язано з тим, що водяна пара зменшує концентрацію піролізних газів і заважає їх горінню. Тому в піролізних котлах перед використанням деревину просушують. Використання піролізу для індивідуальної і централізованої системи опалення має такі переваги:

- регулювання швидкості та інтенсивності горіння палива;
- цілковите згорання палива;
- зменшення викиду шкідливих речовин у навколишнє середовище.

Газифікація біомаси

Процес газифікації можна описати простими хімічними реакціями. Нагрівання палива до температур газифікації відбувається внаслідок того, що частина його згорає, утворюючи діоксид вуглецю:

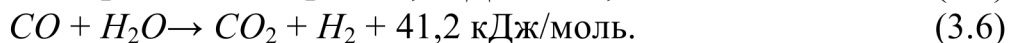


Під час протікання реакції виділяється тепла енергія 393 кДж/моль. У випадку нестачі кисню також відбувається реакція утворення оксиду вуглецю:

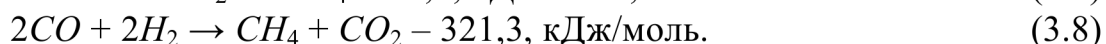


з виділенням теплової енергії 110,6 кДж/моль.

Якщо в зоні газифікації є водяна пара за високих температур відбувається реакція її перетворення:



Внаслідок цього утворюється другий горючий складник газу – водень. У випадку наявності високого тиску відбувається реакція утворення третього горючого складника – метану:



Загалом склад газу, отриманий у процесі газифікації, залежить від багатьох чинників, головним з яких є вид і характеристика палива, температура і тиск у зоні реакції. На практиці температуру процесу газифікації підтримують у межах (1100-1300) °С за тиску від 0,1 до 10 МПа.

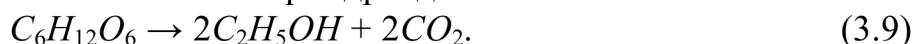
Біохімічні методи

Біохімічні методи дозволяють отримувати з певних рослинних культур біогаз, біодизель, етанол і мастила, що є альтернативою паливно-мастильним матеріалам з викопних джерел енергії. Найчастіше для перетворення біомаси на вказані продукти використовують реакції бродіння і анаеробного розкладу.

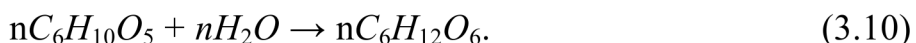
Бродіння

Операцію бродіння використовують для промислового виробництва етанолу – етилового спирту C_2H_5OH .

Етиловий спирт безпосередньо можна отримати з рослинних культур, які містять глюкозу (плодові культури, цукровий буряк, цукрова тростина). Реакція бродіння відбувається за наявності бактерій дріжджів.

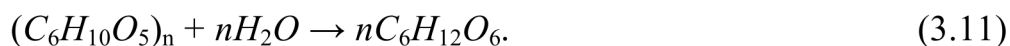


В промислових масштабах етанол отримують з культур з високим складом крохмалю (картопля, кукурудза, зернові культури). Для цього крохмаль перетворюють у цукристі речовини гідролізом з додаванням солоду. Солод містить особливий фермент, під впливом якого відбувається оцукровування (гідроліз) крохмалю, тобто перетворення його в глюкозу. Загалом цей процес описують таким рівнянням:

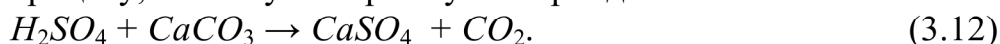


Картопля і зерно, на перероблянні яких базується виробництво етилового спирту за попереднім способом, - достатньо цінні харчові продукти. Тому їх бажано замінити нехарчовою сировиною. В зв'язку з цим знайшов широке застосування спосіб одержання спирту з целюлози, яка за своїм хімічним складом близька до крохмалю.

Цей спосіб ґрунтується на гідролізі целюлози (клітковини) з додаванням кислот і утворенням глюкози, яку потім зброджують на спирт дріжджями. З цією метою відходи дерева (ошурки, стружку тощо) нагрівають з (0,3-0,5) % сульфатною кислотою під тиском (7-10) атм. Внаслідок цього целюлоза, подібно до крохмалю, гідролізує:



Після закінчення процесу, кислоту нейтралізують крейдою:



Малорозчинний сульфат кальцію відфільтровують, а розчин піддають бродінню, додавши дріжджі. Одержаний таким способом етиловий спирт називають гідролізним. Його застосовують лише для технічних цілей, бо він містить багато шкідливих домішок, зокрема метиловий спирт, ацетон тощо. З одної тонни деревини можна одержати до 200 дм³ спирту. Це означає, що 1 т деревини може замінити 1 т картоплі або 300 кг зерна. Узагальнену схему отримання етанолу показано на рис. 3.2.

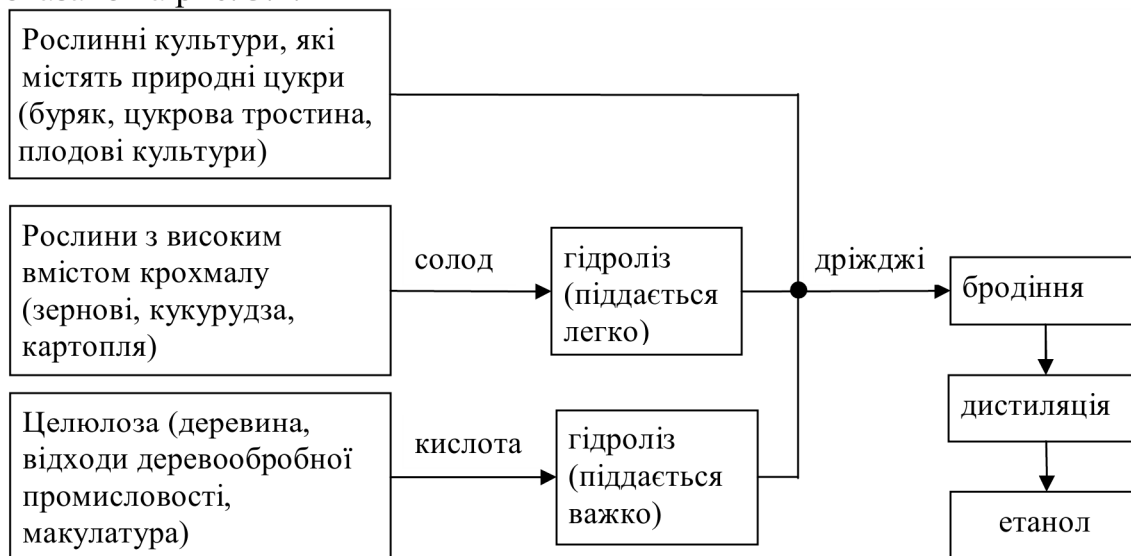


Рис. 3.2. Узагальнена схема отримання етанолу

Анаеробний розклад

Анаеробний розклад – це розклад без доступу кисню у присутності спеціальних бактерій. За умови застосування анаеробного розкладу біомаса розкладається на метан CH_4 і оксид вуглецю CO_2 . Частка енергії метану складає до 90 % від тієї, що містилась в первинній речовині. Суміш метану і оксиду вуглецю за наявності в невеликій кількості інших газів називають біогазом. Його склад: (55-80) % метану CH_4 , (15-40) % вуглекислого газу CO_2 , (0-1)% сірководню H_2S , (0-1) % азоту N_2 , (0-1) % водню H_2 . Теплота згорання залежно від складу становить (21-27) МДж/м³. Крім отримання біогазу анаеробний розклад повністю мінералізує азот, фосфор, калій та інші мікроелементи, завдяки чому вони краще засвоюються рослинами. Таким чином ця технологія дозволяє виробляти біопаливо і переробляє відходи на добриво.

Основна сировина для виробництва біогазу – це відходи тваринництва. Для цього також можна використовувати силос, солому і побутові відходи. З 1 тони відходів як правило можна отримати (250-500) м³ біогазу. Температура за якої проводять анаеробний розклад складає (20-70) °С. Процес анаеробного розкладу як правило триває (5-15) діб: за вищої температури розкладу, його тривалість зменшується. Схему біогазової установки показано на рис. 3.3.

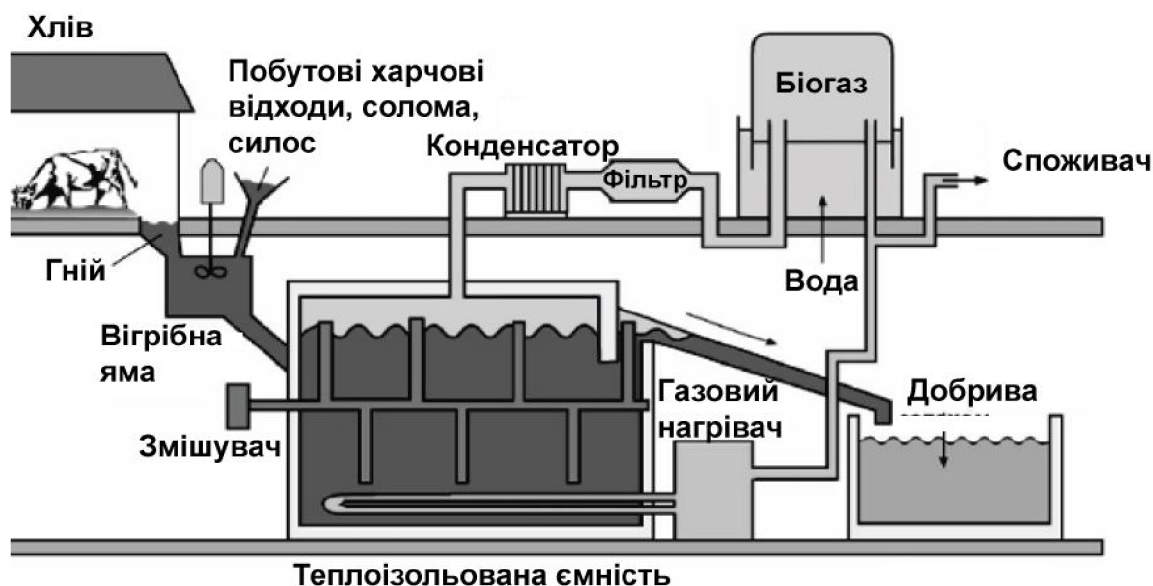


Рис. 3.3. Схема біогазової установки

Технологія отримання біодизеля

Біодизель виробляють з олій рослинних культур. Вихід масла за умови використання різних рослин наведена у табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Рослинні культури для виробництва біодизеля

Рослинна культура	Об'єм масла, л/га	Рослинна культура	Об'єм масла, л/га
Кукурудза	172	Рис	828
Овес	217	Соняшник	952
Хлопок	325	Арахіс	1059
Соя	446	Рапс	1190
Льон	478	Кокос	2689
Гірчиця	572	Водорості	95000
Кунжут	696		

Для зменшення в'язкості палива олія проходить переетерифікацію, для чого до неї додають спирт. Найчастіше використовують метанол, рідше – етанол, ізопропіловий спирт. У результаті реакції переетерифікації з суміші олії і спирту утворюється біодизель (ефір) і гліцерин. У випадку використання метанолу його змішують з олією у пропорції 1:9. У результаті переетерифікації з 1 т олії отримують 1 т біодизелю (метилового ефіру) і гліцеринову фракцію, з якої можна виділити 100 кг чистого гліцерину.

Особливості використання метанолу, етанолу і біодизеля як палива для автомобілів

Поступове зростання цін на нафтопродукти і збільшення обсягу їх використання спричинило зростання попиту на альтернативні види палива для автомобілів. Одне з провідних місць серед альтернативних видів палива займають рідкі види біопалива: метанол, етанол і біодизель. Ці види палива менше шкодять навколишньому середовищу у порівнянні з бензином і

дизельним паливом. Однак двигуни сучасних автомобілів пристосовані до палива з нафтопродуктів, тому використання біопалива має свої особливості. На даний момент широко використовують два види біопалива: етанол і біодизель. Ці види біопалива можуть додаватись до бензину або дизельного палива чи використовуватись самостійно.

Паливо з додаванням етанолу

Бензин з додаванням етанолу маркують E_{xx}, де xx – процентний вміст етанолу. Популярні марки бензину такого бензину: E5, E10, E15, E85, E100 (чистий етанол). Бензин з вмістом етанолу до 10 % можна заправляти в більшість сучасних автомобілів. Марки бензину з більшим вмістом етанолу підходять лише для автомобілів зі спеціальним двигуном. Це пов'язано з такими особливостями етанолу:

- за температури нижче -15 °С паливо з вмістом етанолу 85 % і вище замерзає;
- етанол має на 34% менше енергії на одиницю об'єму ніж бензин;
- етанол має вище октанове число ніж бензин;
- етанол поглинає воду, що сприяє розшаруванню палива на окремі фракції.

Через зазначені особливості в авто, призначених для холодного клімату, для використання етанолового палива необхідно встановлювати обігрівач. Витрати чистого етанолу в порівнянні з бензином збільшуються на 30 %. Тому для економічної доцільності використання біопалива його ціна повинна бути меншою на 30 % ніж у бензину. Окрім цього зберігати етанолове паливо необхідно в герметичних ємностях, для запобігання потрапляння вологи.

Біодизель

Паливо з додаванням біодизеля позначають B_{xx}, де xx – процентний вміст біодизеля. Чистий біодизель, на відміну від етанолу, можна використовувати для звичайних дизельних двигунів (після налаштування). Для використання біодизеля за низьких температур, необхідний нагрів двигуна. Строк зберігання біодизеля не перевищує трьох місяців.

Останнє десятиріччя біопаливо активно використовують у когенераційних установках, призначених для генерації теплової і електричної енергії.

Запитання

1. Назвіть основні методи перероблення біопалива.
2. Назвіть переваги пелетів у порівнянні зі звичайними дровами.
3. Поясніть сутність терміну «піроліз».
4. Вкажіть речовини, які можна отримати за процесу газифікації вуглецевмісних речовин.
5. Назвіть найдешевшу сировину для виробництва етанолу.
6. Назвіть основні речовини, які входять до складу біогазу.
7. Назвіть основні недоліки етанолу за умови використанні його в якості автомобільного палива.
8. Наведіть назви сільськогосподарських рослин, з яких виготовляють біодизель.

Лекція № 4. Системи когенерації енергії

Основні терміни і визначення

Когенерація – процес спільного виробництва двох видів енергії, найчастіше теплової і електричної (назву утворено від слів КОмбінована ГЕНЕРАЦІЯ).

Калорія – традиційна позасистемна одиниця вимірювання, що дорівнює енергії, необхідній для нагрівання 1 г води на 1° С. $1 \text{ кал} = 4,2 \text{ Дж} = 1,17 \cdot 10^{-3} \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

Теплова електростанція (ТЕС) – електростанція, що виробляє електричну енергію внаслідок перетворення хімічної енергії палива в механічну енергію обертання валу генератора.

Теплоелектроцентрально (ТЕЦ) – різновид теплової електростанції, яка виробляє не тільки електроенергію, але і теплову енергію в централізованих системах теплозабезпечення (пара і гаряча вода).

Цикл Ренкіна – термодинамічний цикл перетворення тепла в роботу водяною парою. Складається з чотирьох фаз: 1) нагрівання води з подальшим її випаровуванням за постійного тиску, 2) розширення пари в турбіні, 3) конденсація відпрацьованої пари з відведенням теплоти водою, 4) стискання утвореної води до початкового тиску.

Цикл Стірлінга – термодинамічний цикл, який описує робочий цикл машини Стірлінга. Машина Стірлінга складається з робочого тіла, холодильника, нагівача і регенератора. Цикл Стірлінга складається з чотирьох фаз: 1) ізотермічне розширення робочого тіла з підводом тепла від нагівача, 2) відведення тепла від робочого тіла до регенератора за умови постійного об'єму робочого тіла, 3) ізотермічне стиснення робочого тіла з відведення тепла до холодильника, 4) нагрівання робочого тіла з підводом тепла від регенератора за умови постійного об'єму робочого тіла.

Рекуперація – повернення частини енергії для повторного використання у тому ж технологічному процесі.

Структура енергоспоживання України

Більша половина енергії в Україні генерується на ТЕС і ТЕЦ, що працюють на викопних джерелах енергії: вугіллі, газі, мазуті. Окрім них у виробництві енергії беруть участь гідро-електростанції (ГЕС), гідроакумулювальні електростанції (ГАЕС), атомні електростанції (АЕС). Сумарну кількість електро- і теплоенергії, яку вироблено у 2011 р. різними видами станцій показано на діаграмах рис. 4.1 і 4.2.

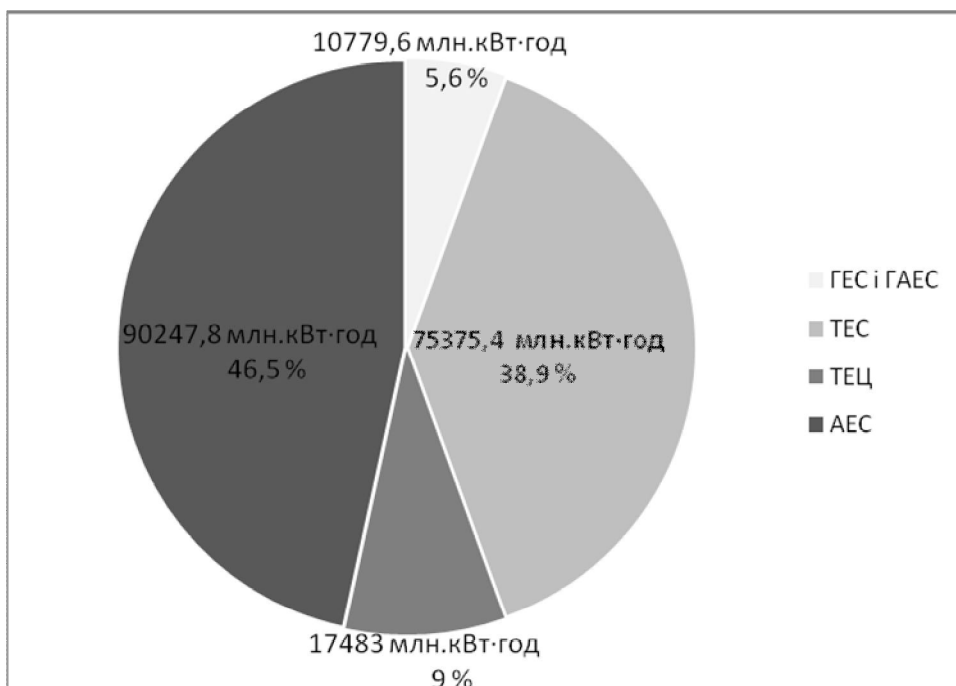


Рис. 4.1. Електроенергія, вироблена у 2011 р. в Україні

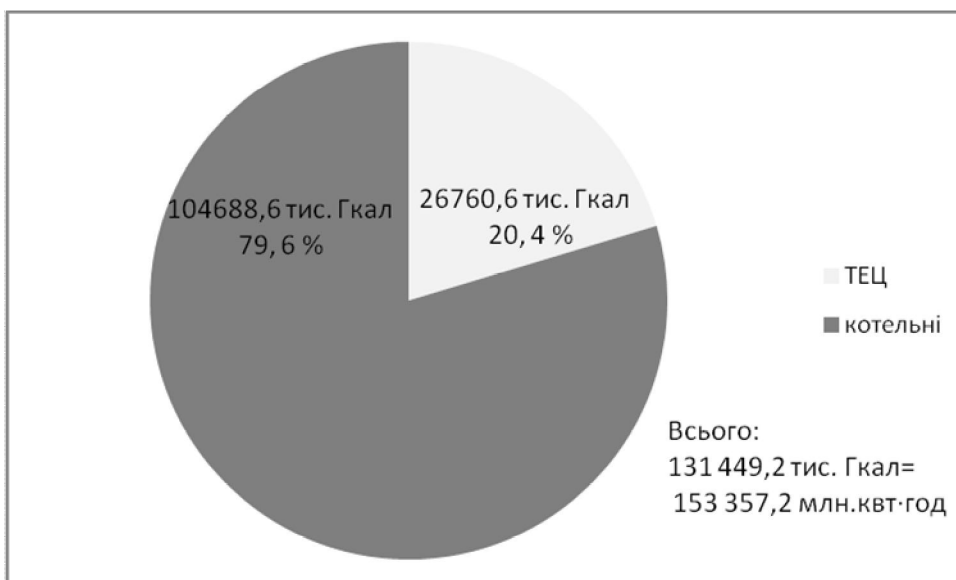


Рис. 4.2. Теплоенергія, вироблена у 2011 р. в Україні

З наведених даних можна зробити висновок, що майже половину електричної і всю теплову енергію (біля 245 000 млн. кВт·год) виробляють спалюванням викопних джерел енергії. Для генерування такої кількості енергії, не враховуючи втрати, необхідно 21,1 млн. т. нафти або 24,5 млн. м³ газу чи 28,5 млн. тонн вугілля. Необхідно зауважити, що для генерування електричної енергії переважно використовують ТЕС, а для генерування теплової енергії – котельні. В даному випадку це є малоефективним, тому що ККД ТЕС не перевищує 40%, тобто менше половини теплової енергії палива перетворюється на електричну енергію. ТЕЦ дозволяє ефективніше використовувати енергію згорання палива: окрім електричної енергії, вона генерує і теплову енергію. Установки такого типу називають когенераційними. На рис. 4.3 показано

ефективність використання палива за умови окремого виробництва теплової і електричної енергії і за умови їх суміщеного виробництва ТЕЦ. З наведених даних видно, що за необхідності генерування теплової і електричної енергії використання ТЕЦ зменшує втрати енергії більше ніж в 2 рази. За нинішнього енергоспоживання в Україні, використання ТЕЦ замість ТЕС дозволило б генерувати всю необхідну теплову енергію без використання котелень. Малий обсяг використання ТЕЦ пов'язаний з необхідністю підтримки у належному стані мережі тепlopостачання, що за великої потужності ТЕЦ становить декілька сотень кілометрів (наприклад у Києві – 899 км). Тому такі ТЕЦ доцільно будувати лише поблизу великих міст. Для інших територій доцільно використовувати міні-ТЕЦ, потужність яких не перевищує (20-30) МВт.

Основою міні-ТЕЦ є газопоршневі або газотурбінні електростанції, що працюють на природному газі. Причиною використання газу є його більша повнота згорання і екологічність у порівнянні з іншими видами органічного палива.

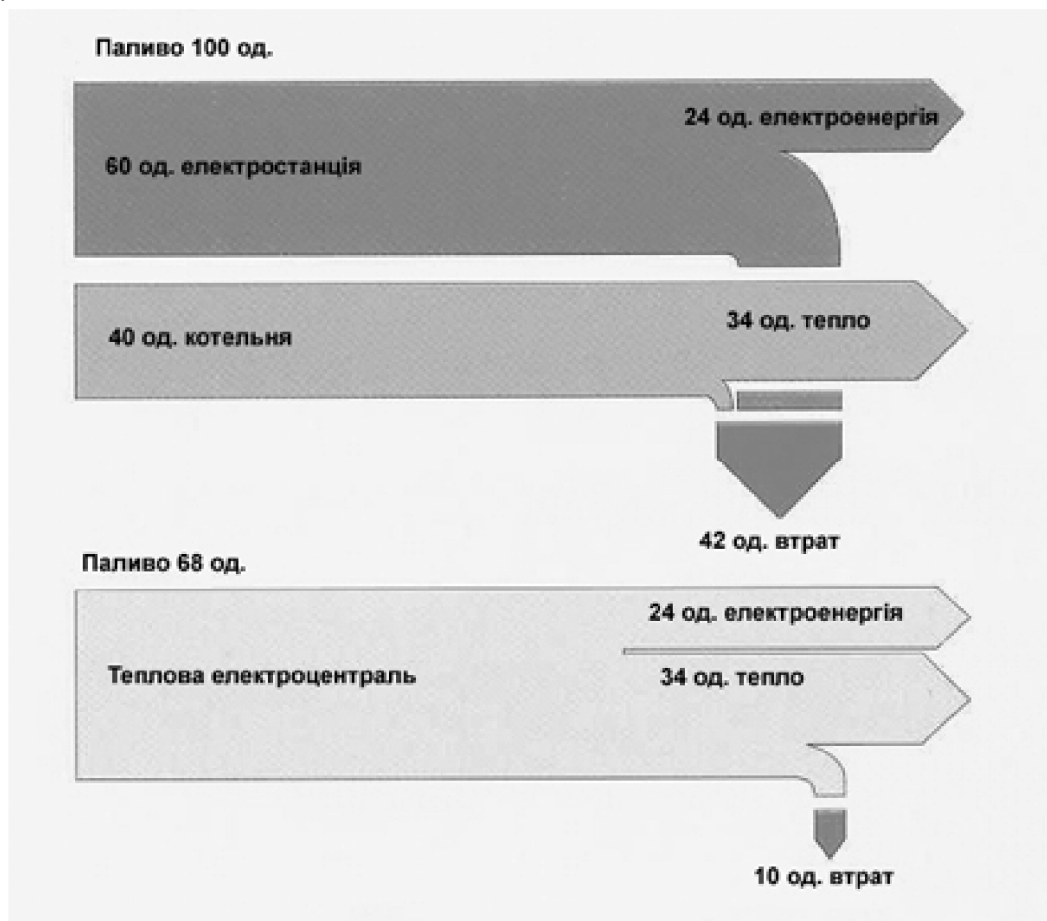


Рис. 4.3. Ефективність використання ТЕЦ

У зв'язку з підвищенням ціни на природний газ як паливо для ТЕЦ доцільно використовувати вугілля. У цьому разі для зменшення шкідливих викидів використовують спеціальну суміш мілко подрібненого вугілля і води. Основні переваги водновугільної суміші:

- зниження витрат палива у порівнянні з мазутом і газом;
- зниження викиду шкідливих викидів у порівнянні з вугіллям;

- технологічність використання вугілля в рідкій формі.

Слід зазначити, що для використання водовугільної суміші необхідно повністю переобладнати ТЕЦ і створити нові потужності для подрібнення вугілля, що потребує значних капіталовкладень.

Останнім часом окрім викопних видів палива для генерації теплової і електричної енергії все більше використовують біопаливо. Виробництво енергії з біомаси розділяють на процеси із замкненим і розімкненим тепловим циклом. Розімкнені цикли використовують для спалювання газоподібного або рідкого палива у двигунах внутрішнього згоряння і газових турбінах. У цьому випадку паливо спалюють безпосередньо в двигуні або камері згоряння газотурбінної установки.

В системах із замкненим тепловим циклом процеси спалювання палива і генерації енергії розділено: енергія гарячих газів спочатку передається теплоносію, який використовують у вторинному циклі. В цьому випадку в двигун подають чистий теплоносій, що усуває пошкодження двигуна небажаними домішками.

У зв'язку з тим, що під час спалювання біопалива утворюються гази, які можуть пошкодити двигун, в основному використовують установки із замкненим циклом, а саме:

1. Парові турбіни з використанням циклу Ренкіна. У цій установці як робоче тіло використовують воду, яка випаровується під тиском і перегрівається.

2. Парові двигуни з циклом Ренкіна з перегрівом або без перегріву.

3. Парові турбіни з обмеженим циклом Ренкіна (ОЦР), в яких використовують органічне робоче тіло (масло).

4. Двигуни Стірлінга (газові двигуни з непрямым спалюванням палива), які працюють на основі періодичного теплообміну між димовими газами і газоподібним робочим тілом (повітря, гелій, водень).

Сучасні технології дозволяють проектувати установки в широкому діапазоні теплової потужності – від декількох кіловат (двигуни Стірлінга) до декількох сотень мегават (парові турбіни).

Разом з процесами із замкненим циклом в установках на біопаливі використовують деякі процеси із розімкненим циклом:

1. Газові турбіни зі спалюванням біомаси під високим тиском, в яких газ розширюється і виводиться в атмосферу.

2. Газові турбіни зі спалюванням біомаси за атмосферного тиску, в яких газ розширюється з подальшим охолодженням і стисненням газу з подальшим його відводом у атмосферу.

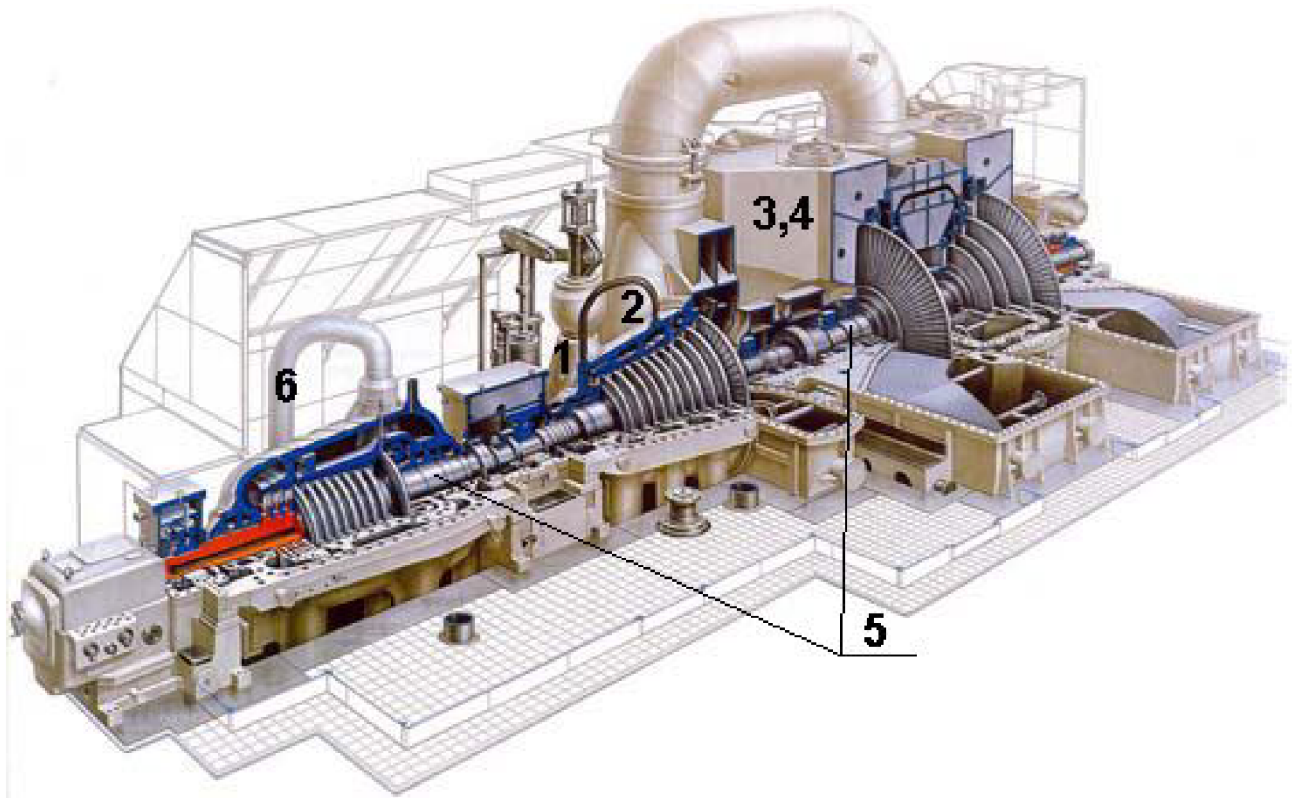
Парові турбіни із розімкненим циклом

Потужність парових турбін складає 0.3-500 МВт.

Виробництво електроенергії паровими турбінами є розвиненою технологією, яку використовують в ТЕС і ТЕЦ. Парова турбіна із розімкненим циклом – це тепловий двигун, в якому потенціальна енергія стисненої і нагрітої водяної пари перетворюється в кінетичну, яка в свою чергу виробляє механічну

енергію на валу. Потік водяної пари надходить через направляючі на криволінійні лопатки, що закріплені на роторі, і обертає ротор. В парових турбінах використовують цикл Ренкіна.

Загальний вид парової турбіни показано на рис. 4.4, схему технологічного циклу – на рис. 4.5.



1 – насос, 2 – нагрівач, 3 – котел, 4 – випаровувач, 5 – турбіна,
6 – відвідний трубопровід конденсатора

Рис. 4.4. Загальний вигляд парової турбіни

Фази технологічного циклу парової турбіни:

- 1-2 – підвищення тиску води насосом;
- 2-3 – нагрівання води до температури випаровування у нагрівачі;
- 3-4 – випаровування води в котлі;
- 4-5 – перегрівання пари у перегрівачі;
- 5-6 – розширення пари в паровій турбіні;
- 6-1 – конденсація пари, утилізація пари в конденсаторі.

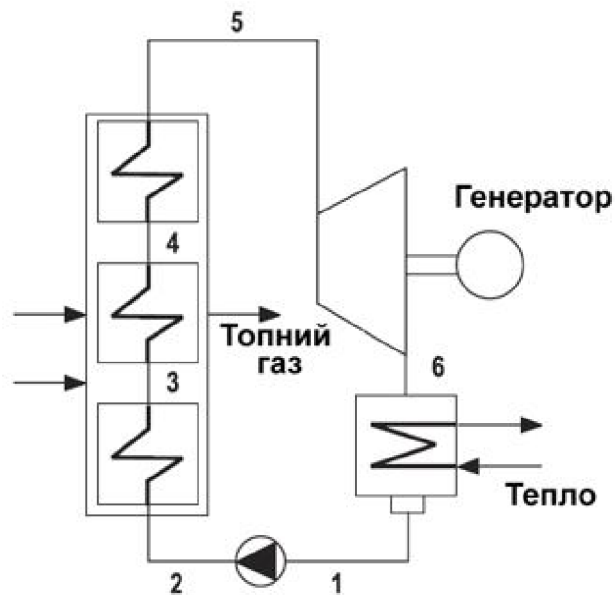


Рис. 4.5. Технологічний цикл парової турбіни

Парові поршневі двигуни

Парові двигуни, рис. 4.6, мають потужність 50 кВт – 2 МВт. Тому їх використовують у малопотужних установках, де парову турбіну встановлювати недоцільно. Парові поршневі двигуни мають модульну конструкцію: в різних схемах двигунів кількість поршнів може бути у межах 1-6. Залежно від параметрів пари використовують одно- або багатоступеневе її розширення. Типові значення ККД генерування електроенергії одноступеневих двигунів є у межах (6-10) %, багатоступеневих – (12-20) %. За аналогічних параметрів пари ККД поршневих двигунів має таке ж значення, як і у парових турбін.

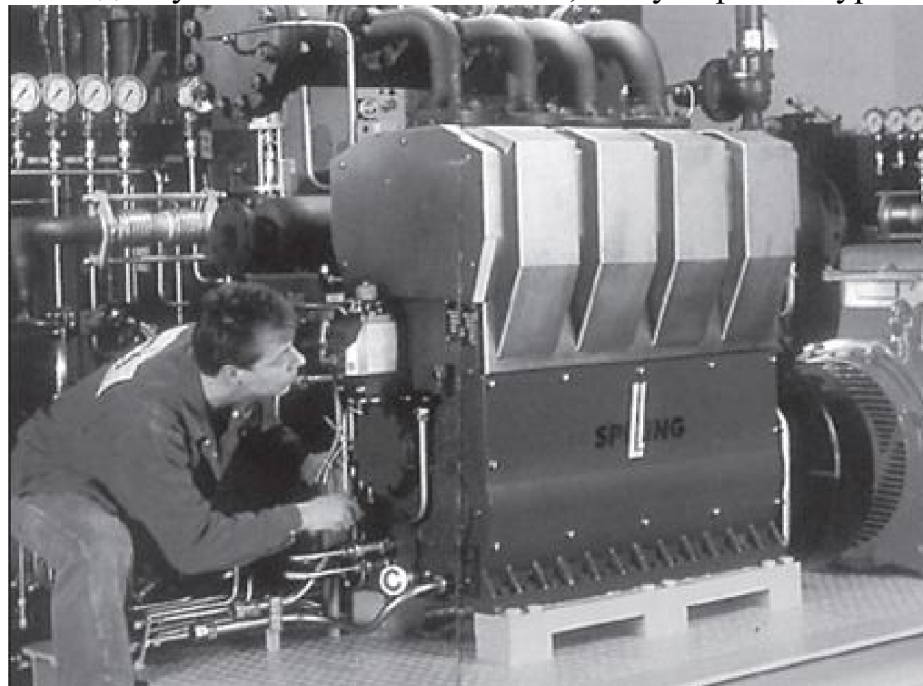


Рис. 4.6. Паровий поршковий двигун

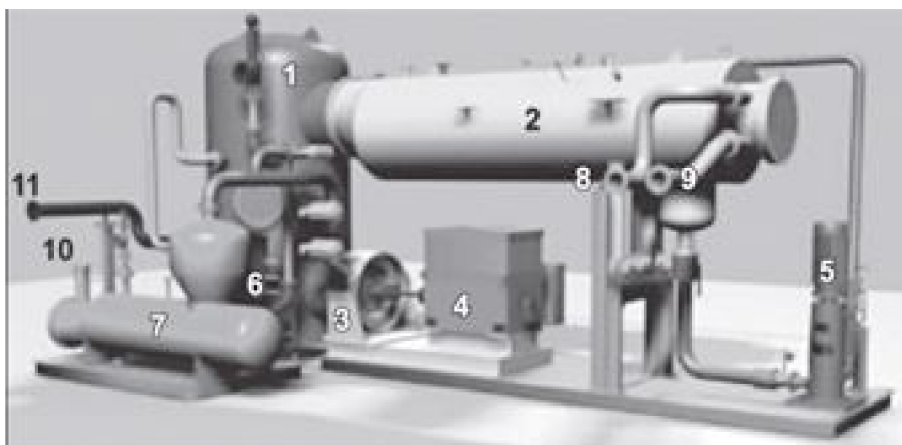
У парових двигунах, що працюють на перегрітій парі в режимі когенерації, технологічний цикл аналогічний паровій турбіні рис. 4.4. Суттєвим недоліком парових поршневих двигунів є необхідність додавання мастила перед подаванням пари у двигун. У нових конструкціях двигунів цей недолік усунуто. В порівнянні з паровими турбінами парові двигуни мають переваги і недоліки, які наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Переваги і недоліки парових двигунів

Переваги	Недоліки
1. Придатні для використання за низької потужності	1. Низька межа максимальної вихідної потужності (до 2 МВт)
2. Працюють з насиченою парою	2. Значні витрати на техобслуговування і ремонт
3. Мають високий ККД за неповного навантаження	3. Високий рівень шуму і вібрації
4. Модульна конструкція дозволяє ефективно працювати за різного тиску пари	4. Необхідність додавати мастило перед подаванням пари у двигун (в нових моделях двигунів цей недолік усунуто)

Установки з обмеженим циклом Ренкіна

Обмежений цикл Ренкіна (ОЦР) подібний до стандартного циклу Ренкіна. Суттєвою відмінністю є використання органічного робочого тіла (силіконової олії), що дозволяє експлуатувати її за відносно низьких температур (від 70 °С до 300 °С). Одну з можливих конструкцій когенератора на основі ОЦР показано на рис. 4.7.

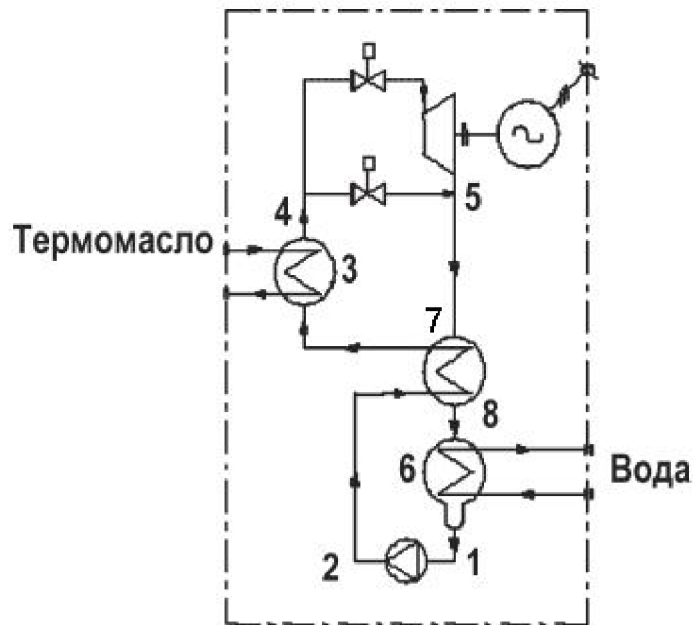


1 – регенератор, 2 – конденсатор, 3 – турбіна, 4 – електрогенератор,
5 – циркуляційний насос, 6 – підігрівач, 7 – випаровувач,
8,9 – впуск і випуск гарячої води, 10,11 – впуск і випуск масла

Рис. 4.7. Когенератор на основі ОЦР

В установках з ОЦР застосовують процес із замкненим циклом. Органічне робоче тіло випаровується, піддається частковому перегріванню термоолією і потім розширюється в осьовій турбіні, яка безпосередньо з'єднана

з асинхронним генератором. Потім олію пропускають через регенератор, де відбувається рекуперація тепла, і подають у конденсатор. Конденсація робочого тіла відбувається за температури, яка дозволяє нагрівати воду до температури 80-100 °С. Цикл ОЦР є замкненим, тому втрати теплоносія відсутні, що визначає низький рівень експлуатаційних витрат. Технологічний цикл установок з ОЦР показано на рис. 4.8.



1 – насос, 2 – трубопровід між насосом і випаровувачем, 3 – випаровувач, 4 – трубопровід між випаровувачем і турбіною, 5 – турбіна, 6 – конденсатор, 7 – регенератор, 8 – трубопровід між регенератором і конденсатором

Рис. 4.8. Технологічний цикл установок з ОЦР

У випаровувачі 3 органічне робоче тіло випаровується після додавання термоолії (3-4). Пар робочого тіла розширюється (4-5) у турбіні і після охолодження в регенераторі (5-9) конденсується в конденсаторі (6). Теплота конденсації передається воді системи опалення. Процес ОЦР завершується після підвищення тиску (1-2), підігріву (2-8) і подачі робочого тіла у випаровувач (8-3). В табл. 4.2 наведено переваги і недоліки установок з ОЦР.

Таблиця 4.2. Переваги і недоліки установок з ОЦР

Переваги	Недоліки
1. Висока надійність технології	1. Великі початкові капіталовкладення
2. Високий рівень керованості та автоматизації	2. Органічне термомасло є токсичною і вогнебезпечною речовиною
3. Можливість утилізації низькотемпературного тепла (технологічні стоки)	
4. Низькі витрати на обслуговування і ремонт	

Турбіни із замкненим циклом

Конструкція турбін із замкненим циклом аналогічна турбінам із розімкненим циклом. Однак у турбінах із замкненим циклом теплота передається стиснутому повітрю високотемпературним теплообмінником. Перед наступним стисканням газ охолоджується в теплообміннику. На рис. 4.9 показано технологічний цикл роботи турбіни з триступеневим розширенням і двоступеневим стисненням і процесом рекуперації.

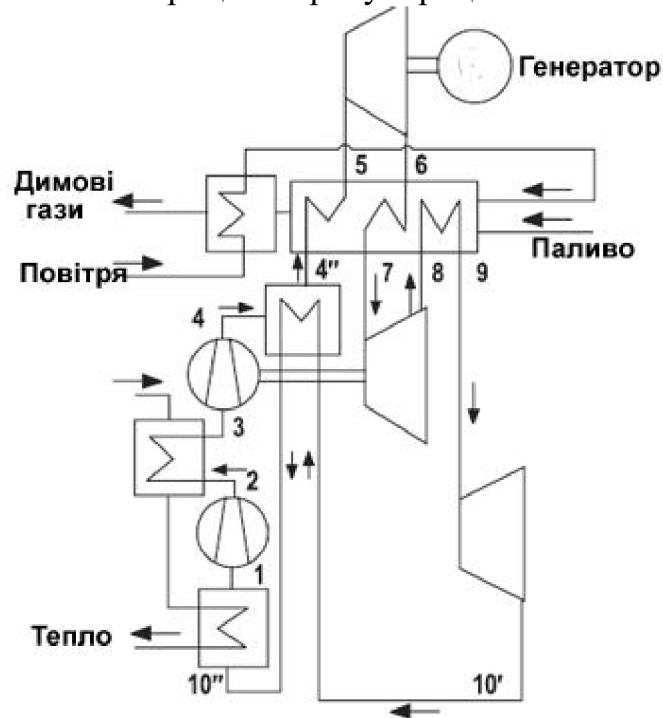


Рис. 4.9. Технологічний цикл роботи турбіни із замкненим циклом

Технологічний цикл складається з наступних фаз:

- 1-2 – стиснення повітря у ланці 1 компресора;
- 2-3 – проміжне охолодження повітря в охолоджувачі;
- 3-4 – стиснення повітря у ланці 2 компресора;
- 4-4'' – рекуперація тепла в рекуператорі;
- 4''-5 – підігрів повітря у топці;
- 5-6 – розширення повітря у турбіні 1;
- 6-7 – підігрів повітря у топці;
- 7-8 – розширення повітря у турбіні 2;
- 8-9 – підігрів повітря у топці;
- 9-10 – розширення повітря у турбіні 3;
- 10-10'' – рекуперація тепла в рекуператорі;
- 10''-1 – подача тепла в теплообмінник.

Однією з проблем застосування турбін із замкненим циклом є експлуатація високотемпературного теплообмінника. Цей пристрій працює в режимі високих температур (до 1000 °С) в агресивному середовищі.

Двигуни Стірлінга

Двигуни Стірлінга використовують в установках малої потужності до 100 кВт. Вони працюють за замкненим циклом, в якому газоподібне робоче тіло по чергово стискається в холодній камері і розширюється в гарячій. Перевага двигунів Стірлінга у порівнянні з двигунами внутрішнього згоряння полягає у тому, що подавання тепла у цикл здійснюють не шляхом спалювання палива всередині циліндра двигуна, а із зовнішнього джерела через теплообмінник, як у паровому котлі. На рис. 4.10 показано схему установки з двигуном Стірлінга.

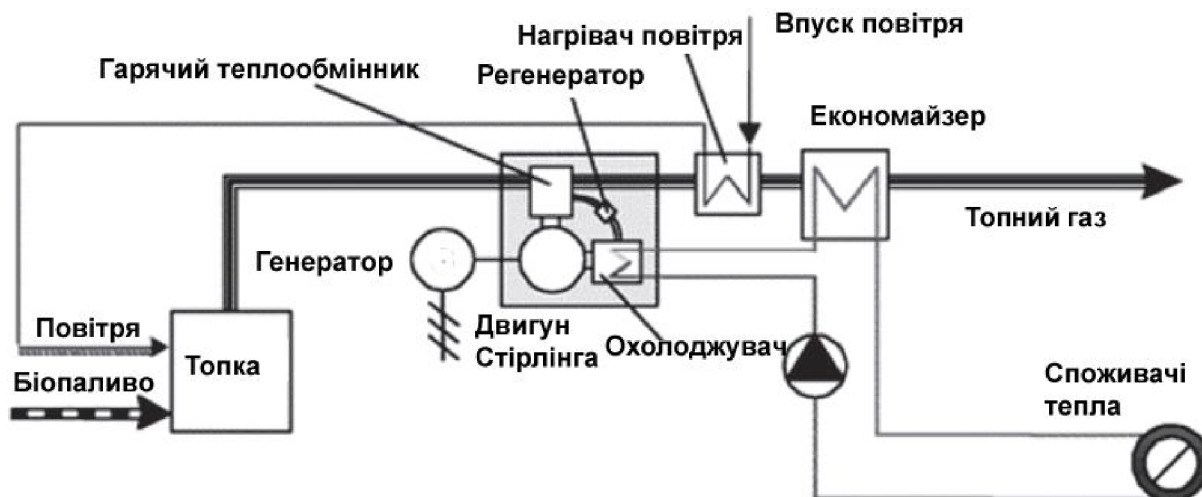


Рис. 4.10. Схема установки з двигуном Стірлінга

Через високу температуру теплообмінника і можливість забруднення каналів двигуна золою і аерозолями, які утворилися після спалювання деревини, двигуни Стірлінга для біопалива відрізняються від їх аналогів, що працюють на газі.

В цілому когенераційні установки на біопаливі мають широкий діапазон вихідних потужностей від десятків кіловат до десятків мегават. Експлуатація цих установок подібна до їх аналогів на природному газі. У зв'язку з більшою зольністю біопалива і наявністю аерозолів когенераційні установки на біопаливі мають певні конструктивні відмінності, що перешкоджають їх засміченню.

Особливістю описаних технологій виробництва електричної і теплової енергії є багаторазове перетворення енергії з одного виду в інший: енергія хімічного зв'язку палива → тепла енергія → механічна енергія → електрична енергія. Зрозуміло, що кожне перетворення енергії супроводжуються втратами. Тому ККД генерації електричного виду енергії, який в багатьох випадках є цільовим, складає 12-30 %.

Існують ефективніші методи перетворення енергії, наприклад електрохімічний, який дозволяє отримувати теплову і електричну енергію безпосередньо з хімічної реакції окислення водню H_2 , метану CH_4 , метанолу CH_3OH , оксиду вуглецю CO . Пристрої, в яких здійснюється хімічна реакція, називають паливними елементами.

Паливні елементи

Паливні елементи (ПЕ) як і інші хімічні джерела струму (ХДС) складаються з двох електродів: аноду і катоду, між якими є електроліт. На відміну від інших типів ХДС ПЕ є джерелом не тільки електричної, а і теплової енергії. Тому ПЕ використовують у когенераційних установках. ПЕ мають порівняно високий ККД для електричної енергії, який складає (40-60) %. Сумарний ККД ПЕ може досягати 90 %. Додатковою перевагою ПЕ у порівнянні з установками спалювання палива є відсутність рухомих механічних частин, що збільшує їх надійність і зменшує габарити. Принцип дії ПЕ пояснено на елементі з протонообмінною мембраною, рис. 4.11.

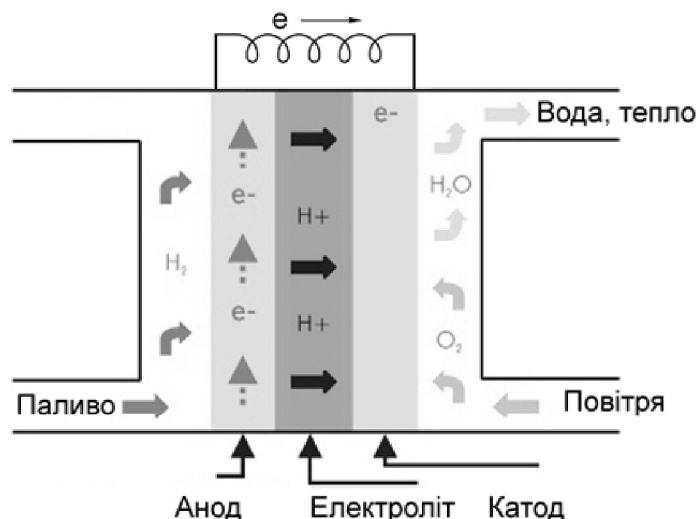
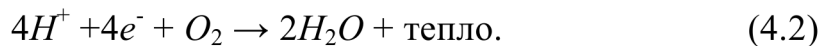


Рис. 4.11. Паливний елемент з протонообмінною мембраною

Вказаний тип ПЕ працює таким чином: водень, який потрапляє в ПЕ, розкладається під дією каталізатора на іони водню H^+ і електрони. Після цього в дію вступає спеціальна мембрана, яка пропускає іони водню H^+ і затримує електрони:



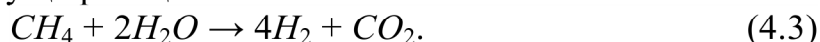
Таким чином на аноді накопичується надлишок електронів, які за умови підключення навантаження створюють струм. Іони водню через мембрану потрапляють на катод, де реагують з киснем, який міститься у повітрі, утворюючи воду:



В якості каталізатора в таких елементах застосовують мікрочастинки платини. Мембрану виготовляють з сірковмісного полімеру нафїона. Товщина мембрани складає доли міліметра.

Водень є основним паливом для ПЕ. За умови використання чистого водню продуктом реакції, окрім електроенергії і тепла, є вода. Тому такі ПЕ є екологічно чистими. Однак через складнощі з транспортуванням і зберіганням чистого водню, активно стали розвиватися ПЕ на основі водневмісних речовин: природного газу, метану, бензину, метанолу з яких, під час роботи ПЕ, виділяється водень. За умови використання ПЕ існує два методи виділення водню з водневмісних речовин:

1. У реформері, за високої температури (900 °С) відбувається реакція речовини з водою. Для метану ця реакція є такою:



Отриманий водень подають на вхід ПЕ.

2. У камері ПЕ, за підвищеної температури з додаванням особливих каталізаторів.

Розробки в сфері ПЕ можуть бути використані для електроживлення мобільних і портативних пристроїв і автономного тепло- і електрозабезпечення будинків. Вихідна потужність ПЕ може змінюватись у широких межах зі збереженням високих значень ККД. Використання паливних елементів стримує їх висока вартість (приблизно 4 000 \$ на 1 кВт потужності). Типи ПЕ для комерційного використання, наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3. Характеристики паливних елементів

Тип ПЕ	Робоча темп., °С	ККД ел. енергії	Сум. ККД	Вхідна речовина	Реакція
з протонообмін. мембраною (PEMFC)	80	30-35	50-70	водень	анод: $2H_2 - 4e \rightarrow 4H^+$ катод: $4H^+ + 4e^- + O_2 \rightarrow 2H_2O$ каталізатор: платина
з прямим окисненням метанолу (DMFC)	120	30-35	50-70	метанол	анод: $CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e$ катод: $1,5O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$ каталізатор: платина
з ортофосфорним електролітом H_3PO_4 (PAFC)	150-200	35	70-80	водень	анод: $2H_2 - 4e \rightarrow 4H^+$ катод: $4H^+ + 4e^- + O_2 \rightarrow 2H_2O$ каталізатор: платина електроди з графіту
на основі розплавленого карбонату (MCFC)	600-700	45-50	70-80	водень, природний газ, біогаз, метан, пропан	анод: $CO_3^{2-} + H_2 \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e$ катод: $CO_2 + 0,5O_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$ електроліт: карбонат літію, карбонат натрію анод – нікель, легований хромом катод – оксид нікелю з додаванням літію каталізатор: нікель
твердотільні оксидні (SOFC)	700-1000	50-60	70-80	природний газ, водень, метанол, етанол	анод: $H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$ катод: $O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-}$ електроліт: твердотільний керамічний з кисневою провідністю (оксиди цирконію, кальцію) електроди – кераміка

Скорочені загальноживані назви типів ПЕ утворені з абrevіатур їх повних назв англійською мовою:

- PEMFC – proton-exchange membrane fuel cell – ПЕ з протообмінною мембраною;
- DMFC – direct-methanol fuel cell – ПЕ з прямим окисненням метанолу;
- PAFC – phosphoric-acid fuel cells – ПЕ з ортофосфорним електролітом;
- MCFC – molten-carbonate fuel cells – ПЕ на основі розплавленого карбонату;
- SOFC – solid-oxide fuel cells – твердотільний ПЕ.

Основним чинником, що визначає сферу використання ПЕ, є температура реакції під час якої виділяється водень. Наприклад висока температура критична для ноутбуків та інших мобільних пристроїв, тому для них використовують ПЕ з протонообмінною мембраною PEMFC і прямим окисненням метанолу DMFC. Для автономного енергозабезпечення будинків основною вимогою є достатньо висока потужність ПЕ з можливим використанням теплової енергії. Тому для цього сегменту підходять всі ПЕ. Для автомобільної промисловості доцільно використовувати ПЕ типу PEMFC, SOFC, DMFC.

Використання палива на основі водневмісних речовин замість водню спричинює викиди шкідливих речовин у атмосферу. Проте зважаючи на високу ефективність ПЕ, обсяг шкідливих викидів на 1 кВт виробленої енергії значно менший ніж у інших когенераційних установок. Дані з обсягу шкідливих викидів наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4. Рівень шкідливих викидів

	PAFC	MCFC	SOFC	Парова турбіна	Дизель-генератор	Двигун Стірлінга
Рівень викидів (прир. газ)						
NO_x , г/МВт·год	< 10	< 10	< 10	300	700	200
SO_x , г/МВт·год	< 0,1	< 0,1	< 0,1	1	1	1
Коефіцієнт використання палива	0,7-0,8	0,7-0,8	0,8-0,85	0,75	0,78	0,77

За даними табл. 4.4, можна зробити висновок про високу ефективність і екологічність ПЕ. Ще одним екологічним джерелом теплової енергії є теплові насоси, які використовують для систем гарячого водопостачання, опалення і кондиціонування приміщень.

Запитання

1. Наведіть переваги теплоелектроцентралей у порівнянні з тепловими електростанціями.
2. Назвіть причину доцільності використання теплоелектроцентралей малої потужності у сільській місцевості.
3. Вкажіть різницю між установками із замкненим і розімкненим циклом.
4. Назвіть основні види теплоелектроцентралей.
5. Наведіть принцип, на якому базується робота паливного елемента.
6. Назвіть основні складники паливних елементів.
7. Назвіть основні види паливних елементів.

Лекція № 5. Теплові насоси

Основні терміни і визначення

Тепловий насос – пристрій для передавання теплової енергії від джерела низькопотенційної енергії (з низькою температурою) до споживача з вищою температурою.

Термодинамічний цикл – термодинамічний процес, в результаті якого система після декількох змін свого стану повертається у початковий стан.

Прямий термодинамічний цикл – термодинамічний цикл, в якому до системи підводять теплову енергію за вищої температури, а відводять теплову енергію за нижчої температури, різницю теплових енергій використовують на виконання роботи.

Обернений термодинамічний цикл – термодинамічний цикл, в якому до системи підводять теплову енергію за нижчої температури, а відводять теплову енергію за вищої температури, різниця цих теплових енергій дорівнює витраченій на це роботі.

Цикл Карно — ідеальний термодинамічний цикл. У циклі чотири фази: 1) робоче тіло нагрівається за постійної температури, 2) робоче тіло розширюється за постійної ентропії, 3) робоче тіло охолоджується за постійної температури, 4) робоче тіло стискається за постійної ентропії.

Основи роботи теплового насосу

Робота теплового насосу (ТН) схожа на роботу холодильної машини. Однак, якщо в холодильній машині основною метою є виробництво холоду, то в ТН – виробництво тепла для споживача. Низькотемпературним джерелом теплової енергії є природне середовище: ґрунт, водойми, повітря, енергетичний потенціал яких невичерпний. Особливістю роботи ТН є те, що кількість витраченої енергії на його роботу в декілька разів менша ніж кількість отриманої теплової енергії. Тому ТН є одним з найефективніших пристроїв опалення і кондиціонування серед відомих аналогів. ТН можуть бути парокомпресорного або абсорбційного типу.

Парокомпресорний ТН

Парокомпресорний ТН (ПТН) працює на основі зворотного термодинамічного циклу (найчастіше Карно, Ренкіна).

Склад ПТН:

- випаровувач;
- компресор;
- конденсатор;
- дросель (терморозширювальний клапан);
- зовнішній контур;
- система опалення і гарячого водопостачання (ГВП).

Класифікація ПТН

Існує декілька ознак класифікації ПТН.

За призначенням:

- опалення;
- опалення і кондиціювання;
- гаряче водопостачання (ГВП).

За агрегатним станом відновлювального низькотемпературного джерела і теплоносія системи опалення і ГВП:

- вода-вода;
- вода-повітря;
- повітря-вода;
- повітря-повітря;
- ґрунт-вода;
- ґрунт-повітря.

За типом компресорного обладнання:

- спіральні;
- поршневі;
- гвинтові;
- турбокомпресорні.

За типом двигуна компресора:

- електричний;
- тепловий.

За типом зовнішнього контуру:

- розімкнений;
- замкнений.

Системи теплозабезпечення на основі ТН також бувають моновалентні і бівалентні. Моновалентні системи забезпечують теплопостачання лише на основі ТН. До складу бівалентних систем входить додатковий пристрій обігріву (котел, електрообігрівач), який працює лише за пікових навантажень. У бівалентних системах ТН розраховують не на пікову, а на таку, за якої не потрібно вмикати додатковий обігрівач за середньої зимової температури. У такій системі ТН працює протягом всього сезону, а обігрівач лише (20-30) % часу. Використання бівалентних систем дозволяє зменшити вартість системи опалення в цілому.

Принцип роботи ПТН

Конструкцію ПТН з ґрунтовим зондом і фреоновим холодоагентом показано на рис. 5.1. У ґрунтовому зонді, який є зовнішнім контуром системи, циркулює рідина (вода). В результаті циркуляції рідина нагрівається до температури ґрунту (в середньому до 8 °С) і акумулює низькотемпературну енергію навколишнього середовища. Проходячи через випаровувач, рідина нагріває холодоагент (фреон), який циркулює у внутрішньому контурі. Нагріваючись, холодоагент переходить із рідкого стану в газоподібний. Під час зміни агрегатного стану в холодоагенті накопичується достатньо велика енергія. Далі холодоагент у газоподібному стані надходить у компресор, де він стискається (фреон стискається з 4 до 26 атмосфер). Під час стискання холодоагент нагрівається. Енергія нагрітого газу в конденсаторі передається

системі опалення і ГВП. Під час передавання енергії холодоагент охолоджується. У випаровувач холодоагент потрапляє через дросель, внаслідок чого тиск газу і його температура знижуються. Далі процес повторюється циклічно.

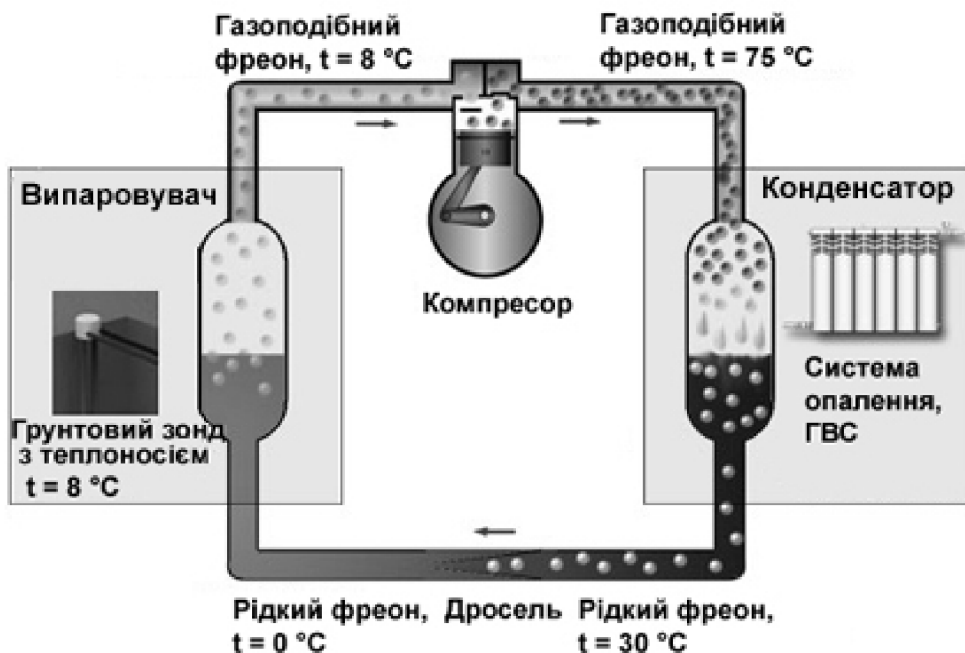


Рис. 5.1. Конструкція ПТН

ПТН може використовуватись і для кондиціонування повітря. Для цього в системі необхідно передбачити реверсний режим роботи компресора. В цьому разі тепло відбирається від споживача і відводиться у навколишнє середовище.

Ефективність ПТН

Ефективність ТН характеризують безрозмірним коефіцієнтом трансформації енергії K_{TRi} , який розраховують з ідеального циклу Карно:

$$K_{TRi} = \frac{T_{кон}}{T_{кон} - T_{кип}}, \quad (5.1)$$

де $T_{кон}$ і $T_{кип}$ – температури конденсації і кипіння холодоагенту у конденсаторі і випаровувачі відповідно.

Коефіцієнт трансформації ТН показує у скільки разів кількість теплової енергії, отриманої споживачем, більша ніж кількість енергії, спожитої компресором. У реальному ТН, внаслідок неідеальності робочого циклу, втрат у дроселі і компресорі коефіцієнт трансформації енергії K_{TR} зменшується приблизно вдвічі. Для врахування втрат використовують коефіцієнт h :

$$K_{TR} = h \cdot K_{TRi}. \quad (5.2)$$

Значення коефіцієнта h для ПТН різної потужності наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Величина коефіцієнт h для ПТН різної потужності

Потужність, кВт	500-5000	50-500	20-50	2-20	0.5-2	<0.5
h	0.6-0.75	0.5-0.65	0.45-0.55	0.35-0.45	0.2-0.35	<0.25

На практиці коефіцієнт трансформації ПТН має значення у межах 2,5-5, що дозволяє економити до 70 % енергоресурсів.

Джерела відновлювальної низькопотенційної теплоти

Ефективність роботи ПТН багато у чому залежить від параметрів джерела низькопотенційної теплоти (ДНТ): повітря, ґрунту і поверхневих ґрунтових вод, водойм. Для нормальної роботи ПТН ДНТ повинно підтримувати стабільно високу температуру протягом опалювального сезону, не бути корозійно-активним, забруднювальним і мати низькі експлуатаційні витрати.

У табл. 5.2 наведено температурні показники, типові для розповсюджених ДНТ. Повітря, ґрунт і поверхневі ґрунтові води використовують для індивідуальних систем опалення. Для потужніших систем частіше використовують річкову, озерну, морську воду і глибинні ґрунтові води (нижче 20 м).

Таблиця 5.2. Температура ДНТ

Джерело тепла	Температурний діапазон, °С
Повітря	від -10 до +15
Поверхневі ґрунтові води	від +7 до +12
Озерна вода	від 0 до +10
Річкова вода	від 0 до +10
Морська вода	від +3 до +8
Ґрунт	від 0 до +10
Глибинні ґрунтові води	від +10
Геотермальні джерела	від +20 до +50

Нижче описано використання кожного типу ДНТ.

Повітря

Повітря є найдоступнішим джерелом тепла. Для відбору тепла від повітря випаровувач ПТН розташовують на вулиці, на стіні або даху будинку. Цей вид ПТН має найменшу вартість, оскільки відбір тепла здійснюють безпосередньо з повітря. Однак ПТН з повітрям в якості ДНТ мають нижчу ефективність через:

- значне зниження температури повітря взимку;
- велику різницю температур системи опалення і навколишнього середовища в період мінімальних зимових температур, що додатково знижує ефективність роботи ПТН;
- енергозатратами на розморожування випаровувача.

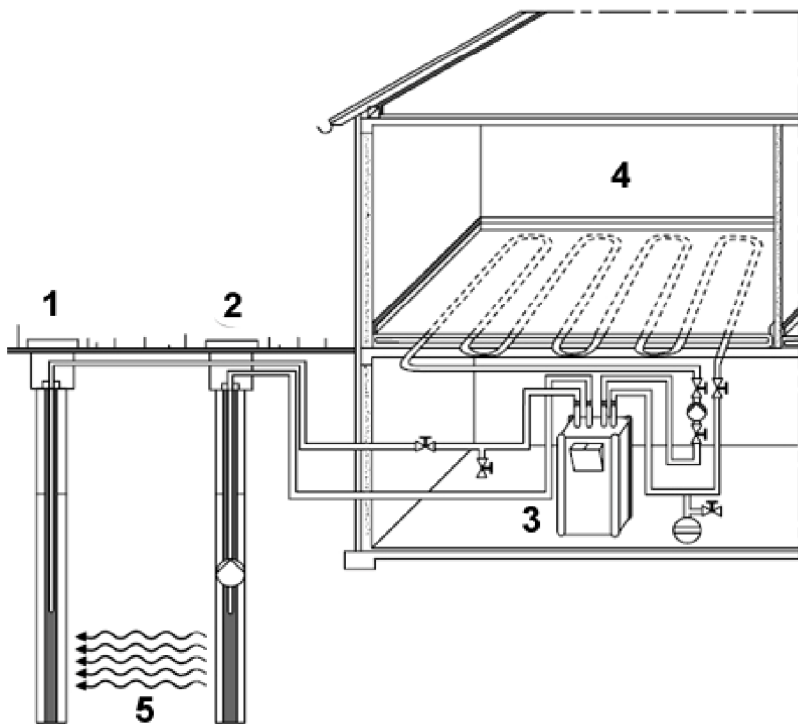
Останній недолік пов'язаний з тим, що за великої вологості і від'ємної температури на поверхні випаровувача утворюється іній, що призводить до зниження потужності ПТН. Розморожування випаровувача здійснюють реверсом роботи ПТН.

Вода

У порівнянні з іншими ДНТ ґрунтова вода забезпечує найменшу різницю температур між випаровувачем і конденсатором і, відповідно, найбільший коефіцієнт трансформації енергії. Для відбору енергії від ґрунтових вод

використовують дві свердловини: по одній воду закачують до ПТН (приймальна свердловина), по другій воду, охолоджену у випаровувачі, повертають назад (відвідна свердловина). Важливо, щоб приймальна свердловина знаходилась вище за течією ґрунтових вод ніж відвідна, тоді вода, охолоджена у випаровувачі, не може бути використана повторно.

Конструкцію системи опалення на основі ПТН типу вода-вода показано на рис. 5.2.



1 – відвідна свердловина, 2 – приймальна свердловина, 3 – ПТН,
4 – система опалення «тепла підлога», 5 – напрям течії ґрунтових вод

Рис. 5.2. Конструкція системи опалення на основі ПТН типу вода-вода

Основним недоліком ПТН на основі ґрунтових вод є висока вартість робіт буріння і облаштування свердловин. ПТН з річковою або озерною водою в якості ДНТ мають як меншу вартість, так і свої недоліки:

- низьку температуру води у зимовий період;
- необхідність використовувати замкнену систему трубопроводів з незамерзаючим теплоносієм.

Морська вода є одним з найкращих ДНТ. На глибині (25-50) м морська вода має майже постійну температуру (5-8) °С. З врахуванням того, що морська вода замерзає за температури нижче ніж -2°С, проблем з утворенням льоду теж не виникає.

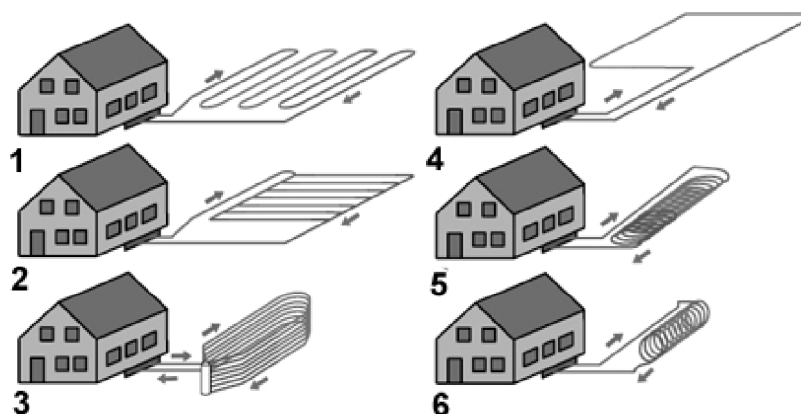
Також як водні ДНТ використовують каналізаційні стоки, теплоносії турбінних і парових установок, які є побічним продуктом виробництва електроенергії.

Ґрунт

Ґрунт як і ґрунтові води має стабільну температуру, що забезпечує достатньо високий коефіцієнт трансформації енергії. Тепло від ґрунту відбирають системою трубопроводів, які можуть розміщуватись горизонтально

(грунтові колектори) або вертикально (грунтові зонди) у яких циркулює теплоносій.

У ґрунтових колекторах відбір тепла ґрунту здійснюють системою пластикових труб, розміщених на достатньо великій площі. Пластикові труби з поліетилену або поліхлорвінілу вкладають у ґрунт на глибину (1,2-1,5) м на відстані (0,5-0,7) м паралельно одна одній так, щоб на 1 м² було прокладено (1,4-2) м труб. Способи укладання труб ґрунтових колекторів показано на рис. 5.3.



1 – із послідовно з'єднаних труб, 2 – із паралельно з'єднаних труб, 3 – укладений в траншеї, 4 – у формі петлі, 5 – спіральний, укладений горизонтально, 6 – спіральний, укладений вертикально

Рис. 5.3. Типи ґрунтових колекторів

Кількість тепла і площа поверхні теплообміну залежать від теплофізичних властивостей ґрунту і кліматичних умов:

- сухий піщаний – (10-15) Вт/м²;
- сирий піщаний – (15-20) Вт/м²;
- сухий глинистий – (20-25) Вт/м²;
- сирий глинистий – (25-30) Вт/м²;
- водоносний – (30-35) Вт/м².

На обмежених за площею ділянках використовують ґрунтові зонди, які виготовляють з поліетиленових або пропіленових труб. У більшості випадків у кожному зонді встановлюють чотири труби (зонд подвійної U-подібної форми): у двох трубах теплоносій тече в напрямку випаровувача, у двох інших – у зворотному напрямку. Всі порожнини між трубами заповнені матеріалом з високою теплопровідністю (бетоніт). Також можна використовувати коаксіальні труби та інші конструкції. Ґрунтові зонди монтують бурильними установками на глибину (50-200) м. Питома теплоємність на метр трубопроводу залежить від типу ґрунту:

- сухий піщаний – 20 Вт/м;
- сирий піщаний – 40 Вт/м;
- вологий кам'янистий – 60 Вт/м;
- водоносний – (80-100) Вт/м.

Відстань між зондами повинна бути не менше (5-6) м.

В цілому у ТН з ДНТ типу ґрунт використовують внутрішній контур замкненого типу по якому циркулює теплоносій (вода + антифриз). Тому такі

ПТН мають дещо меншу ефективність, ніж ПТН з розімкненим зовнішнім контуром, оскільки в цьому випадку відбувається подвійний теплообмін (грунт-теплоносій, теплоносій-випаровувач). Однак експлуатувати такі системи зручніше (теплоносій не замерзає і не засмічує теплообмінник).

Розрахунок ПТН

1. Розрахунок теплової потужності, необхідної для опалення будинку за мінімально можливою температурою (енергія, необхідна для опалення 1 м^2 звичайного будинку $P_{\text{ПІТ}} = 100 \text{ Вт/м}^2$, енергоефективного – $P_{\text{ПІТ}} = 30 \text{ Вт/м}^2$).

$$P_T = P_{\text{ПІТ}} \cdot S, \quad (5.3)$$

де S – площа будинку.

2. Вибір джерела низькотемпературного тепла з температурою T_1 і типу системи опалення з температурою теплоносія T_2 . Оцінка коефіцієнта трансформації ПТН за формулами (5.1) і (5.2):

$$K_{TP} = hK_{TPi} = 0.5T_2 / (T_2 - T_1). \quad (5.4)$$

3. Розрахунок потужності компресора:

$$P_K = P_T / (\eta_K K_{TP}), \quad (5.5)$$

де η_K – ККД компресора.

4. Розрахунок повної потужності ТН:

$$P = P_K + P_T. \quad (5.6)$$

5. Розрахунок довжини трубопроводів зовнішнього контуру:

грунтовий колектор: $L = P_T / P_L,$ (5.7)

де P_L – питома віддача тепла ґрунту або води.

грунтовий зонд: $L = 2P_T / P_L.$ (5.8)

У формулі (5.8) множник 2 враховує, що кожний зонд складається з прямої і зворотної гілки трубопровода.

б. а) площа ділянки для ґрунтового колектора:

$$S = L \cdot d, \quad (5.9)$$

де d – відстань між трубопроводами;

б) кількість свердловин під ґрунтовий зонд:

$$H = L / (2H_3), \quad (5.10)$$

де H_3 – глибина свердловини під зонд.

На основі розрахованих даних обирається модель ТН, оцінюється мінімальна довжина трубопроводу і необхідна площа земельної ділянки під зовнішній контур ТН.

Абсорбційний ТН

Абсорбційний ТН (АТН) – це тепловий насос, принцип роботи якого базується на використанні двох речовин – розчину абсорбенту і хладону. Аналогами АТН є абсорбційна водоаміачна або сольова холодильні машини. В АТН використовують такі робочі речовини: вода-аміачана суміш і водні розчини солей бромистого або хлористого літію. До складу більшості АТН додатково входить абсорбційна холодильна машину (АХТ), призначена для кондиціонування повітря. В таких ТН процес перенесення теплоти здійснюється суміщенням прямого і оберненого термодинамічних циклів.

Бромистолітєві АТН мають найвищі технічні і енергетичні показники, тому вони знайшли найширше використання. Для додаткового підвищення енергетичних характеристик до його складу може входити абсорбційний термотрансформатор. Розрізняють понижувальні і підвищувальні термотрансформатори (ТТ). Понижувальний ТТ дозволяє отримати з джерела теплової енергії високої температури і джерела теплової енергії низької температури (навколишнє середовище, каналізаційні стоки) теплову енергію середньої температури, яку використовує споживач. Підвищувальний ТТ використовують за наявності джерела теплової енергії з середньою температурою ((40-60) °С) і джерела з низькою температурою (повітря (15-20) °С або вода (0-10) °С) для отримання теплової енергії з температурою на (15-30) °С вище ніж у джерела з середньою температурою. За цих умов кількість теплової енергії з високою температурою становить близько 50% від енергії, отриманої з джерела з середньою температурою. На даний момент практично освоєно використання понижувальних ТТ.

АТН мають дещо меншу ефективність ніж ПТН, однак їх доцільно використовувати у випадку наявності джерел теплової енергії з середньою і низькою температурою. До складу АТН не входить компресор, тому цей вид ТН працює без електроенергії і майже безшумний. Більшість АТН використовують на промислових підприємствах, де побічним продуктом виробництва є промислові стоки і джерела теплової енергії у вигляді водяної пари і гарячої води.

Класифікація АТН

1. За видом джерела з високою температурою АТН розділяють на:
 - з паровим обігрівом генератора;
 - з водяним обігрівом генератора;
 - з генератором на рідкому або газоподібному паливі.
2. За числом ланок регенерації розчину бромистого літію:
 - одноступеневі;
 - двоступеневі.

Принцип роботи АТН

Принцип роботи АТН описано на прикладі одноступеневого АТН з паровим обігрівом генератора, рис. 5.4. У трубний простір випаровувача подають воду з низькою температурою, де вона охолоджується в результаті випаровування води у вакуумі, яка стікає у вигляді плівки в міжтрубному просторі. Утворений пар поглинає розчин бромистого літію, який стікає по міжтрубному просторі абсорбера. Внаслідок поглинання парів води розчин бромистого літію нагрівається. Для збереження його поглинальних властивостей здійснюють відведення теплоти водою, яка циркулює в трубах абсорбера, і після цього подається до споживача (системи опалення, ГВП). Таким чином здійснюють перенесення теплової енергії від джерела з низькою температурою до споживача, який має вищу температуру.

Під час поглинання водяної пари, концентрація бромистого літію в розчині знижується. Для регенерації його подають у генератор, де з розчину випаровують надлишок води завдяки теплоті пари, яку подають від зовнішнього

джерела (парового, газового котла). Концентрований розчин подають в абсорбер. Отриману в генераторі водяну пару конденсують у міжтрубному просторі конденсатора і відводять у випаровувач. Далі процеси циклічно повторюються.

Ефективність АТН

Ефективність роботи АТН оцінюють коефіцієнтом трансформації енергії K_{TR} , як і ПТН. K_{TR} для АТН розраховують через співвідношення вхідної і вихідної енергій АТН:

$$K_{TR} = Q_{II} / Q_G = 1 + Q_O / Q_G, \quad (5.11)$$

де Q_{II} – кількість виробленої теплоти АТН,

Q_G – кількість високопотенційної теплоти, що підводиться до генератора,

Q_O – кількість низькопотенційної теплоти, що підводиться до випаровувача.

Коефіцієнт трансформації K_{TR} має значення в межах 1,65-1,75, для двоступеневих АТН K_{TR} складає 2,05-2,15, що дещо менше ніж у ПТН.

На рис. 5.5 показано ефективність різних видів АТН у порівнянні з газовою котельнею.

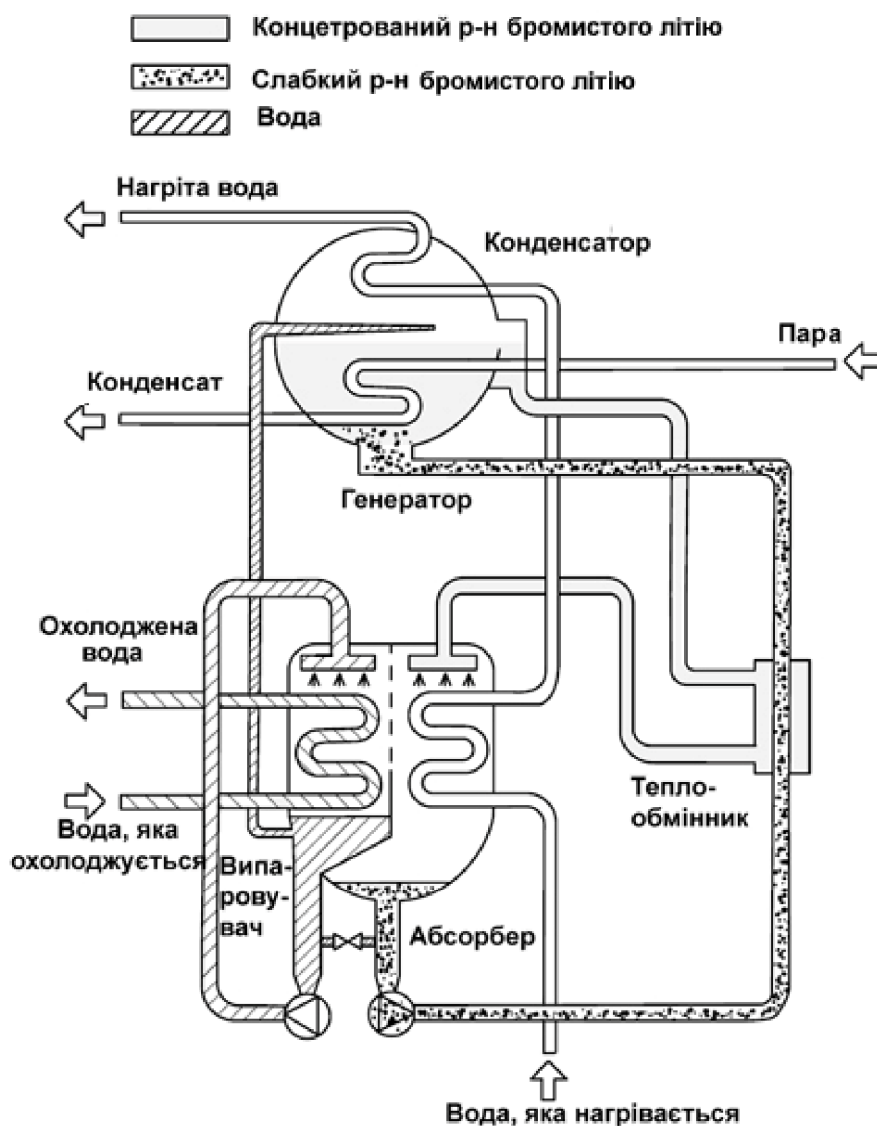
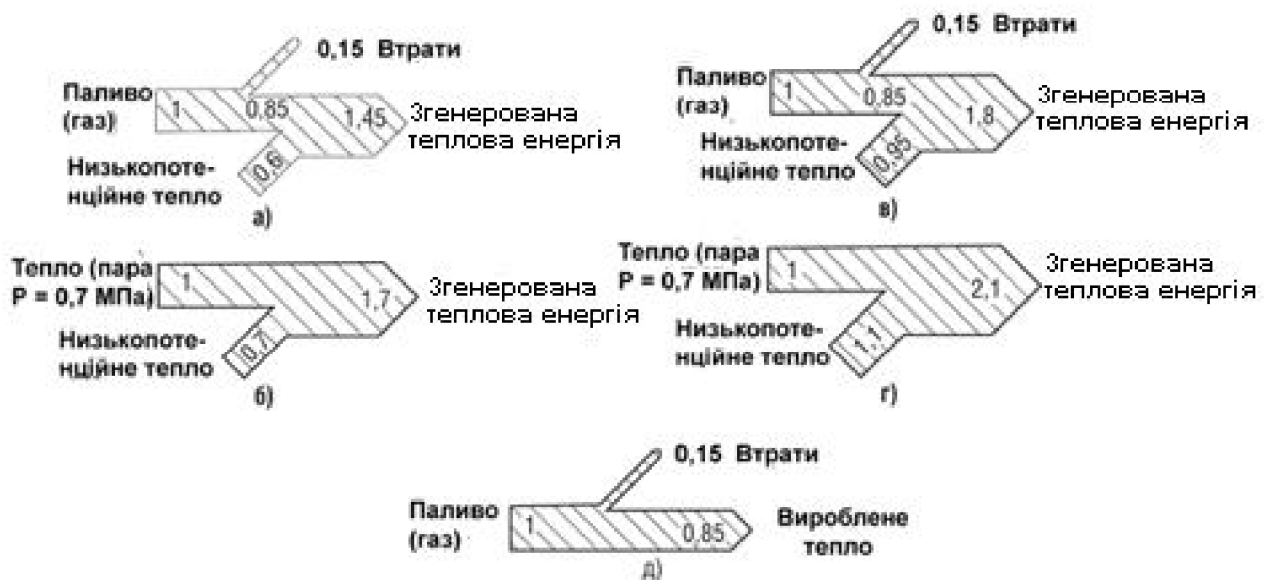


Рис. 5.4. АТН з паровим обігрівом генератора



а) АТН на газоподібному паливі, б) АТН на водяній парі, в) двоступеневий АТН на газоподібному паливі, г) двоступеневий АТН на водяній парі, д) газова котельня

Рис. 5.5. Порівняльна характеристика втрат у АТН і газовій котельні

З рис. 5.5 видно, що витрати палива на одиницю згенерованої теплової енергії у АТН в 2-3 рази менші ніж за умови використання газової котельні. Ще одним видом відновлювального джерела енергії, який успішно використовують для вироблення теплової енергії є сонячна енергія. Пристрій, який перетворює сонячну енергію у теплову, називають сонячним колектором.

Запитання

1. Поясніть основний принцип роботи теплових насосів.
2. Назвіть основні складові частини парокомпресорного теплового насосу.
3. Назвіть фактори, від яких залежить ефективність роботи теплового насосу.
4. Вкажіть на що впливає значення коефіцієнту трансформації теплового насосу.
5. Наведіть умови, за яких доцільніше використовувати теплові насоси з повітряним зовнішнім контуром.
6. Назвіть відмінності у конструкціях ґрунтового зонду і колектора.
7. Оберіть тип теплового насосу, який має більшу ефективність: з розімкненим чи замкненим зовнішнім контуром ?
8. Вкажіть речовини, що використовують у якості холодагенту в абсорбційних теплових насосах.
9. Перелічіть переваги і недоліки абсорбційних теплових насосів у порівнянні з парокомпресорними тепловими насосами.

Лекція № 6. Сонячна енергетика. Сонячні колектори

Основні терміни і визначення

Сонячний колектор – пристрій для збирання теплової енергії Сонця у інфрачервоному і видимому спектрі.

Сонце є головним первинним джерелом енергії. Потужність сонячної енергії, яка потрапляє на земну поверхню складає $1.7 \cdot 10^{14}$ кВт. Сонячної енергії, яка потрапляє на Землю за 1 годину, вистачить для забезпечення потреб людства протягом 1 року. Величиною, що характеризує потужність сонячної енергії, є густина потоку випромінювання, що проходить через площу 1 м^2 , розташовану перпендикулярно потоку випромінювання над атмосферою. Середнє значення цього показника складає 1367 Вт/м^2 . У атмосфері потужність сонячного випромінювання зменшується. На рівні Землі його потужність не перевищує 1000 Вт/м^2 . Сонячна енергія має широкий спектр: на ультрафіолетовий діапазон спектру припадає 7 % випромінювання, видимий – 47 %, інфрачервоний – 46 %.

Галузі сонячної енергетики

Сонячну енергію використовують для отримання теплової і електричної енергії. Майже вся енергія сонячного випромінювання зосереджена у видимому і інфрачервоному діапазоні, тому теплову енергію від нього можна отримати безпосередньо шляхом нагрівання теплоносія чи спеціальної поверхні – абсорбера. ККД таких геліоустановок складає (30-80) %. Для цього використовують сонячні колектори, в тропічних і екваторіальних широтах можуть використовуватись сонячні ставки. Перетворення сонячної енергії на електричну має менший ККД, може бути безпосереднім або багатоступеневим. Безпосереднє перетворення сонячної енергії на електричну базується на фотоелектричному ефекті, який виникає у фотоелементах – напівпровідниках з неоднорідною структурою. ККД фотоелементів складає (10-20) %. Багатоступеневе перетворення сонячної енергії на електричну базується на використанні парових машин або двигунів Стірлінга, для нагрівання робочого тіла яких до необхідних температур використовують сонячні концентратори. На цьому принципі працюють сонячні станції з концентраторами баштового, параболічного і параболоциліндричного типів. ККД таких станцій становить (10-20) %. У деяких випадках для отримання електричної енергії використовують сонячні ставки.

Основи сонячної енергетики

Густина випромінювання у різних точках земної поверхні відрізняється між собою і змінюється у часі. Цей показник залежить від географічної широти, пори року, часу доби, наявності хмар і нахилу поверхні. Тому важливою задачею є правильна орієнтація геліоустановок відносно Сонця. Вплив широти місцевості і пори року спричинено еліптичною траєкторією руху Землі навколо Сонця. Відстань між Сонцем і Землею змінюється протягом року. Земля найближче до Сонця 22 грудня ($1.445 \cdot 10^{11}$ м), максимальна відстань між ними

22 червня ($1.543 \cdot 10^{11}$ м). Ця відносно невелика зміна відстані призводить до відчутної різниці у сонячному випромінюванні, яке обернено пропорційне квадрату відстані (для грудня – 1430 Вт/м^2 , для червня – 1330 Вт/м^2). Для точного розрахунку потужності на певній ділянці у конкретний час, необхідно розглянути її положення відносно напрямку руху сонячних променів на як показано на рис. 6.1. На цьому рисунку точкою А позначено точку земної поверхні, положення якої характеризується широтою φ , кутовим сонячним часом ψ і схиленням Сонця δ .

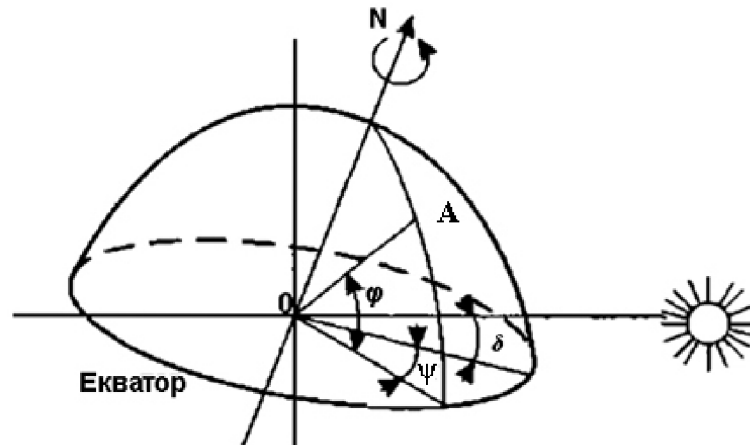


Рис. 6.1. Схема руху Сонця на небосхилі

Широта – це кут між лінією, яка з'єднує її з центром Землі O, і її проекцією на площину екватора. Кутовий сонячний час ψ – це кут, вимірний в екваторіальній площині між проекцією лінії OA і проекцією лінії, яка з'єднує центри Землі і Сонця. Перерахунок добового часу t у сонячний час ψ здійснюють за формулою:

$$\psi = (t - 12) \cdot 360 / 24 = 0,262 \cdot (t - 12)^\circ. \quad (6.1)$$

Схилення Сонця δ – це кут між лінією, що з'єднує центри Землі і Сонця, і її проекцією на площину екватора. Схилення Сонця впродовж року неперервно змінюється від $-23^\circ 5'$ в день зимового сонцестояння 22 грудня до $23^\circ 5'$ в день літнього сонцестояння 22 червня і дорівнює нулю в дні весняного (21 березня) і осіннього (23 вересня) рівнодення. Кут схилення Сонця δ в день n після 1 січня розраховують за формулою:

$$\delta = 23,5 \cdot \sin(360^\circ(284 + n) / 365). \quad (6.2)$$

Числові значення сонячного схилення для середини кожного місяця наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1. Числові значення сонячного схилення δ

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
град, °	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23

У розрахунках потужності сонячного випромінювання також використовують зенітний кут Сонця θ_z , кут висоти α і азимут α_s , рис. 6.2, а також азимут поверхні α_H , рис. 6.3. Зенітний кут Сонця θ_z – кут між напрямом

на Сонце і вертикаллю до горизонтальної площини. θ_z розраховують за формулою:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\psi) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta). \quad (6.3)$$

Висота Сонця α над горизонтом – кут у вертикальній площині між напрямом сонячного випромінювання і його проекцією на горизонтальну площину. З рис. 6.2 очевидно, що

$$\alpha = 90^\circ - \theta_z, \quad (6.4)$$

тому $\sin(\alpha) = \cos(\psi) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta).$ (6.5)

Зі збільшенням висоти Сонця α зменшується відстань через атмосферу, яку проходить сонячне випромінювання, і збільшується час протягом якого сонячна енергія потрапляє на поверхню.

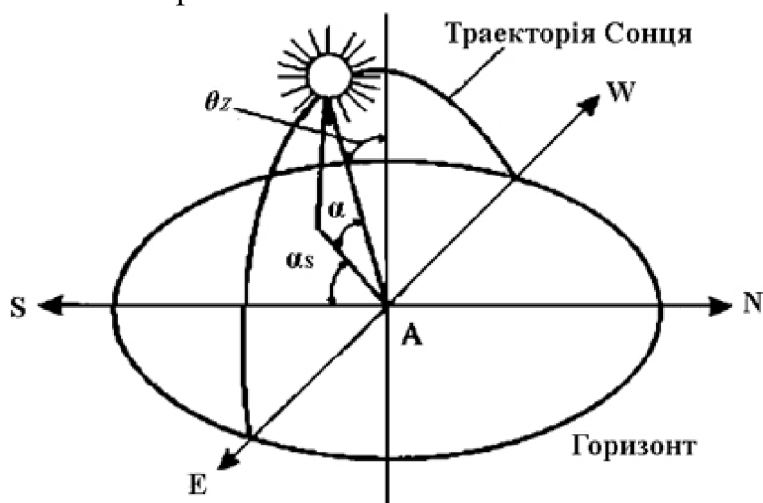


Рис. 6.2. Кути, які визначають положення точки земної поверхні відносно напрямку сонячних променів

Азимут Сонця α_s – кут в горизонтальній площині між проекцією напрямку сонячного випромінювання і напрямом на південь. Значення азимуту α_s розраховують за формулою:

$$\sin(\alpha_s) = (\cos(\delta) \cdot \cos(\psi)) / \cos(\theta_z). \quad (6.6)$$

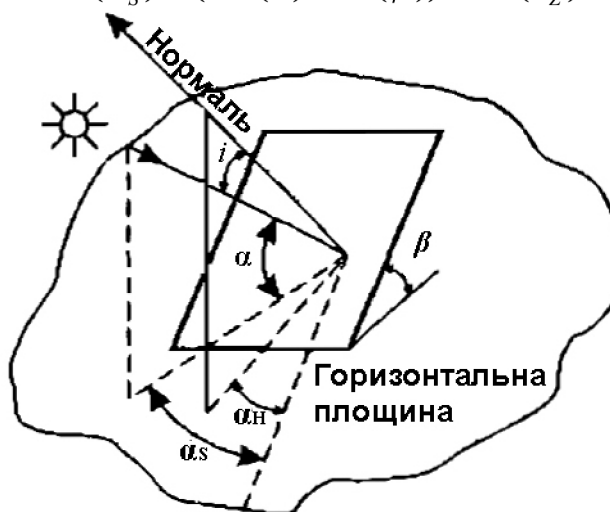


Рис. 6.3. Кути, які характеризують положення точки на похилій поверхні відносно напрямку сонячних променів

Азимут поверхні α_H – кут між нормаллю до поверхні і напрямом на південь. Якщо поверхня зорієнтована перпендикулярно сонячним променям, потужність сонячного випромінювання на ній є максимальною. Кут падіння сонячних променів на довільно орієнтовану поверхню з азимутом α_H і кутом нахилу до горизонту β визначають за формулою:

$$\cos(i) = \sin(\beta)[\cos(\delta)[\sin(\varphi)\cos(\alpha_H)\cos(\psi) + \sin(\alpha_H)\sin(\psi)] - \sin(\delta)\cos(\varphi)\cos(\alpha_H)] + \cos(\beta)[\cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\psi) + \sin(\delta)\sin(\varphi)]. \quad (6.7)$$

Отже, для ефективної роботи геліоустановок необхідно, щоб потужність сонячного випромінювання була максимальною. Для цього кут між поверхнею і напрямком сонячного випромінювання повинен бути близьким до нуля $i = 0$. Для цього її необхідно орієнтувати на південь ($\alpha_H = 0$) під певним кутом β відносно горизонтальної поверхні. Величина кута β знаходиться за формулою (6.7) з урахуванням широти місцевості φ і пори року, від якої залежить схилення Сонця δ . Для підрахунку чисельних значень кута β беруть середнє значення кутового часу за добу $\psi = 0$. Отримане значення підставляють до формули (6.7). Розрахована функція має такий вид:

$$f(\beta) = \sin(\beta)[\cos(\delta)\sin(\varphi) - \sin(\delta)\cos(\varphi)] + \cos(\beta)[\cos(\delta)\cos(\varphi) + \sin(\delta)\sin(\varphi)]. \quad (6.8)$$

Для одержання максимальної потужності від Сонця необхідно знайти максимум функції (6.8). В табл. 6.2 наведено значення кута β , за яких отримують максимальне значення потужності сонячного випромінювання на широтах України протягом року.

Таблиця 6.2. Оптимальний кут нахилу поверхні на різних широтах

Широта φ / Місяць	45°	46°	47°	48°	49°	50°	51°	52°
1. Січень	66°	67°	68°	69°	70°	71°	72°	73°
2. Лютий	58°	59°	60°	61°	62°	63°	64°	65°
3. Березень	47°	48°	49°	50°	51°	52°	53°	54°
4. Квітень	36°	37°	38°	39°	40°	41°	42°	43°
5. Травень	26°	27°	28°	29°	30°	31°	32°	33°
6. Червень	22°	23°	24°	25°	26°	27°	28°	29°
7. Липень	24°	25°	26°	27°	28°	29°	30°	31°
8. Серпень	32°	33°	34°	35°	36°	37°	38°	39°
9. Вересень	43°	44°	45°	46°	47°	48°	49°	50°
10. Жовтень	55°	56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
11. Листопад	64°	65°	66°	67°	68°	69°	70°	71°
12. Грудень	68°	69°	70°	71°	72°	73°	74°	75°

З даних табл. 6.2 видно, що для отримання максимальної потужності сонячної енергії кут нахилу фотоприймальної поверхні геліоустановки необхідно змінювати в широких межах протягом року. За умови відхилення на кут $\pm 10^\circ$ від оптимального на поверхні розсіюється до 90 % від максимальної потужності. В переважній більшості випадків геліоустановки мають нерухому фотоприймальну поверхню. В цьому випадку її необхідно орієнтувати у південному напрямі під

кутом (30-45)°. Якщо геліоустановку неможливо орієнтувати строго на південь, то за умови орієнтації на південний схід або південний захід кут її нахилу необхідно зменшити до (25-35)°. Якщо геліоустановку використовують для системи опалення, кут її нахилу необхідно збільшувати, в цьому випадку отримана енергія розподіляється рівномірніше протягом року. Залежність величини виділеної потужності геліоустановки від її орієнтації для широт України показано на рис. 6.4.

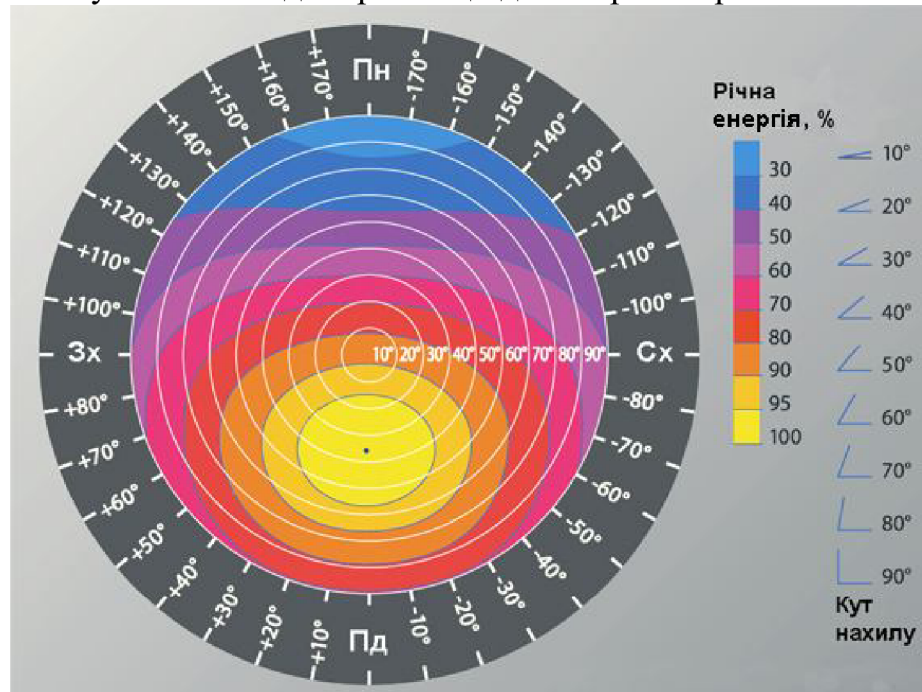


Рис. 6.4. Вплив орієнтації геліоустановки на кількість отриманої енергії

Середня потужність сонячного випромінювання залежить також від погодних умов. Потенціал сонячної енергетики за регіонами України показано на рис. 6.5.



Рис. 6.5. Потенціал сонячної енергетики у регіонах України

Сонячні колектори

Сонячні колектори використовують для нагрівання води і опалення приміщень. Принцип їх роботи полягає у циркуляції води через теплообмінник, де вона нагрівається сонячним випромінюванням, і подачі нагрітої води в систему опалення чи гарячого водопостачання. Виділяють плоскі і вакуумні сонячні колектори.

Конструкція колекторів

Плаский колектор складено з теплоізолюваної панелі, в якій розміщено пластину поглинача. Поглинач виготовляють з теплопровідного металу (найчастіше з міді або алюмінію). На пластину поглинача наносять спеціальне покриття, яке має високу поглинальну здатність у видимому діапазоні спектру і низький коефіцієнт випромінювання у інфрачервоному діапазоні. Для зменшення втрат тепла передню частину колектора покривають склом, а задню і бокові – теплоізолювальним матеріалом. Конструкцію плоского колектора показано на рис. 6.6.

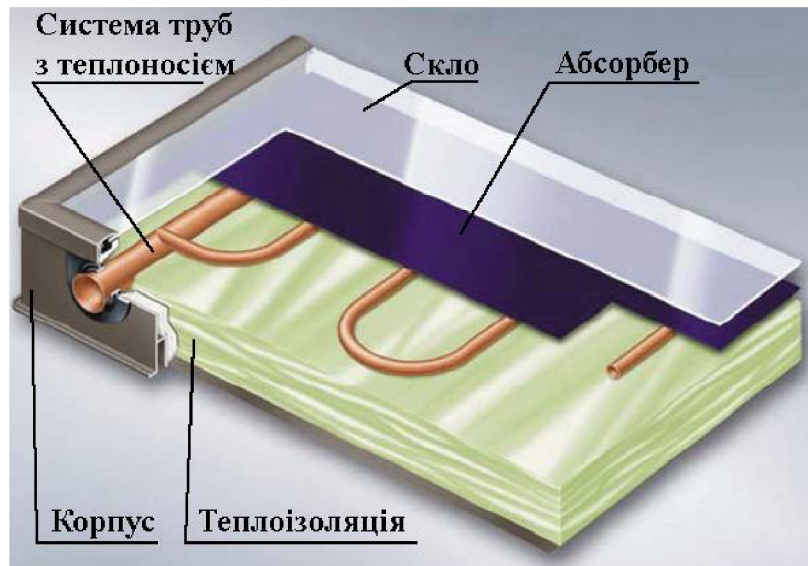


Рис. 6.6. Конструкція плоского колектора

Спрощеним варіантом плоского колектора є пластиковий колектор, абсорбер якого виготовлено з пластику. Як правило його не ізолюють, тому пластиковий колектор використовують лише в літню пору, в основному для підігріву басейнів.

Вакуумні колектори складено з вакуумованих трубок, у кожній з яких розміщено мідний абсорбер з титановим покриттям, що гарантує високий рівень поглинання сонячної енергії, а вакуумований простір дозволяє мінімізувати втрати на теплопровідність. В абсорбері встановлюють коаксіальний (трубка в трубці) теплообмінник, через який теплоносій отримує тепло від абсорбера. Конструкцію вакуумного колектора показано на рис. 6.7.

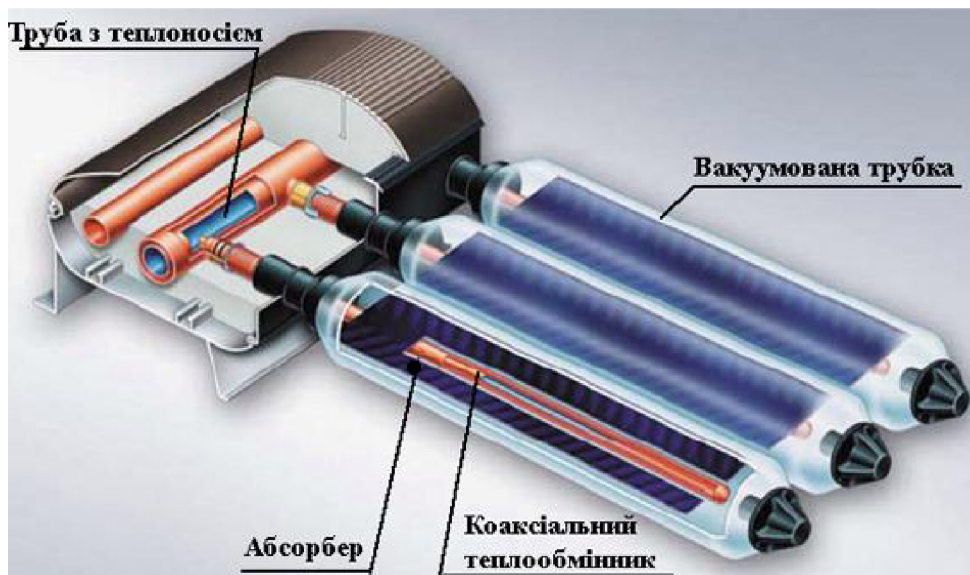


Рис. 6.7. Конструкція вакуумного колектора

За умови використання води як теплоносія плоский і вакуумний колектори можливо використовувати лише за температур вищих нуля. Для усунення цього обмеження розроблено вакуумні колектори з тепловою трубкою. Вони містять дві скляних або металічних трубки, які вставлені одна в одну і розділені вакуумом. Зовнішня трубка має таку ж конструкцію як у звичайного вакуумного колектора і виконує функцію абсорбера. Всередині абсорбера розміщують теплову трубку з рідиною, яка має низьку температуру кипіння. Під дією теплоти абсорбера рідина випаровується і піднімається у верхню частину трубки, яка з'єднана з теплообмінником по якому протікає вода. В теплообміннику пари рідини конденсуються і віддають енергію воді. Цей тип колектора може працювати за температури -30°C , якщо тепла трубка виготовлена зі скла і за температури -45°C , якщо вона металева. Конструкцію вакуумного колектора з тепловою трубкою показано на рис. 6.8.

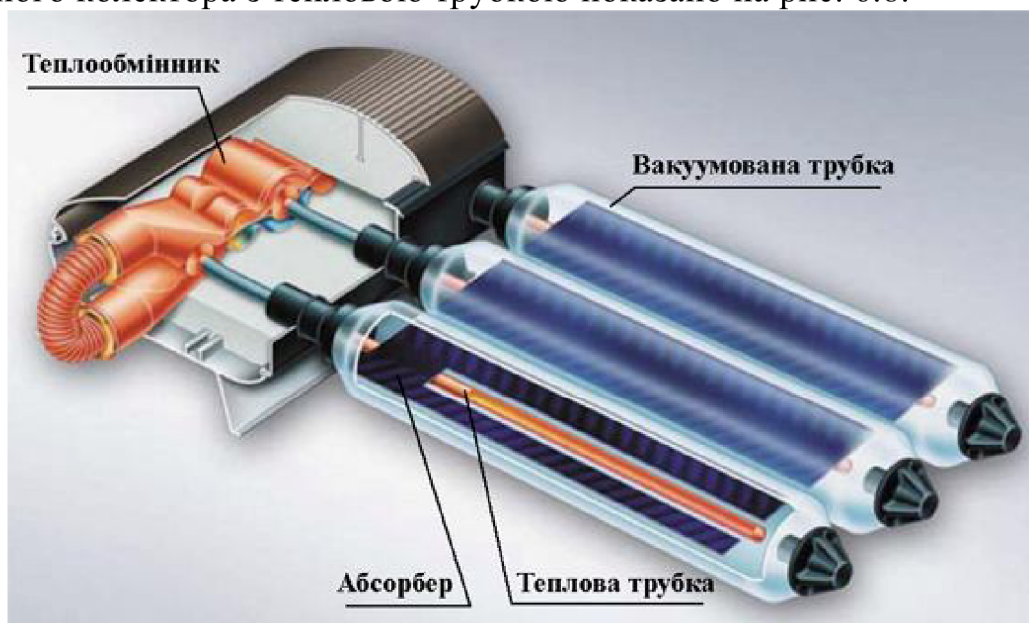


Рис. 6.8. Вакуумний колектор з тепловою трубкою

Коефіцієнт корисної дії сонячних колекторів

ККД сонячного колектора – це відношення корисної теплової енергії відведеної від абсорбера до виділеної на ньому енергії сонячного випромінювання. Втрати енергії мають два складники: оптичний і теплопровідний. В колекторах оптичні втрати виникають під час відбивання сонячного випромінювання від поверхні скла і абсорбера. Оптичний ККД $\eta_{к0}$ має максимальне значення за нульової різниці температур між абсорбером і навколишнім середовищем, коли втрати на теплопровідність відсутні. Зі збільшенням різниці температур ΔT втрати на теплопровідність зростають майже лінійно. Оптичний ККД $\eta_{к0}$ плоского колектора дещо більший ніж у вакуумного. Однак внаслідок менших теплових втрат вакуумні колектори мають більший сумарний ККД за великої різниці температур між абсорбером і навколишнім середовищем (30°C і вище).

Спрощена формула для розрахунку ККД колекторів η_k :

$$\eta_k = \eta_{к0} - \frac{k \cdot \Delta T}{P_1}, \quad (6.8)$$

де P_1 – потужність потоку випромінювання, що падає на 1 м² площі колектора,

k – коефіцієнт, що враховує ступінь теплоізоляції колектора, для плоского колектора $k = 3-5$, вакуумного $k = 0,7-1,1$, пластикового $k = 40-100$.

Для точного розрахунку ККД колектора необхідно враховувати значення потужності випромінювання P . Тому на практиці його ККД визначають експериментально. Типову залежність ККД різних типів колекторів показано на рис. 6.9.

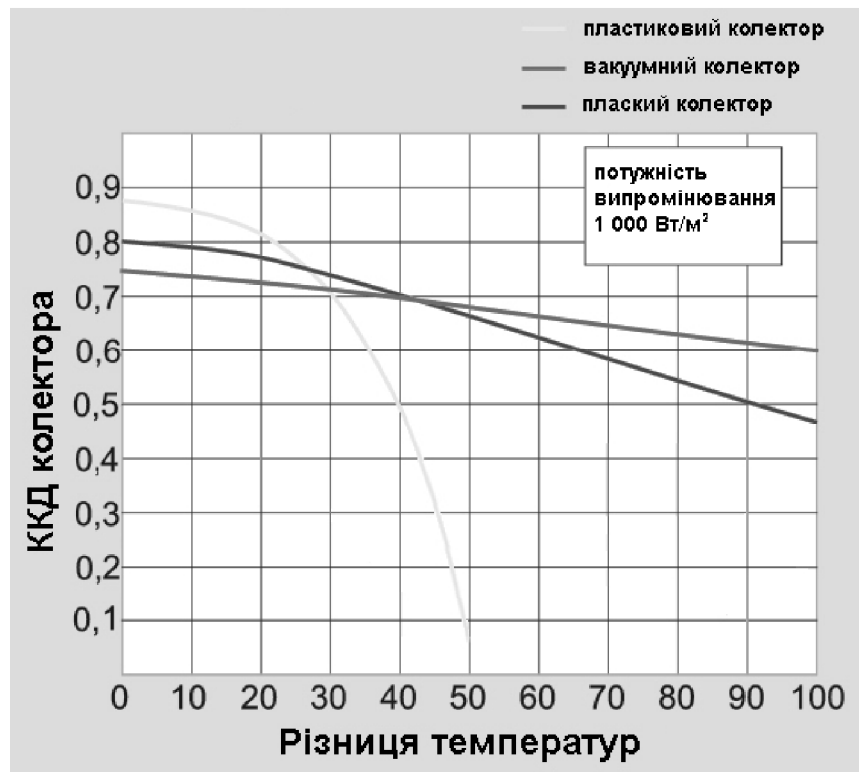


Рис. 6.9. Типова залежність ККД сонячних колекторів

Застосування сонячних колекторів

У складі системи опалення і ГВП на основі сонячних колекторів завжди є бак для накопичення нагрітого теплоносія. Його об'єм розраховують з граничної умови: якщо бак відключено від споживача, температура води в ньому протягом дня не повинна перевищити точки кипіння. Залежно від типу системи до її складу може входити терморегулятор і насос. Системи на основі сонячних колекторів класифікують за такими ознаками:

- 1) кількість контурів циркуляції теплоносія: одно- або двоконтурні;
- 2) тип циркуляції теплоносія: активний або пасивний.

В одноконтурній системі в колекторі нагрівається вода, яку потім подають в систему опалення і ГВП.

Переваги одноконтурних систем:

- простота конструкції;
- найвищий ККД.

Недоліки:

- необхідність використання якісної води (з низьким вмістом солей);
- пришвидшена корозія трубопроводів через наявність розчиненого повітря у воді;
- робота системи неможлива за мінусових температур через ризик замерзання води трубопроводах.

Внаслідок вказаних недоліків строк служби одноконтурної системи становить 3-5 років.

В двоконтурних системах по трубопроводах колектора циркулює незамерзаючий теплоносій, який передає свою енергію воді системи опалення і ГВП через теплообмінник.

Переваги двоконтурних систем:

- уповільнення процесів корозії;
- можливість експлуатації за від'ємних температур.

Недолік:

- зменшення ККД системи на 5-10%.

Строк служби двоконтурної системи складає 10-30 років.

До складу геліосистеми з пасивною циркуляцією теплоносія входить колектор і бак, рис. 6.10. Бак для організації пасивної циркуляції необхідно розміщувати вище сонячного колектора. У такій системі нагрітий у колекторі теплоносій, розширюючись, переміщується у верхню частину колектора і потрапляє в бак. Одночасно з баку витискується теплоносій з найнижчою температурою і потрапляє у колектор. Для подачі холодної води бак під'єднують до системи холодного водопостачання.

Перевага пасивних систем:

- простота конструкції.

Недоліки:

- великі втрати через низьку швидкість циркуляції води;

- через необхідність встановлювати бак вище колектора, часто він знаходиться на відкритому повітрі, що додатково збільшує теплові втрати;
- залежність швидкості циркуляції води від температури.

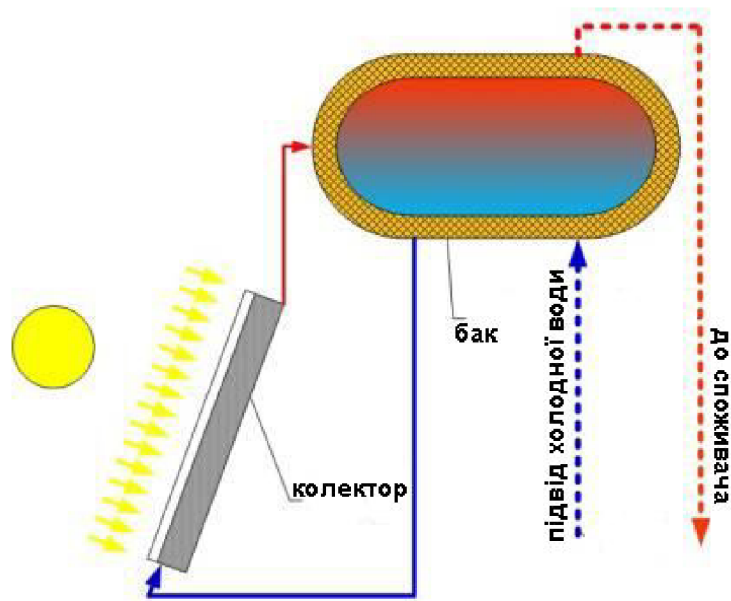


Рис. 6.10. Геліосистема з пасивною циркуляцією теплоносія

У геліосистему з активною циркуляцією теплоносія входить електричний насос. Співвідношення між споживанням електричної енергії і енергією нагрітої води приблизно становить 1:50, що свідчить про високу ефективність таких систем. До складу активних систем додатково входить нагрівач і терморегулятор. Конструкцію геліосистеми з активною циркуляцією показано на рис. 6.11.

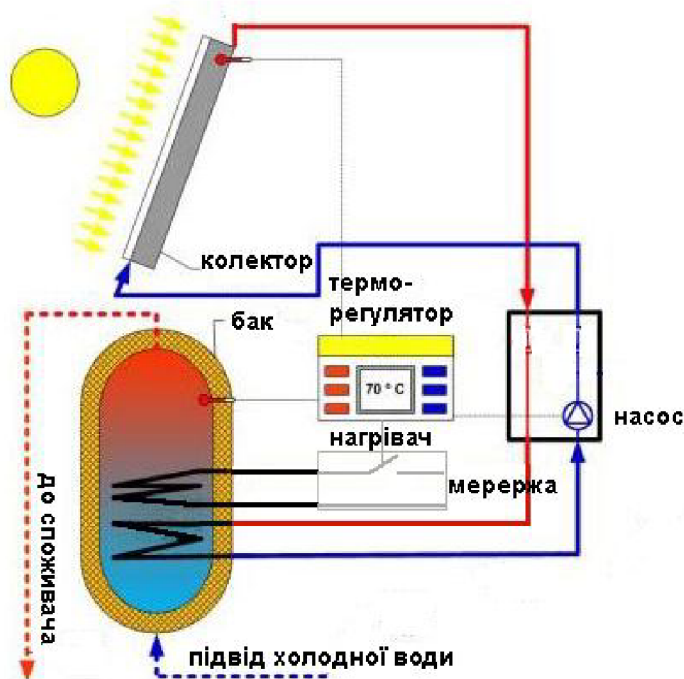


Рис. 6.11. Геліосистема з активною циркуляцією теплоносія

Геліосистеми з пасивною циркуляцією носія доцільно застосовувати в тропічних країнах за умови невеликої площі колекторів (до 10 м^2), у помірних широтах більшість часу вони працюватимуть неефективно через повільну циркуляцію рідини. Якщо площа колекторів значна, рекомендовано встановлювати системи з активною циркуляцією теплоносія.

Для широт України раціональною є двоконтурна система з активною циркуляцією рідини. Такі системи використовують разом зі звичайними котлами у системі опалення і ГВП для економії енергоресурсів. Система на сонячних колекторах забезпечує нагрів води влітку і певну частку енергії на опалення будинку взимку. Розрахунок системи здійснюють на основі кривих витрат теплової енергії на опалення і ГВП, побудованих для конкретного будинку. Типові криві енергетичних витрат показано на рис. 6.12.

Основою для розрахунку колектора є теплове навантаження у літній період системи ГВП. Як правило об'єм споживання гарячої води V_G майже постійний протягом року. Тому за цим показником розраховують мінімальну площу колекторів S_{min} для забезпечення ГВП. На практиці площу колекторів S_O обирають у 2-2,5 рази більшу за мінімальну. Система з такою площею повністю забезпечує ГВП і частково – систему опалення у зимові періоди. За умови подальшого збільшення площі колекторів систему використовують менше ніж на 50 % протягом половини року, тому строк її окупності збільшується.

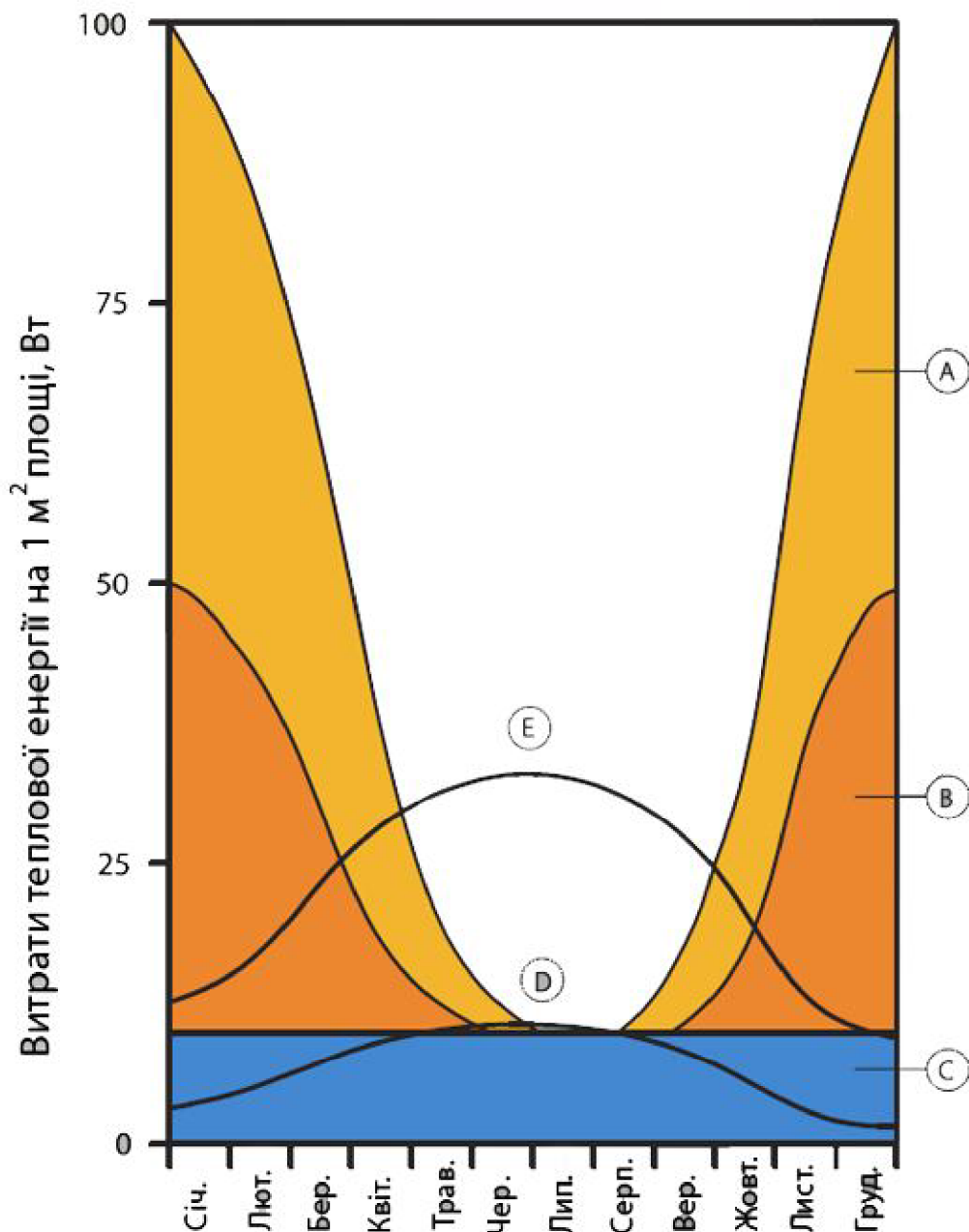
Розрахунок системи опалення і ГВП на основі сонячного колектора

Вхідними даними для розрахунку є:

- температура холодної води T_{Bmin} ;
- номінальна температура гарячої води $T_{Bном}$;
- максимальна температура гарячої води T_{Bmax} ;
- об'єм споживання гарячої води протягом одного дня $N V_G$;
- максимальне і мінімальне значення середньої температури навколишнього середовища за добу T_{max} і T_{min} ;
- середня потужність сонячного випромінювання протягом 1 дня у літній і зимовий період із заданою орієнтацією колекторів P_{Kmax} і P_{Kmin} на 1 м^2 їх площі;
- теплоємність теплоносія C_T ;
- температура $\Delta T_{(1)}$, на яку нагрівається теплоносій у колекторі;
- площа будинку S_b ;
- теплова потужність $P_{b(1)}$, необхідна для опалення 1 м^2 будинку.

Параметри, які необхідно розрахувати:

- площа сонячних колекторів S_O ;
- об'єм баку V_b ;
- діаметр труб у яких циркулює теплоносій d ;
- потужність насоса P_H ;
- потужність нагрівача P_{HG} .



A – витрати енергії на опалення в будинках без теплоізоляції;

B – витрати енергії на опалення в будинках з теплоізоляцією;

C – енергія, необхідна для нагріву води;

D – обсяг енергії від теплового колектора, розрахованого для системи ГВП у літній період;

E – обсяг енергії від теплового колектора, розрахованого для системи ГВП і опалення

Рис. 6.12. Витрати теплової енергії на опалення і ГВП

Методика розрахунку

Розрахунок площі сонячних колекторів

1. Енергія W , яка необхідна для нагрівання гарячої води на 1 добу:

$$W = V_G \cdot C_T \cdot (T_{Вном} - T_{Вmin}) \cdot q_6, \quad (6.9)$$

де q_6 – коефіцієнт, який враховує теплові втрати баку і системи трубопроводів колекторів, $q_6 = 1,2$,

теплоємність води $C_T = 1,16 \text{ Вт} \cdot \text{год} / (\text{л} \cdot ^\circ\text{C})$.

2. Середня енергія на 1 м^2 площі колектора за 1 день:

$$W_{K(1)} = P_K \cdot t_D, \quad (6.10)$$

де t_D – тривалість дня.

За формулою (6.10) розраховують енергію для літнього $W_{K(1)max}$ і зимового $W_{K(1)min}$ сезонів з використанням параметрів P_{Kmax} і P_{Kmin} .

3. Площа колекторів S :

$$S_O = m \cdot \frac{E}{E_{K(1)max} \cdot \eta_K}, \quad (6.11)$$

де η_K – ККД колектора у літній сезон, розрахований за формулою (6.8), $m = 2-2,5$.

Розрахунок об'єму баку V_6

Об'єм баку розраховують з граничної умови, що протягом дня гаряча вода не споживається. Для цього випадку необхідно, щоб температура води не перевищувала максимальну T_{Bmax} .

$$V_6 = \frac{W}{q_6 \cdot (T_{Bmax} - T_{Bmin}) \cdot C}. \quad (6.12)$$

Розрахунок діаметру труб системи

Проходячи через систему колекторів, теплоносій нагрівається на декілька градусів. На практиці ця величина складає $(5-10)^\circ$. Більший нагрів теплоносія недоцільний, оскільки на цю ж величину зростає різниця температур між навколишнім середовищем і колектором, що зменшує ККД системи. Обсяг теплоносія, що нагрівається в колекторі на вказану температуру, пропорційний площі колектора. Для зменшення втрат тиску в трубопроводах необхідно, щоб швидкість теплоносія v не перевищувала 1 м/с. В розрахунках швидкість теплоносія повинна знаходитись в межах $v = (0,4-0,7)$ м/с. Тому для заданої площі колектора необхідно обрати діаметр труб d , що забезпечує задану швидкість циркуляції теплоносія. Розрахунок виконують для літнього сезону. Взимку, для економії електроенергії, швидкість циркуляції можна зменшити.

1. Розрахунок об'єму теплоносія $V_{(1)}$, який в колекторі нагрівається до температури $T_{Bном}$ за $t = 1$ год.

$$V_{(1)} = \frac{P_{Kmax} \cdot S_O \cdot \eta_K}{C \cdot \Delta T_{(1)}}. \quad (6.13)$$

2. Розрахунок внутрішнього діаметру трубопроводу:

$$d = \sqrt{\frac{4V_{(1)}}{\pi \cdot v \cdot t}}. \quad (6.14)$$

Розрахунок потужності насосу

$$P_H = \frac{m_{(1)} \cdot h \cdot g \cdot c}{\eta_H}, \quad (6.15)$$

де c – втрати опору в трубопроводі, $c = 1,3$;

η_H – ККД насоса, $\eta_H = 0,8$,

$g = 9,8$;

$m_{(1)}$ – маса теплоносія, який прокачують через колектор за 1 с;

h – різниця висот між нижньою і вищою точками трубопроводу (в розрахунках брати $h = 3$ м).

Розрахунок потужності нагрівача

1. Розрахунок ККД системи η_K у зимовий період за формулою (6.8).

2. Розрахунок теплової потужності системи колекторів у зимовий період:

$$P_{TK} = S_O \cdot P_{K \min} \cdot \eta_K. \quad (6.16)$$

3. Розрахунок теплової потужності, необхідної для систем ГВП і опалення:

$$P_T = S_{\sigma} \cdot P_{\sigma(1)} + \frac{N}{24 \cdot 3600} \cdot C \cdot (T_{Вном} - T_{Вmin}). \quad (6.17)$$

4. Потужність нагрівача:

$$P_{НГ} = P_T - P_{TK}. \quad (6.18)$$

Розраховані параметри окремих пристроїв системи на основі сонячного колектора використовують для оцінки її вартості, габаритів і коефіцієнту корисної дії.

Сонячну енергію також використовують для вироблення електричної енергії напівпровідниковими фотобатареями і сонячними електростанціями.

Запитання

1. Наведіть значення потужності сонячного випромінювання над атмосферою Землі.

2. Перелічіть фактори, які зменшують ефективність перетворення сонячної енергії на теплову і електричну.

3. Назвіть типи сонячних колекторів.

4. Вкажіть параметр сонячного колектора, який визначає його оптичний ККД.

5. Вкажіть причину більшого сумарного ККД вакуумних колекторів у порівнянні з плоскими колекторами.

6. Перелічіть переваги використання системи з активною циркуляцією теплоносія.

7. Назвіть причину доцільності використання у системах опалення на основі сонячного колектора додаткового нагрівача.

Лекція № 7. Сонячна енергетика. Сонячні електростанції

Основні терміни і визначення

Сонячний ставок – водойма, яка поглинає і акумулює сонячну енергію протягом року.

Фотоелемент – електронний прилад, що перетворює енергію фотонів на електричну енергію.

Сонячні ставки

Сонячні ставки – спеціальні водойми з солоною водою, концентрація солей в яких поступово зростає від поверхневих шарів до придонних. Сонячне проміння вільно проходить через поверхневі прісні шари води і віддає свою енергію темному дну водойми, яке нагріває придонні шари води. Через більшу концентрацію солей у придонних шарах, вони мають більшу густину, що усуває явище конвекції. Тому нагріта вода придонного шару не перемішується з холодною поверхневою водою. Це дозволяє нагріти придонні шари води до температури (70-90) °С. Прісний поверхневий шар водойми виконує роль теплового ізолятора, тому сонячний ставок також можна використовувати як тепловий акумулятор енергії, який дозволяє зберігати теплову енергію протягом зимового періоду. Для створення штучного сонячного ставка глибиною 1-3 м необхідно (500 – 1 000) кг повареної солі або хлориду магнію на 1 м² площі. Ефективність перетворення сонячної енергії у теплову складає (15-25) %. Відбір теплоти від сонячних ставок здійснюють з придонного шару теплообмінником. Нагрітий теплоносій використовують в системі опалення чи ГВП, рідше – в термодинамічному циклі для виробництва електроенергії. Сонячні ставки доцільно експлуатувати в тропічних широтах. Промислові зразки сонячних ставок експлуатують в США та Ізраїлі. Через низький ККД сонячні ставки не знайшли широкого використання.

Сонячні концентратори

Принцип дії сонячних концентраторів полягає у фокусуванні сонячного випромінювання на ємності з теплоносієм. Існує три типи сонячних концентраторів:

- параболоциліндричні;
- параболічний;
- баштові.

Параболоциліндричні концентратори мають форму параболи, витягнутої вздовж прямої, рис. 7.1. Вони фокусують сонячне випромінювання у пряму лінію з мінімум стократною концентрацією. В фокусі розміщують трубку з теплоносієм, який нагрівається до температури (300-400) °С. Нагрітий теплоносій подають у теплообмінник для утворення пари, яку використовують для виробництва електроенергії. Для зменшення простоїв обладнання у несприятливу погоду в системах передбачена система теплових акумуляторів – термоізованих баків. У

них зберігають нагрітий теплоносії і у разі потреби подають до теплообмінників. Потужність СЕС баштового типу складає (10-100) МВт, ККД – (10-20) %.



Рис. 7.1. Параболоциліндричний концентратор

Існують варіанти параболоциліндричних сонячних електростанцій (СЕС) з фотоелементами. Це дозволяє спростити конструкцію станції і зменшити площу фотоелементів. Однак ККД таких систем не перевищує 10 %.

Параболічний концентратор – це параболічне дзеркало з приймачем, встановленим у його фокусі, рис. 7.2. У приймачі знаходиться двигун Стірлінга. Робоче тіло двигуна водень або гелій. Потужність однієї установки складає (10-25) кВт. ККД системи

досягає (25-30) %. Концентратори баштового типу розміщують навколо центрального приймача і фокусують на нього сонячне випромінювання, рис. 7.3.



Рис. 7.2. Параболічний концентратор



Рис. 7.3. Баштова СЕС

В кожний концентратор інтегрована система руху за Сонцем, тому відбиті сонячні промені завжди спрямовані на центральний приймач. Концентрація сонячного випромінювання в 1000 разів більша за звичайну. В баштовому приймачі розташована парова турбіна, як робоче тіло використовують водяну пару, повітря, масло. Температура теплоносія (500-1500) °С. Часто в таких СЕС встановлюють теплові акумулятори. Потужність СЕС баштового типу складає (10-100) МВт, ККД – (10-20) %.

В результаті огляду різних видів СЕС можна зробити такі висновки:

- баштові, параболоциліндричні СЕС доцільно використовувати для живлення промислових об'єктів потужністю від одиниць до десятків мегават;

- параболічні концентратори можливо використовувати в побутовому секторі;
- для експлуатації СЕС необхідно відводити значно більші території, ніж для електростанцій на викопному паливі.

Фотоелементи

У фотоелементах енергія сонячного випромінювання безпосередньо перетворюється на електричну енергію, що зумовлює їх просту конструкцію. Послідовно або паралельно з'єднані фотоелементи утворюють фотобатареї, які виготовляють у вигляді плоских модулів. Фотобатареї, які працюють на спільне навантаження, утворюють електростанції. В порівнянні з СЕС на основі термодинамічного циклу, вони потребують менших витрат на спорудження і експлуатацію, що дозволяє здешевити вартість енергії, отриманої з СЕС. Модульна конструкція спрощує налаштування СЕС і дозволяє використовувати їх у побутовому секторі.

Фотоелементи виготовляють на основі напівпровідникових структур з різною провідністю або зміною хімічного складу напівпровідників. Переважну частину фотоелементів виготовляють з кремнію. ККД фотоелементів залежить від однорідності структури напівпровідника і його фотопровідності. Тому для фотоелементів використовують кремній з малою кількістю дефектів. Приблизно 80% всіх модулів виготовляють на основі полі- або монокристалічного кремнію. Фотоелементи на основі монокристалічного кремнію мають ККД до 17 % (середній показник 14 %), полікристалічного – в середньому 12 %. Строк служби кристалічних елементів складає 30-50 років. Фотоелементи на основі аморфного кремнію мають низький ККД (близько 8 %) і стабільність, тому їх в основному застосовують у малопотужних елементах електроживлення. Вартість фотоселементів залежить від вартості використаного в ній кремнію. Оскільки для отримання необхідного ККД використовують кремній з найменшою кількістю домішок, його вартість є достатньо високою, що здорожчує вартість фотобатареї у цілому. В тонкоплівкових фотоелементах для зменшення обсягу кремнію його напилюють тонким шаром на підложку (металічні стрічки, скло, полімерні плівки). В результаті зменшення обсягу кремнію і простоті технології виробництва, тонкоплівкові фотоелементи мають меншу вартість. ККД тонкоплівкових фотоелементів складає 8 %, недоліком таких фотоелементів є деградація їх властивостей під дією сонячного випромінювання. В органічних фотоелементах замість кремнію використовують дешеві барвники або полімери. ККД полімерних фотоелементів не перевищує 10 %.

Структуру кремнієвого фотоелемента показано на рис. 7.4.

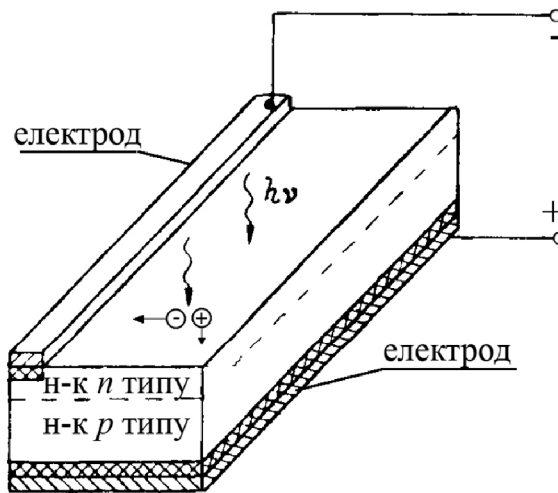


Рис. 7.4. Напівпровідниковий фотоелемент

Кремнієвий фотоелемент складено з напівпровідникового матеріалу, освітлена частина якого має провідність n-типу, темнова – p-типу, і двох електродів. До області n-типу під'єднано смужковий електрод з невеликою площею для збільшення ефективної площі освітленого напівпровідника. На тильній стороні області p-типу розташовано суцільний електрод. Під дією фотонів світла в атомах напівпровідника n-типу електрон переходить з валентної зони до зони провідності, в результаті чого утворюється два види носіїв заряду – вільні електрони і дірки, які зумовлюють протікання струму в зовнішньому колі. Еквівалентну схему заміщення фотоелемента і його ВАХ показано на рис. 7.5.

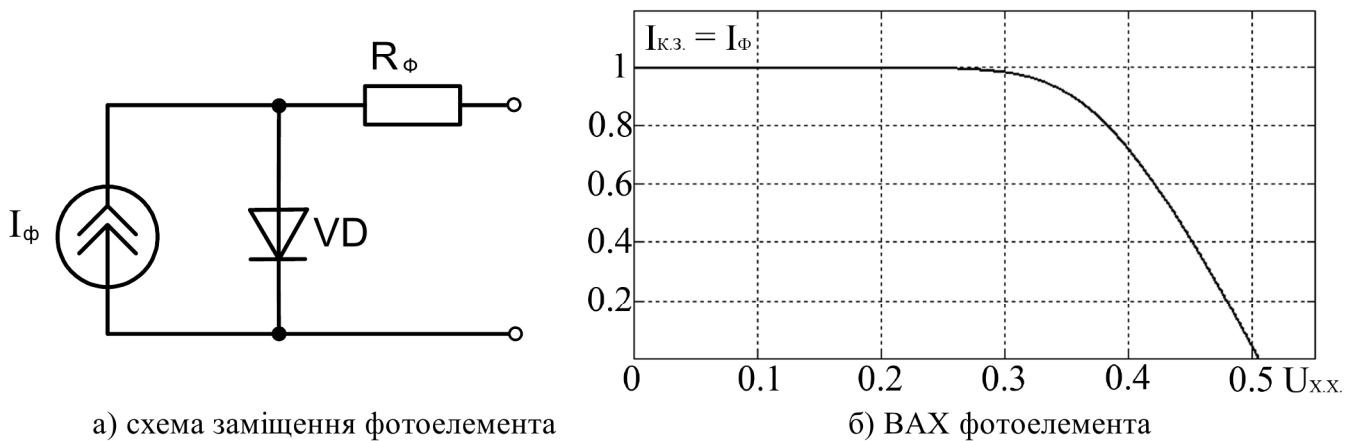


Рис. 7.5. Характеристики фотоелемента

Основними параметрами фотоелемента є сила фотоструму I_Φ , сила струму короткого замикання $I_{КЗ}$, напруга холостого ходу $U_{ХХ}$ і сумарний активний опір фотоелемента R_Φ , який дорівнює сумі опорів фронтальної ділянки напівпровідника n-типу, контакту напівпровідник n-типу–електрод і смужкового електроду. Фотострум I_Φ утворює вільні носії заряду освітленого фотоелемента. Струм короткозамкненого фотоелемента дорівнює фотоструму $I_\Phi = I_{КЗ}$. За умови підключення до фотоелемента навантаження частина фотоструму протікає через нього, а інша частина – через p-n перехід

фотоелемента. Якщо зовнішнє коло розімкнати весь фотострум протікає через р-п перехід фотоелемента, напруга на фотоелементі максимальна і дорівнює напрузі холостого ходу U_{XX} (для кремнієвого фотоелемента $U_{XX} \approx 0.6$ В). Сила фотоструму залежить від освітленості і площі фотоелемента. ВАХ фотоелемента показано на рис. 7.5 б), її апроксимують формулою:

$$I_H = I_\Phi - I_0 \left(e^{\frac{q_e U_H - I_H R_\Phi}{A k T}} - 1 \right), \quad (7.1)$$

де I_0 – зворотній струм діода,

$q_e = 1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл, заряд електрона,

$k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – стала Больцмана,

T – абсолютне значення температури,

A – константа, значення якої має значення в межах 1-2.

Фотобатарею складено з декількох ланцюжків послідовно з'єднаних однотипних фотоелементів. Послідовно з кожним ланцюжком фотоелементів вмикають діод. Його застосовують для усунення зворотних струмів через ланцюжок фотоелементів, який має меншу ніж у інших фотоЕРС через затінення одного з його фотоелементів. В цьому випадку затемнення ланцюжка призводить до відключення відповідного ланцюжка від навантаження. Фотобатарею з трьох ланцюжків, в кожному з яких три фотоелементи показано на рис. 7.6.

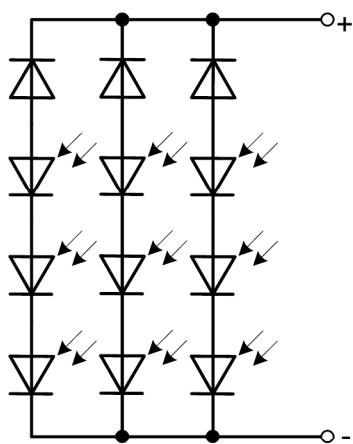


Рис. 7.6. Фотобатарея

ВАХ фотобатареї знаходять додаванням ВАХ її фотоелементів. Виробники наводять ВАХ фотобатареї за різної потужності сонячного випромінювання, номінальну потужність розраховують за випромінювання 1000 Вт/м^2 і узгодженості опору навантажувального кола з вихідним опором фотобатареї: $R_H = R_{ВИХ}$. За інших значень опору навантаження від фотобатареї відбирається менша потужність. Типові ВАХ фотоелемента і криві залежності його потужності від напруги на навантаженні $P = f(U_H)$ наведено на рис. 7.7.

З рисунку видно, що фотострум фотобатареї змінюється пропорційно освітленості, а напруга холостого ходу майже не залежить від рівня освітленості. Загалом точка максимальної потужності за напругою складає $(0,7-0,8) U_{XX}$, за струмом – $(0,85-0,93) I_{K3}$ і майже не залежить від потужності сонячного випромінювання.

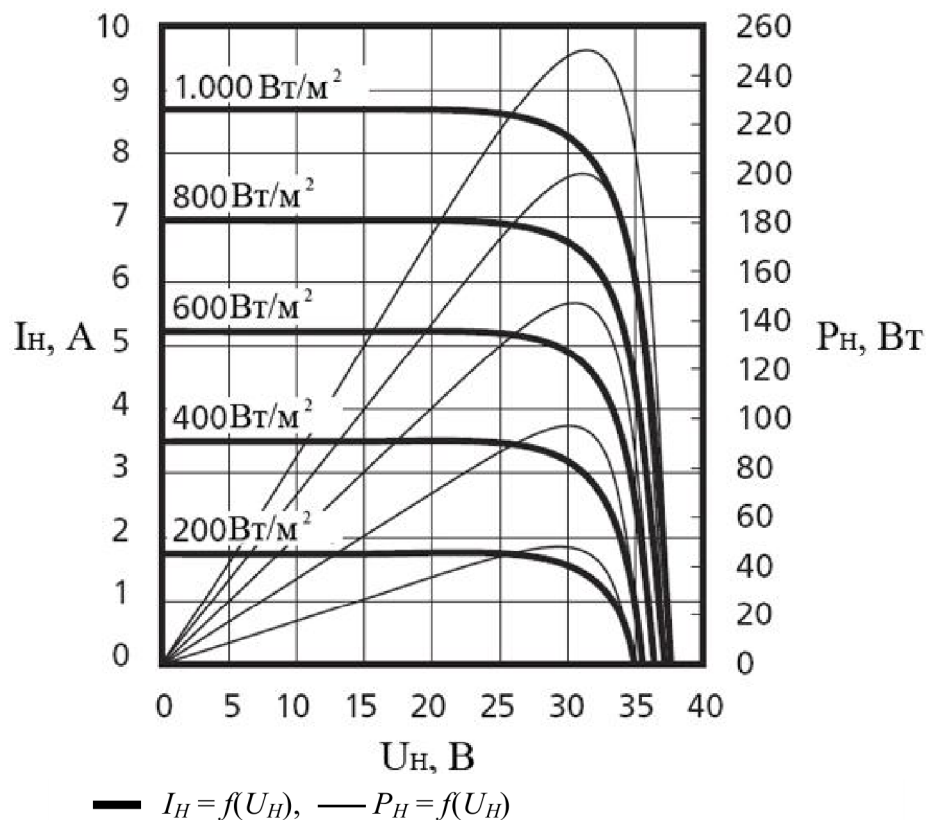


Рис. 7.7. Сімейство ВАХ і кривих потужності фотобатареї

Для узгодження вихідного опору фотобатареї і опору навантаження використовують перетворювач постійної напруги (ППН), який працює в режимі стабілізації вхідного струму або напруги. Для акумулювання електричної енергії на виході ППН встановлюють акумуляторну батарею. Структуру автономного джерела живлення постійного струму на основі фотобатареї показано на рис. 7.8. Для живлення споживачів змінним струмом або генерації енергії в мережу на виході системи встановлюють інвертор напруги.

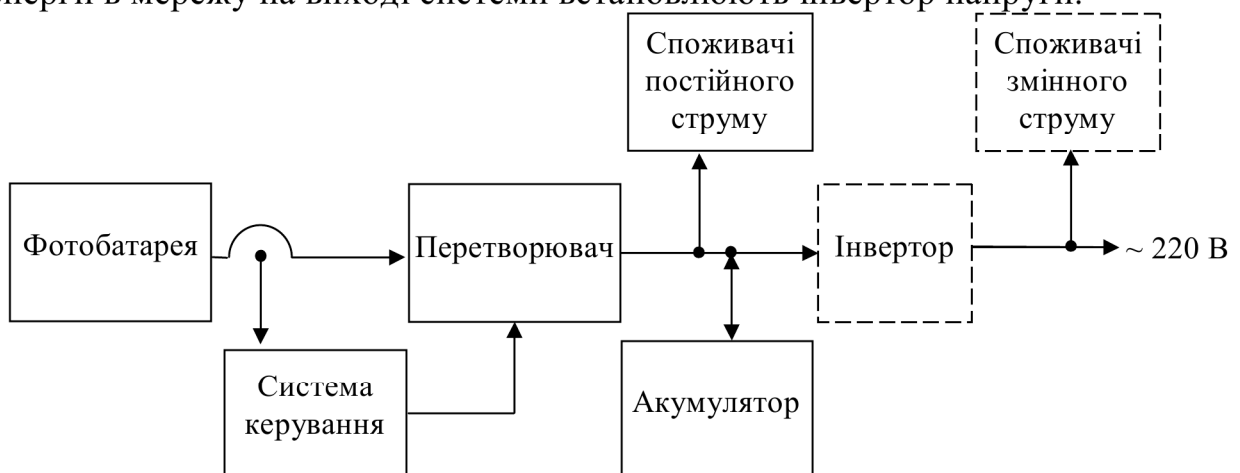


Рис. 7.8. Автономне джерело живлення на основі фотобатареї

Для визначення робочої точки фотобатареї з максимальною потужністю у системі керування за миттєвими значеннями вихідного струму і напруги фотобатареї розраховують вихідну потужність батареї. Після чого ППН

регулює вихідний струм (напругу) фотобатареї таким чином, щоб її робоча точка зміщувалась у напрямку збільшення вихідної потужності. За відомих значень параметрів фотобатареї I_ϕ , U_{XX} , R_ϕ , A точку з максимальною потужністю визначають з формули (7.1) за виразом U_H :

$$U_H = \left(\ln((I_\phi - I_H) / I_0 + 1) \cdot A \cdot k \cdot T \right) / q_e + I_H \cdot R_\phi. \quad (7.2)$$

Залежність потужності P_H від струму розраховують з формули (7.2) множенням цього виразу на струм навантаження I_H :

$$P_H(I_H) = \left(\ln((I_\phi - I_H) / I_0 + 1) \cdot A \cdot k \cdot T \cdot I_H \right) / q_e + I_H^2 \cdot R_\phi. \quad (7.3)$$

Точку максимальної потужності знаходять прирівнюванням похідної потужності до нуля.

$$\frac{dP_H}{dI_H} = \left(-\frac{I_0 \cdot A \cdot k \cdot T \cdot I_H}{I_\phi - I_H + I_0} + \ln\left(\frac{I_\phi - I_H}{I_p} + 1\right) \cdot A \cdot k \cdot T \right) / q_e + 2I_H \cdot R_\phi = 0. \quad (7.4)$$

З рівняння (7.4) розраховують силу струму I_H , за умови протікання якого в зовнішнє коло віддається максимальна потужність.

Робота фотобатареї в режимі віддачі максимальної енергії можлива за умови, що вхідний струм ППН має неперервний характер. Цій умові відповідають такі типи перетворювачів: підвищувального типу, перетворювач Чука, SEPIC перетворювач (Single-ended primary-inductor converter – одноканальний перетворювач з індуктивністю у первинному колі), двотактні перетворювачі з дроселем в первинному колі. За умови використання інших перетворювачів у вихідному колі фотобатареї необхідно встановити конденсатор. Перетворювач підвищувального типу має найпростішу конструкцію і найвищий ККД за потужностей до 200 Вт, тому його часто використовують на практиці.

Методика розрахунку системи електроживлення на основі фотобатареї

Вхідні дані для розрахунку:

- еквівалентний опір навантаження за постійним струмом R_H ;
- потужність за змінним струмом $P_{H\sim}$;
- потужність за постійним струмом $P_{H=}$;
- ККД інвертора напруги η_i ;
- ККД ППН $\eta_{ППН}$;
- ККД акумулятора η_A ;
- потужність сонячного випромінювання P (з врахуванням кута нахилу між поверхнею сонячної батареї і сонячним випромінюванням);
- час роботи системи енергоживлення від акумуляторних батарей за відсутності сонячного випромінювання t_A .

Розрахунок

1. Сумарна потужність навантаження за постійним струмом:

$$P_{H\Sigma} = (P_{H\sim} / \eta_i + P_{H=}) / \eta_A. \quad (7.5)$$

2. Ємність акумуляторних батарей:

$$Q = P_{H\Sigma} \cdot t_A / q, \quad (7.6)$$

де q – допустима глибина розряду (залежить від типу акумулятора).

3. Розрахунок напруги на виході перетворювача для отримання значення потужності $P_{H\Sigma}$:

$$U_H = \sqrt{P_{H\Sigma} \cdot R_H}. \quad (7.7)$$

4. Визначення з ВАХ фотомодуля точки з максимальною потужністю (I_M , U_M) за заданого рівня освітленості, розрахунок максимальної потужності P_M .

5. Розрахунок мінімальної кількості фотомодулів для забезпечення необхідної потужності:

$$N = [P_{H\Sigma} / (P_M \cdot \eta_{ППН})] + 1. \quad (7.8)$$

6. Визначення конфігурації з'єднань фотомодулів у батарею (кількість послідовно і паралельно з'єднаних фотомодулів). На цьому етапі кількість фотомодулів може коректуватись в сторону збільшення.

7. Визначення точки з максимальною потужністю фотобатареї (I_ϕ , U_ϕ).

$$I_\phi = I_M \cdot N_{ПАР}, \quad (7.9)$$

$$U_\phi = U_M \cdot N_{ПОСЛ}, \quad (7.10)$$

де $N_{ПАР}$, $N_{ПОСЛ}$ – кількість паралельно і послідовно з'єднаних фотомодулів.

8. Розрахунок площі фотобатареї:

$$S_\phi = S_0 \cdot N_{ПОСЛ} \cdot N_{ПАР}, \quad (7.11)$$

де S_0 – площа одного фотомодуля.

9. Розрахунок співвідношення між напругою на навантаженні і на фотобатареї:

$$k = U_H / U_\phi. \quad (7.12)$$

10. Розрахунок коефіцієнту керування перетворювачем γ за значенням k .

На основі розрахунків обирають потужність фотомодулів, ємність акумулятора, розраховують параметри ППН і інвертора. Системи електроживлення змінного і постійного струму створюють також на основі вітроелектричних установок.

Запитання

1. Назвіть явище завдяки якому сонячні ставки можуть зберігати теплову енергію протягом тривалого часу.

2. Вкажіть форму фокусу параболоциліндричних концентраторів.

3. Назвіть типи кремнієвих фотоелементів.

4. Назвіть причину, через яку електрод фотоелемента з освітлювальної сторони має смужкову форму.

5. Назвіть причину, через яку на виході батареї з послідовно включених фотоелементів встановлюють діод.

6. Вкажіть назву пристрою, яким від фотобатареї можливо відібрати максимальну потужність.

7. Назвіть фактори, від яких залежить величина фотоструму фотоелемента.

Лекція № 8. Вітрова енергетика

Основні терміни і визначення

Вітродвигун – пристрій для перетворення кінетичної енергії потоку повітря у механічну роботу.

Вітроколесо – складова частина вітродвигуна, призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертання валу вітродвигуна.

Вітроенергетичний агрегат (вітроагрегат) - вітродвигун і одна або декілька енергетичних установок для генерування електричної енергії, підйому води, стиснення повітря і т.д.

Вітроелектрична установка (ВЕУ) – енергетичний комплекс у складі: вітроагрегат, акумулювальна система (за необхідності) і система регулювання режимів роботи і керування.

Вітроелектрична станція (ВЕС) об'єднує в єдиний енергетичний комплекс від декількох одиниць до декількох тисяч ВЕУ.

Фізичні основи використання енергії вітру

Рух повітряних мас у атмосфері – вітер – виникає під дією різниці тиску повітря в різних точках атмосфери. Різниця тиску зазвичай виникає через різницю температур повітряних мас. Однією з причин виникнення вітру є також обертання Землі навколо своєї осі. Глобальну циркуляцію повітря в атмосфері показано на рис. 8.1.

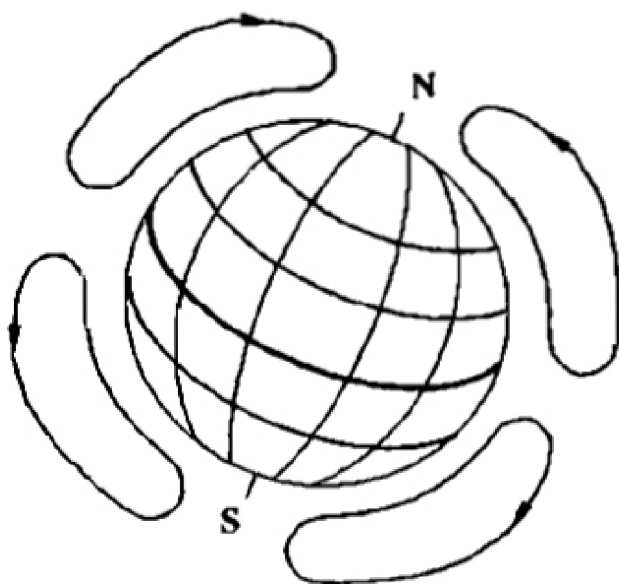


Рис. 8.1. Циркуляція повітря в атмосфері

У зоні екватора повітря нагрівається і піднімається вгору. Верхні шари атмосфери рухаються у напрямку полюсів, де охолоджуються і опускаються до поверхні. Холодні шари повітря переміщуються над поверхнею Землі у напрямку екватора. Енергетичний потенціал вітру становить $16.8 \cdot 10^{15}$ кВт·год (близько 1 % від енергії Сонця). Проте, зважаючи на рельєфні особливості місцевості, віддаленість від морів і океанів, пори року, сила і напрям – основні характеристики вітру – змінюються за різними законами, тому енергія вітру в кожній точці поверхні змінюється в широких межах. Потенціал енергії вітру за регіонами України на висоті $h_1 = 10$ м від поверхні Землі показано на рис. 8.2. Зі збільшенням висоти швидкість вітру збільшується за таким законом:

$$v = v_1 \left(\frac{h}{h_1} \right)^n, \quad (8.1)$$

де v_1 – значення швидкості вітру на висота h_1 ,

h – висота, на якій необхідно визначити швидкість вітру,

n – коефіцієнт, який враховує особливості місцевості (для рівнинної поверхні $n = 1/7$).

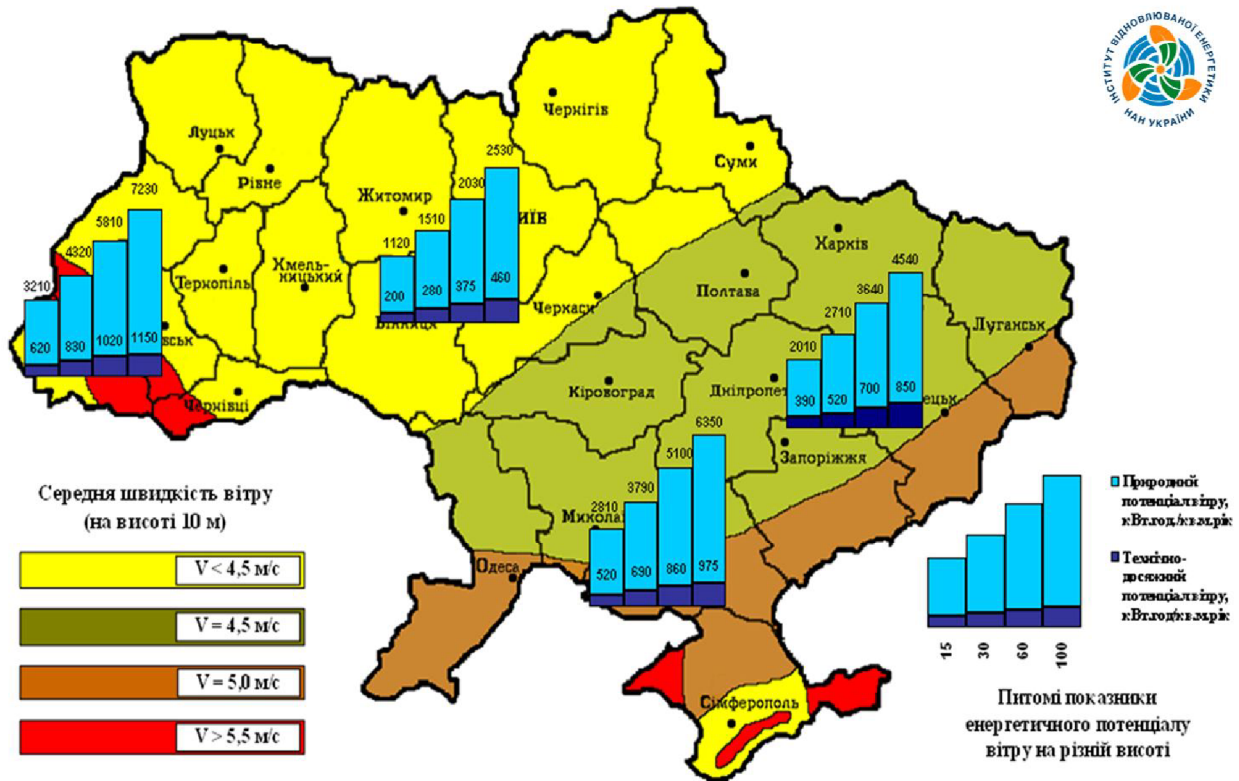


Рис. 8.2. Потенціал енергії вітру на території України

Кінетичну енергію E повітряного потоку розраховують за формулою:

$$W = \frac{mv^2}{2}, \quad (8.2)$$

де m – маса повітря.

Виразимо масу повітря m через об'єм V і густину $\rho = 1.23 \text{ кг/м}^3$:

$$W = \frac{\rho V v^2}{2}, \quad (8.3)$$

Обсяг енергії повітряного потоку, який проходить через переріз площею S за час t визначають з виразу (8.3) заміною $V = S \cdot v \cdot t$:

$$W = \frac{\rho S v^3 t}{2}. \quad (8.4)$$

Зважаючи на (8.4), питома потужність повітряного потоку P_{II} через ділянку площею 1 м^2 за 1 секунду дорівнює:

$$P_{II} = \frac{\rho v^3}{2}. \quad (8.5)$$

За швидкості вітру $v = 3$ м/с питома потужність повітряного потоку складає $P_{\Pi} = 17$ Вт/м², $v = 5$ м/с – $P_{\Pi} = 77$ Вт/м², $v = 10$ м/с – $P_{\Pi} = 615$ Вт/м².

Вітроелектричні установки

Енергію вітру найчастіше використовують для генерування електричної енергії із застосуванням ВЕУ. Основним конструктивним вузлом ВЕУ є вітроагрегат до складу якого входять вітроколесо, мультиплікатор і генератор. Вітроколесо під дією вітру створює обертовий момент на валу генератора. Для узгодження частоти обертання вітроколеса і частоти мережі використовують мультиплікатор. Також ВЕУ комплектують системою керування роботою вітроагрегату і генератором. Існує два основних типи ВЕУ – з вертикальною, рис. 8.3 і горизонтальною віссю обертання, рис. 8.4.



а) з ротором Савоніуса; б) з ротором Масгрува; в) з ротором Дар'є; г) з гелікоїдним ротором
Рис. 8.3. ВЕУ з вертикальною віссю обертання



а) однолопатева; б) дволопатева; в) трилопатева; г) багатолопатева
Рис. 8.4. ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

Ротор ВЕУ з вертикальною віссю обертається навколо осі, перпендикулярній напрямку повітряного потоку. Переваги ВЕУ з вертикальною віссю обертання:

- відсутність системи орієнтації за напрямом вітру, оскільки ефективність роботи ВЕУ з вертикальною віссю визначається лише швидкістю вітру і не залежить від його орієнтації;
- вісь обертання ротора генератора співпадає з віссю обертання вітроколеса, тому генератор і редуктор розміщують внизу ВЕУ;
- менше навантаження на опору ВЕУ.

Незважаючи на ці переваги, ВЕУ з вертикальною віссю обертання не знайшли широкого застосування. Це пов'язано з тим, що ВЕУ з горизонтальною віссю обертання мають більший ККД і меншу вартість. За геометрією вітроколеса ВЕУ з горизонтальною віссю обертання поділяють на одно-, дво-, три- і багатолопатеві. Як правило багатолопатеві агрегати працюють з низькою швидкістю обертання, проте мають великий обертовий момент, тому їх використовують в якості приводів насосів та інших виконавчих пристроїв. Однолопатеві ротори мають високу швидкість обертання, тому їх, як правило, під'єднують до електрогенераторів. Найчастіше використовують трилопатеві вітроколеса. Їх основним недоліком була висока стартова швидкість (4-6) м/с, у сучасних ВЕУ значення цього показника знижено до (2-3) м/с.

За призначенням вузли ВЕУ розділяють на механічні, аеромеханічні і електричні, рис. 8.5.

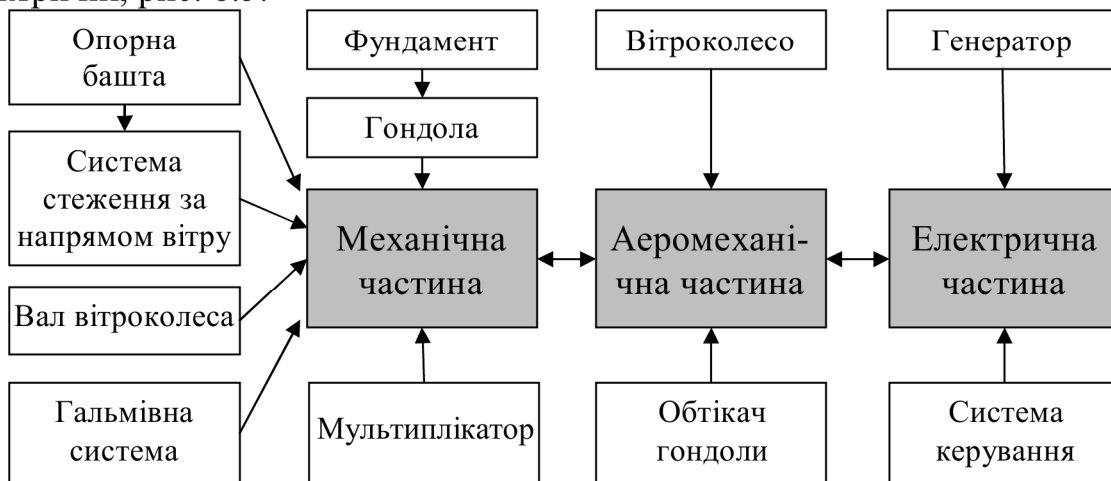
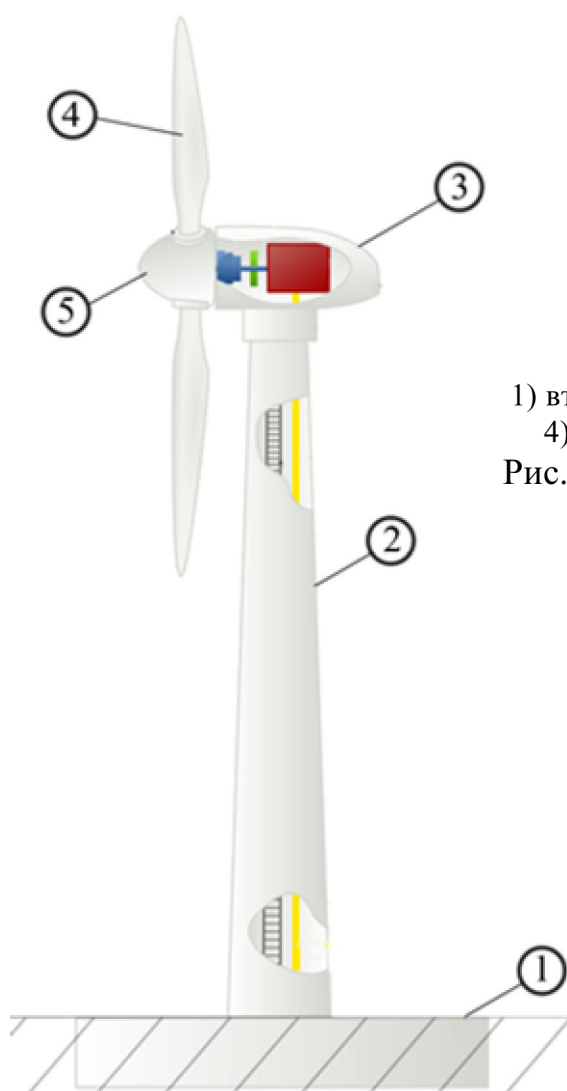


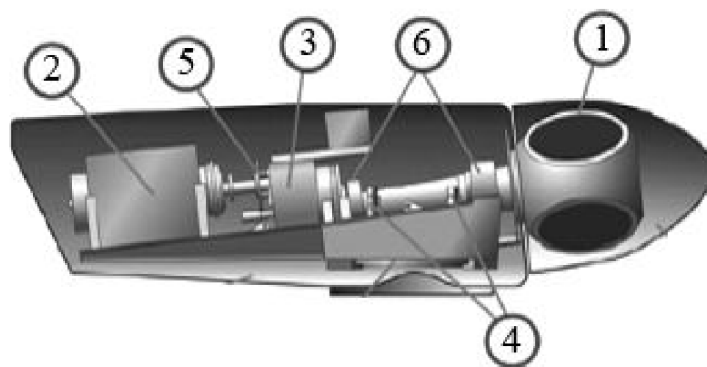
Рис. 8.5. Структурна схема ВЕУ

Всі виконавчі пристрої ВЕУ з горизонтальною віссю обертання розміщено у верхній частині опорної башти – гондолі, яку закріплюють на фундаменті, рис. 8.6. Взаємне розміщення агрегатів в гондолі показано на рис. 8.7. Нижче наведено конструкцію, опис і технічні особливості основних складових частин ВЕУ.



1) фундамент; 2) башта; 3) гондола;
4) вітроколесо; 5) обтікач гондоли

Рис. 8.6. Зовнішній вид ВЕУ



1) втулка вітроколеса; 2) генератор; 3) мультиплікатор;
4) система стеження; 5) гальмо; 6) вал вітроколеса

Рис. 8.7. Взаємне розміщення агрегатів у гондолі

Вітроколесо

Призначення вітроколеса перетворювати кінетичну енергію потоку повітря у механічну і концентрувати її на валу. Вітроколесо складається з втулки і закріплених в ній лопатей. В потужних ВЕУ лопаті мають додатковий привод, який змінює кут профілю крила залежно від швидкості вітру. Більшість сучасних ВЕУ оснащують трилопатевиими вітроколесами, оскільки аеродинамічні втрати за умови їх використання менші на 10 %, ніж у дволопатевих і на 4 %, ніж у однолопатевих вітроколес. Сучасні ВЕУ потужністю декілька мегават мають лопаті розміром (40-60) м. Розмір лопатей обмежено граничною лінійною швидкістю їх кінців, яка не повинна

перевищувати швидкості звуку, і зміною швидкості вітру з висотою, формула (8.1). Останнім часом є тенденція до збільшення діаметру вітроколес і потужності встановлених ВЕУ, що зменшує витрати на спорудження ВЕУ і вартість отриманої електроенергії.

Мультиплікатор

Вітроколесо разом з валом є рухомою частиною вітродвигуна – ротором. Кутова швидкість обертання ротора зазвичай значно менша ніж стандартна частота напруги мережі. Тому між ротором вітроколеса і генератором встановлюють мультиплікатор, рис. 8.8. Передавальне число якого, як правило, має значення в межах 5-50. Використання мультиплікатора призводить до додаткових втрат, тому деякі виробники проектують ВЕУ з безпосереднім з'єднанням роторів вітроколеса і генератора. Для таких систем використовують швидкохідні вітроколеса і генератори з декількома парами полюсів.



Рис. 8.8. Схема з'єднання валу вітроколеса, мультиплікатора і генератора

Система керування

Система керування виконує такі функції:

- орієнтацію ВЕУ за напрямом вітру;
- гальмування вітроколеса за великих швидкостей вітру (вище ніж 30 м/с);
- регулювання вихідної потужності.

Виконавчим механізмом системи орієнтації за напрямом вітру є електродвигун, вал якого з'єднано з системою обертання гондоли ВЕУ зубчатою передачею, рис. 8.9.

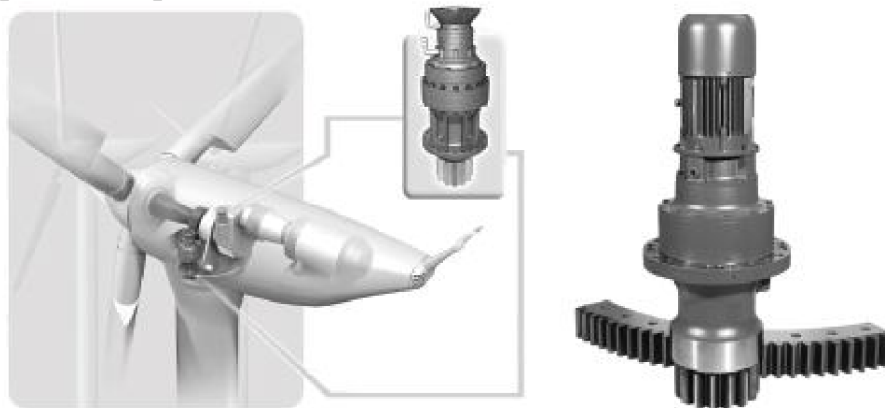


Рис. 8.9. Механізм системи орієнтації ВЕУ

Кут повороту ВЕУ визначають за даними, отриманими від сенсорів швидкості і напрямку вітру. Для забезпечення аварійної зупинки вітроколеса на ВЕУ встановлюють гальмівні системи аеродинамічного (поворот частини або всієї лопаті) і механічного (фрикційне гальмо) типу.

Регулювання вихідної потужності здійснюють регулюванням швидкості обертання валу вітроколеса залежно від швидкості вітру. Для цього застосовують два методи: зміну кута повороту лопатей (pitch-регулювання) і зрив потоку (stall-регулювання). За умови використання pitch-регулювання змінюють кут орієнтації лопатей відносно напрямку вітру (кут атаки), що дозволяє регулювати механічну потужність на валу вітроколеса. Stall-регулювання реалізують інакшим чином. Лінійна швидкість перерізу профілю

вітроколеса збільшується з віддаленням від осі обертання. Тому на певній відстані від центру обертання відбувається зрив потоку і підйомна сила перестає діяти на лопать, починаючи з цієї точки, лопать працює неефективно. Для забезпечення оптимального використання енергії потоку за різних швидкостей вітру, лопать закручується навколо своєї осі, рис. 8.10. Stall-

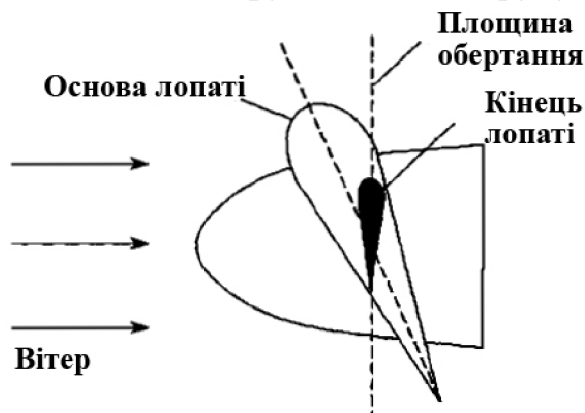


Рис. 8.10. Зовнішній вид профілю крила зі stall-регулюванням

регулювання забезпечує такі умови роботи вітроколеса, що за різкого збільшення швидкості вітру, потужність на валу вітроколеса не збільшується. Цей метод ефективний для забезпечення постійної швидкості обертання вітроколеса.

Генератор

ВЕУ малої потужності оснащують генераторами постійного струму, які застосовують як джерела автономного живлення. ВЕУ середньої і великої потужності комплектують генераторами

змінного струму і під'єднують до мережі. У ВЕУ з постійною швидкістю обертання встановлюють синхронні генератори. Для стабілізації швидкості обертання вітроколеса використовують метод stall-регулювання. У таких ВЕУ відбір максимальної потужності здійснюють лише за номінальної швидкості вітру, тому на практиці частіше на виході ВЕУ встановлюють системи відбору максимальної потужності, що підвищує ефективність їх роботи.

Технічні параметри вітроколеса

У результаті взаємодії лопатей і повітряного потоку частина його енергії передається вітроколесу. В ідеальній вітровій установці в механічну енергію перетворюється 59,3 % енергії повітряного потоку. Показник, який характеризує величину енергії потоку, яка перетворюється у механічну енергію, називають коефіцієнтом потужності C_p . У реальних вітроагрегатах цей показник має значення у межах 0,2-0,45. З урахуванням коефіцієнту C_p і формули (8.4) потужність вітроколеса ВЕУ описують формулою:

$$P = C_p \frac{\rho \pi R^2 v^3}{2}, \quad (8.6)$$

де R – радіус вітроколеса.

Важливим параметром вітроколеса є його швидкохідність Z :

$$Z = \frac{\omega R}{v}, \quad (8.7)$$

де ω – кутова швидкість вітроколеса.

Швидкохідність означає співвідношення лінійної швидкості кінця лопаті до швидкості повітряного потоку. За правильно обраного значення швидкохідності лопать вітроколеса не потрапляє у турбулентний потік, створений попередньою лопаттю, оскільки цей потік встигає покинути область вітроколеса. Разом з тим не відбувається вільне проходження повітряного

поток через вітроколесо без взаємодії з лопатями. Для виконання цих умов співвідношення між швидкістю і кількістю лопатей N є таким:

$$Z_{opt} = \frac{4\pi}{N}. \quad (8.8)$$

Коефіцієнт потужності C_p залежить від швидкості Z . Функціональну залежність $C_p(Z)$ для вітроагрегатів різного типу показано на рис. 8.11.



Рис. 8.11. Значення коефіцієнту потужності різних типів вітроколес

З рис. 8.11 можна зробити такі висновки:

- найбільший коефіцієнт потужності мають дво- і трилопатеві вітроколеса;
- досягти максимального коефіцієнта потужності можливо за умови правильно підбраного значення швидкості вітроколеса Z_{opt} .

Для дво- і трилопатевих ВЕУ залежність коефіцієнту потужності C_p від швидкості Z добре апроксимується двома функціями – до точки з максимальною потужністю C_{pmax} і після неї. Для цього необхідно знати значення швидкості в точці з максимальною потужністю Z_{opt} і максимально можливе значення швидкості для даного типу вітроколеса Z_{max} .

Ліва гілку характеристики ($Z < Z_{opt}$) описують такою функцією:

$$C_p = C_{pmax} \left(Z / Z_{opt} \right)^2 \left(-2Z / Z_{opt} + 3 \right). \quad (8.8)$$

Права гілка характеристики ($Z_{opt} < Z < Z_{max}$):

$$C_p = C_{pmax} - C_{pmax} \left(Z - Z_{opt} \right)^2 / \left(Z_{max} - Z_{opt} \right)^2. \quad (8.9)$$

На основі аналітичного виразу залежності коефіцієнту потужності від швидкості $C_p = f(Z)$ оцінюють робочий діапазон швидкостей вітроколеса.

Узгодження характеристик вітрогенератора і генератора ВЕУ

Потужність на валу вітроколеса пропорційна третій степені швидкості вітру, формула (8.6), тому може змінюватись в широких межах. До того ж зі зміною швидкості вітру змінюється швидкість обертання вітроколеса, за якої потужність на валу вітроколеса є максимальною. Тому необхідно узгодити характеристики вітроколеса і генератора ВЕУ. Ці характеристики повинні відображувати зміни потужності вітроколеса і генератора залежно від швидкості обертання вітроколеса. Загальний вид цих характеристик наведено на рис. 8.12.

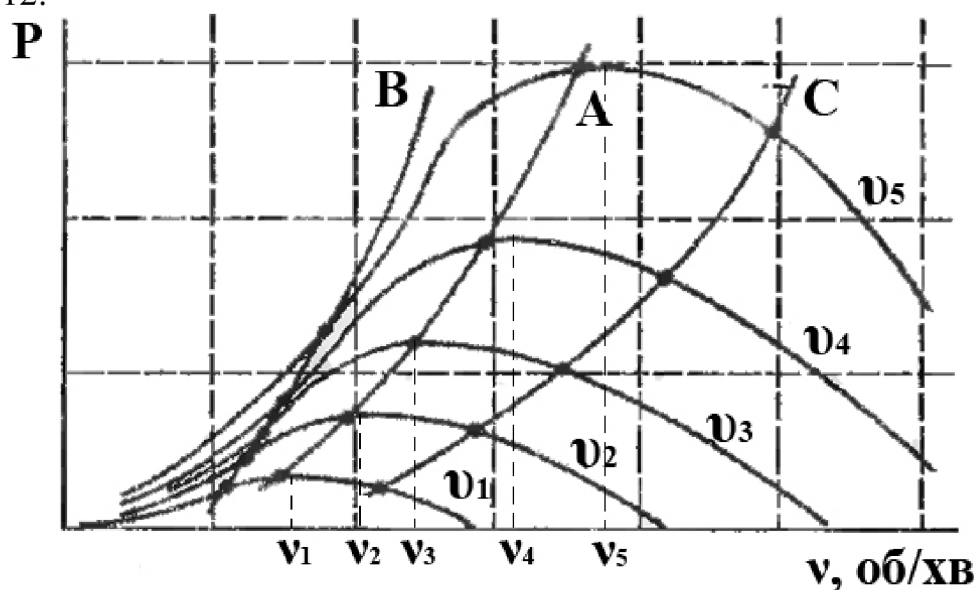


Рис. 8.12. Суміщені характеристики потужності вітрогенератора і генератора

З рис. 8.12 випливає, що за різних швидкостей вітру $v_1 - v_5$ максимальна потужність досягається за різної частоти обертання вітроколеса. Для узгодження вітроколеса з генератором необхідно обрати таке передавальне число мультиплікатора, щоб крива максимальної потужності генератора проходила близько від вершин кривих потужності вітрогенератора. На рис. 8.12 показано, що найсприятливіший режим роботи вітроколеса і генератора є досяжним для системи вітроколесо-мультиплікатор-генератор за кривою потужності А. Якщо передавальне число мультиплікатора вище, крива потужності відповідає ситуації В, якщо занижене – ситуації С. У двох останніх ситуаціях робота генератора і вітроколеса є неузгодженою.

Структура систем електроживлення на основі ВЕУ

ВЕУ залежно від типу електрогенератора можуть використовувати для організації мережевих чи автономних систем живлення змінного чи постійного струму. Для організації автономних систем живлення постійного струму використовують ВЕУ малої потужності (до 10 кВт). У цьому випадку не має потреби регулювати швидкість обертання вітроколеса і використовувати мультиплікатор. У таких ВЕУ найчастіше використовують двигуни постійного струму і акумулятор. Іноді для організації систем живлення постійного струму

використовують двигуни змінного струму, на виході яких встановлено випрямляч і фільтр.

ВЕУ середньої і великої потужності зазвичай застосовують для генерування напруги змінного струму в центральну мережу. Для цього як генератори змінної напруги використовують синхронні і асинхронні двигуни. За умови безпосереднього підключення двигунів змінного струму до мережі частоту обертання ротора вітроколеса підтримують на постійному рівні, що зменшує ефективність роботи ВЕУ. Для усунення цього недоліку на виході двигуна встановлюють випрямляч, пристрій відбору максимальної потужності і інвертор. Тоді швидкість обертання ротора вітроколеса може змінюватись в широких межах за постійної частоти вихідної напруги. Схеми основних систем електроживлення ВЕУ показано на рис. 8.13.



а) автономна система електроживлення з двигуном постійного струму; б) автономна система електроживлення з двигуном змінного струму; в) система електроживлення з постійною швидкістю обертання вітроколеса і підключенням до мережі; г) система електроживлення зі змінною швидкістю обертання вітроколеса і підключенням до мережі

Рис. 8.13. Схеми систем електроживлення на основі ВЕУ

Розрахунок ВЕУ

Вхідні дані для розрахунку:

- номінальна швидкість вітру v ;
- раціональна швидкохідність вітроколеса Z_{opt} і коефіцієнт потужності для цієї швидкохідності C_{Pmax} ;
- максимальна швидкохідність Z_{max} ;
- вихідна потужність генератора P_H ;

- ККД генератора η_G , мультиплікатора (на задане передавальне число η_M).

Розрахунок:

1. Розрахунок потужності на валу вітроколеса (без врахування втрат у мультиплікаторі) P_B :

$$P_B' = \frac{P_H}{\eta_G}. \quad (8.10)$$

2. Радіус вітроколеса:

$$R' = \sqrt{\frac{2P_B'}{C_{P_{\max}} \rho \pi v^3}}. \quad (8.11)$$

3. Швидкість обертання вітроколеса n :

$$n' = \frac{Zv}{2\pi R'^2}. \quad (8.12)$$

4. Розрахунок передавального числа мультиплікатора i :

$$i' = \frac{50}{n'}. \quad (8.13)$$

5. Коректування передавального числа мультиплікатора з врахуванням його ККД η_M :

$$i = \frac{i'}{\eta_M}. \quad (8.14)$$

6. Перерахунок інших параметрів ВЕУ: n , R , P_B за значенням коефіцієнту передачі i .

Розраховані параметри ВЕУ використовують для оцінки режимів її роботи.

Інтеграція ВЕУ та систем електроживлення фотобатарей в єдину енергосистему можлива лише за умови врахування їх нестабільної вихідної потужності і переходу від централізованої до децентралізованої структури енергосистеми.

Запитання

1. Вкажіть тип залежності питомої потужності вітру від його швидкості.
2. Назвіть основні типи вітроустановок.
3. Назвіть основні переваги вітроустановок з вертикальною віссю обертання.
4. Наведіть залежність швидкості обертання вітроколеса від кількості лопатей.
5. Вкажіть функцію, яку виконує мультиплікатор.
6. Назвіть способи регулювання потужності вітроколеса за умови зміни швидкості вітру.
7. Наведіть визначення терміну «швидкохідність вітроколеса».

Лекція № 9. Централізовані і розосереджені системи електропостачання

Основні терміни і визначення

Підстанція (ПС) – електроустановка, призначена для приймання, трансформації і розподілу енергії.

Джерело електроживлення (ДЕ) – джерело електроенергії, на шинах якого здійснюють автоматичне регулювання параметрів напруги. Окрім електростанцій джерелами електроживлення є трансформаторні підстанції, на яких встановлено регулятори напруги, джерела реактивної енергії, лінійні регулятори та ін.

Електрична мережа – об'єднання підстанцій і ліній електропередач.

Електроенергетична система – сукупність електричних частин електричних станцій, електричних мереж, споживачів електроенергії, а також пристроїв керування, регулювання і захисту, які працюють узгоджено і забезпечують безперервність виробництва, передавання і споживання електроенергії.

Енергетична система – система електростанцій, електричних і теплових мереж і устаткування для виробництва, передавання, розподілу і споживання теплової і електричної енергії: парові котли (ПК), турбіни (Т), генератори (Г).

Пропускна здатність лінії електропередач – максимальна активна потужність трьох фаз, яку передано в усталеному режимі з урахуванням режимно-технічних обмежень.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії за їх централізованого керування.

Гідроакумулювальна електрична станція (ГАЕС) – гідроелектростанція, яку використовують для вирівнювання неоднорідності графіка навантаження енергосистеми завдяки споживанню енергії у нічні години під час перекачування води із нижньої водойми у верхню і генерування енергії у пікові години.

Маховик – пристрій для акумулювання кінетичної енергії.

Розосереджена система електропостачання – мережа інтегрованих теплових і електростанцій малої і середньої потужності на основі викопних або відновлювальних джерел енергії.

Структура централізованих систем електропостачання

Електроенергійний вид енергії є універсальним, оскільки електроенергію можливо:

- транспортувати на значі відстані з мінімальними втратами;
- ефективно акумулювати;
- зручно розгалужувати між споживачами.

Використання електричної енергії спричинило появу прогресивних технологічних процесів, ефективних типів машин і механізмів, автоматизації

процесу виробництва і сприяло швидкій електрифікації населених територій. У зв'язку з тим, що транспортування енергії у електричній формі здійснюють з невеликими втратами, економічно вигідним є спорудження високопотужних генерувальних станцій з розгалуженою системою ліній електропередач. За цієї умови системоутворювальні потужності можуть розташовуватись на значній відстані від споживачів. Енергосистеми побудовані на цьому принципі мають чітку централізовану систему, в яку об'єднано декілька потужних електростанцій, електричну енергію від яких транспортують до споживачів.

Для зменшення втрат під час транспортування електроенергії на великі відстані її передають високою напругою (220 кВ і вище), для чого на виході електростанцій встановлюють підвищувальні трансформаторні підстанції, а для зворотного перетворення у безпосередній близькості від споживача – понижувальні трансформаторні підстанції. У складі електричної мережі, рис. 9.1 також є:

- розподільні пристрої (РП), які призначені для приймання і розподілу електроенергії без її трансформації. Складники РП: комутатори, пристрої керування, захисту, вимірювань;
- лінії електропередач (ЛЕП);
- пристрої компенсації реактивної потужності;
- джерела реактивної потужності (ДРП): конденсаторні батареї, синхронні і статичні тиристорні компенсатори.

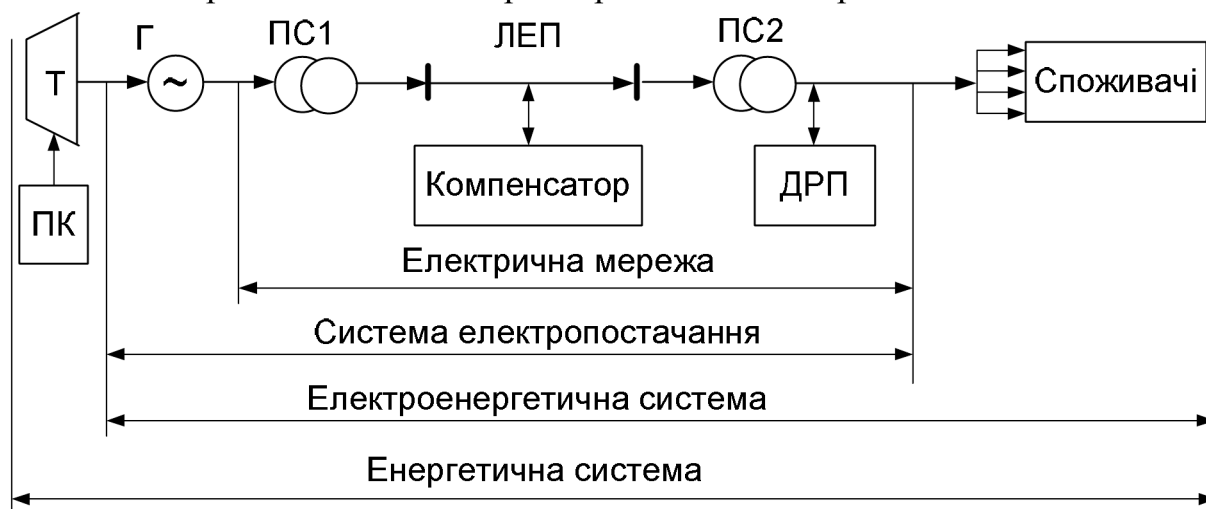


Рис. 9.1. Основні вузли енергетичної системи

Електрична мережа повинна забезпечувати надійне, необхідної якості електропостачання, мати високий рівень безпеки, економічності експлуатації і можливість розширення. Основною мережею енергосистем є системоутворювальна, через яку транспортують потужність до одиниць ГВт на великі відстані. Для зменшення втрат потужності напруга міжсистемних мереж є найвищою і досягає (500-1150) кВ. Для передавання енергії у середині системи використовують напругу 220 кВ або 330 кВ. Загалом номінальна потужність ліній електропередач залежить від потужності і відстані до споживачів. Призначення розподільчих мереж – транспортування енергії безпосередньо до споживачів напругою (6-10) кВ, розподіл енергії між підстанціям (6-110/0.38-35) кВ,

транспортування потужності від електростанцій середньої потужності (десятки, сотні мегават). Систему розподілу електроенергії утворюють мережі (6-220) кВ з дво-, триступневим пониженням напруги (110-220/35/6-10) кВ. Розподільчі мережі напругою (110-220) кВ передають потужності до десятків мегават, (6-35) кВ – до одиниць мегават, промислові мережі (0.38-0.66) кВ – до сотень кіловат, споживацькі мережі (0.22-0.38) кВ – до десятків кіловат. Мережі напругою (110-220) кВ будують на основі повітряних ліній електропередач, містять великі підстанції районного значення і можуть об'єднувати підстанції невеликої потужності. Мережі 35 кВ проєктують на основі ліній повітряних електропередач з декількома підстанціями невеликої потужності. Лінії (0.22-10) кВ є кабельними.

Конфігурація мереж залежить від взаємного розміщення електростанцій, приймальних підстанцій і вимог забезпечення надійності електропостачання. Загалом вони мають розімкнену або замкнуту структуру: за умови розімкненої структури – у вигляді радіальної, рис. 9.2 а, або магістральної структури, рис. 9.2 б.

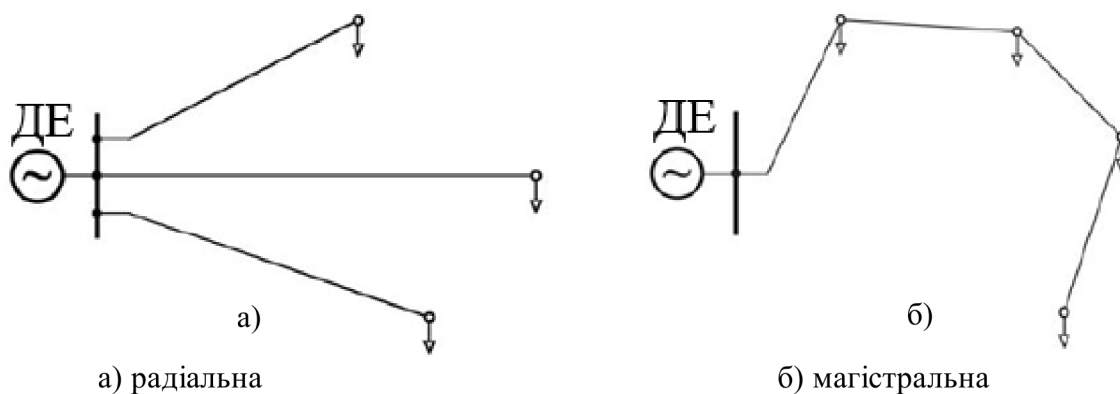


Рис. 9.2. Розімкнена конфігурація мережі

Якщо мережа є магістральної конфігурації, лінії електропередач мають меншу довжину, тому вони дешевші ніж радіальні. Однак вони також мають меншу надійність. Для збільшення надійності електропостачання мережі великої і середньої потужності резервують дублюванням ліній електропередач на одній або різних опорах, рис. 9.3. У вказаній схемі навантаження обох ліній є рівномірним, що відповідає мінімуму втрат. Перевагами розімкнених мереж є їх проста конфігурація, низька матеріало-місткість і ціна. Для резервування живлення споживачів також використовують кільцеві мережі, рис. 9.4, або мережі з двома джерелами енергії, рис. 9.5.

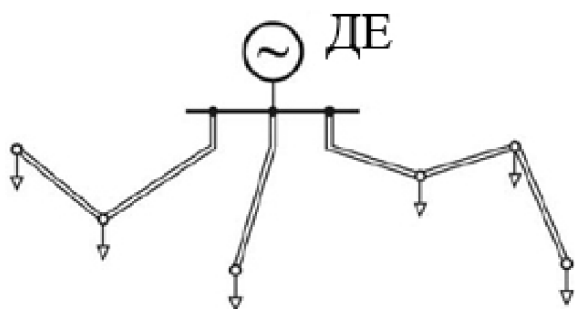


Рис. 9.3. Мережа з резервуванням ліній електропередач

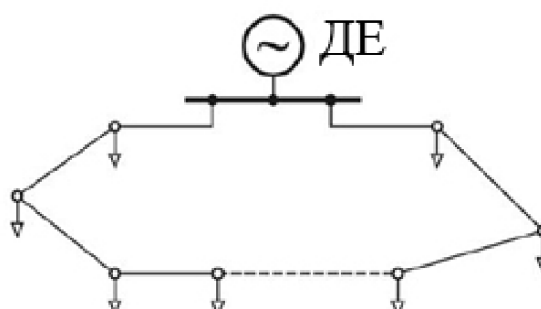


Рис. 9.4. Кільцеві мережі електропостачання

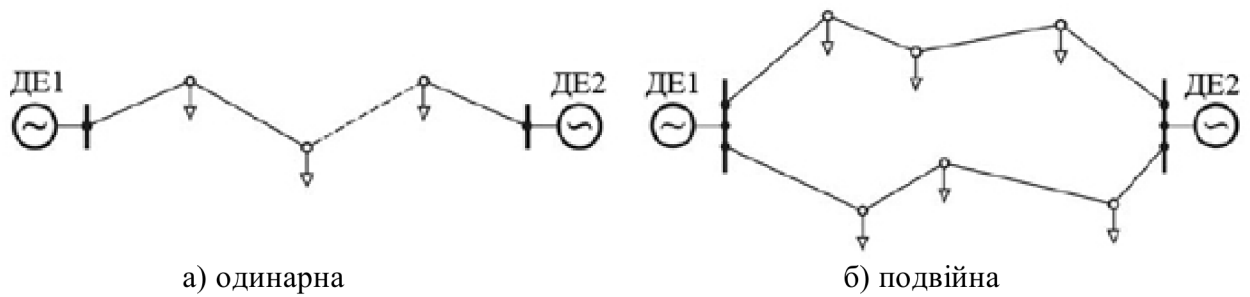


Рис. 9.5. Мережа з двома джерелами енергії

Мережа з двома джерелами живлення охоплює більшу територію. Одиначну мережу створюють на основі об'єднання двох магістральних мереж, що вимагає мінімальних капітальних витрат. Одиначна мережа має меншу пропускну здатність, ніж подвійна мережа. Під'єднання нових підстанцій до мережі через найближчі пункти призводить до створення багатоконтурних мереж з підвищеною надійністю електропостачання, рис. 9.6.

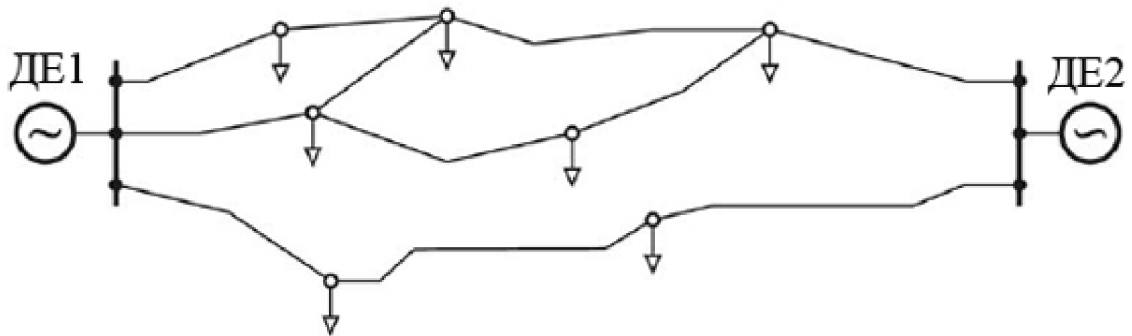


Рис. 9.6. Багатоконтурна конфігурація електромережі

Розрахунок, аналіз режимів, захист багатоконтурних мереж є значно складнішою задачею у порівнянні з розімкненими мережами. Створення багатоконтурних мереж пов'язано з додатковими витратами на встановлення допоміжних підстанцій, прокладення додаткових ліній електропередач, тому їх використовують для електропостачання великих міст і промислових районів.

Як приклад на рис. 9.7 наведено спрощену структуру системи передачі та розподілу електроенергії промислового району. Вихідну напругу 15.75 кВ і 13.8 кВ гідро-електростанцій середньої потужності ГЕС-1, ГЕС-2 відповідно підвищують до 330 кВ підвищувальними станціями ПС1 і ПС2 і транспортують до споживача. Зв'язок між ГЕС і транспортування енергії на приймальну підстанцію ПС3 здійснюють лініями електропередач Л1 і Л2 з проміжним відбором енергії на підстанції ПС4. На підстанції ПС3 напругу 330 кВ зменшують до 110 кВ і передають у багатоконтурну мережу. У цю ж мережу надходить енергія від теплоелектроцентралей ТЕЦ-1, ТЕЦ-2, ТЕЦ-3. Мережа 110 кВ, яка об'єднує джерела енергії, також виконує функцію розподілу енергії у промисловому районі. Об'єднання передавальних і розподільних частин системи електропостачання здійснюють на приймальній підстанції ПС3 з напругами 330/110/35 кВ, яка має міжсистемний зв'язок з сусідньою

енергетичною системою через ЛЕП Л1. Електропостачання споживачів навколо ТЕЦ здійснюють повітряними лініями генераторною напругою 6 і 10 кВ. Більша частина електроенергії ТЕЦ через підвищувальні трансформатори підстанцій ПС5-ПС7 подають на шини високовольних ліній, через які її транспортують до споживачів, які розташовано на значній відстані. Шини генераторної напруги ТЕЦ і вторинних напруг підстанцій ПС3-ПС10 є центрами живлення розподільчих мереж напругою (6-110) кВ, а також низьковольних мереж 0,38 кВ (через підстанції ТП1-ТП3).

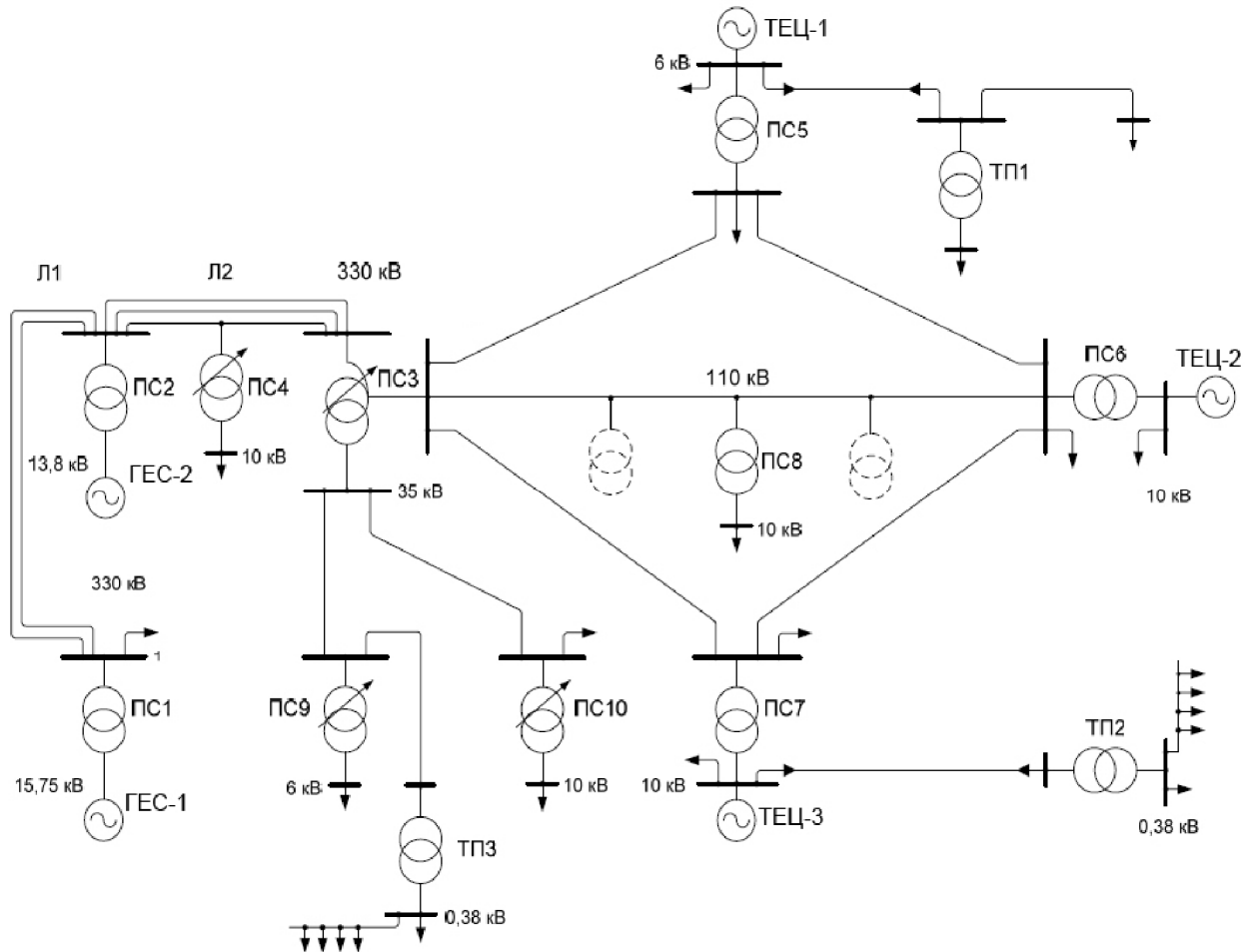


Рис. 9.7. Схема передачі і розподілу електроенергії в промисловому районі

Ця енергетична система забезпечує надійне електроживлення споживачів. Зменшення втрат під час транспортування і розподілу електроенергії досяжно у результаті багатоступінчатої трансформації напруги. Тому в цій системі доцільно виділити сукупність ліній електропередач ГЕС-1 і ГЕС-2 напругою 330 кВ і елементи розподільчої мережі: багато-контурну мережу 110 кВ і розгалужені розімкнені мережі напругою (0,38-35) кВ.

Принцип регулювання потужності об'єднаної енергосистеми України

У 2011 році протяжність українських електричних мереж становила понад 1 млн км повітряних та кабельних ліній електропередачі напругою (6-750) кВ. Створення потужних електростанцій обумовило розвиток системоутворювальних мереж – ліній електропередач (220, 330, 400, 500, 750)

кВ змінного та 800 кВ постійного струму. Об'єднана енергетична система (ОЕС) – це 8 регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна, які сполучені між собою системоутворювальними та міждержавними високовольтними лініями електропередач.

В ОЕС об'єднано всі типи електростанцій: ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС і ГАЕС, ВЕС, СЕС. Сумарна потужність кожного типу електростанцій і відсоток від загальної потужності ОЕС:

1. ТЕС і ТЕЦ – не менше ніж 32 ГВт (63 %).
2. АЕС – не менше ніж 14 ГВт (26 %).
3. ГЕС і ГАЕС – не менше ніж 6 ГВт (10.5 %).
4. ВЕС – не менше ніж 200 МВт (0.2 %).
5. СЕС – не менше ніж 300 МВт (0.3 %).

У зв'язку зі змінним навантаженням мережі, яке максимальне у денні і вечірні години і мінімальне вночі, від ОЕС відбирають змінну потужність, рис. 9.8, що дає змогу відбирати від АЕС постійну потужність, а інші станції працюють за потребою. Основою маневрової здатності ОЕС є ТЕС – їх вмикають в години максимального споживання електроенергії, для забезпечення швидких змін генерованої потужності використовують ГЕС, що пояснюється відносною простотою їх керування. Для вирівнювання навантаження на ОЕС використовують ГАЕС, які виконують роль акумуляторів енергії.

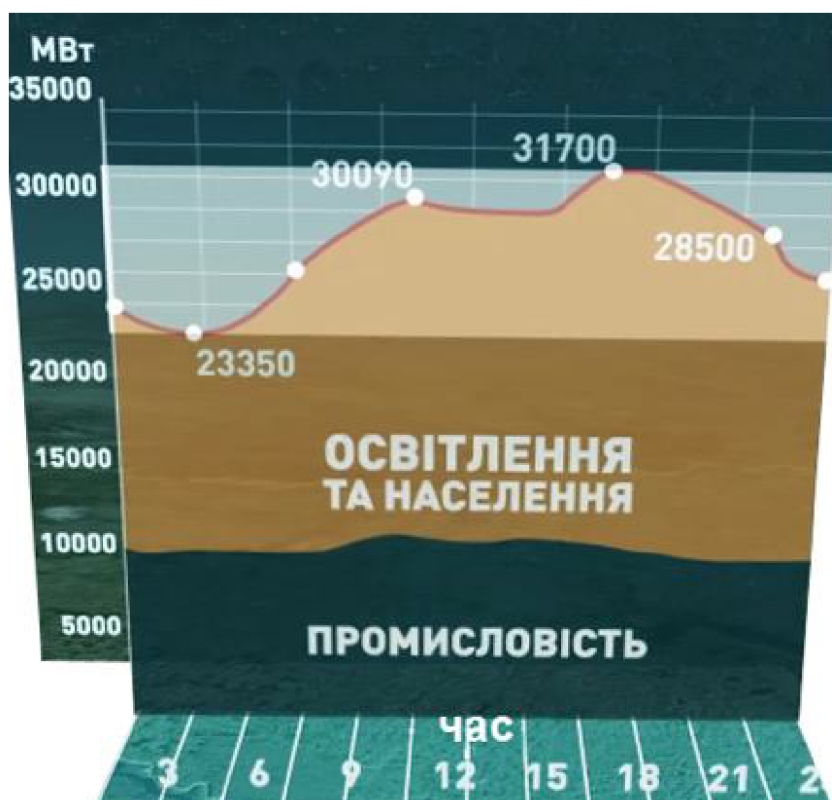


Рис. 9.8. Графік споживання електроенергії протягом доби в Україні

На рис. 9.9 показано залежність потужності, яку генерують в ОЕС різні типи станцій, від часу доби.

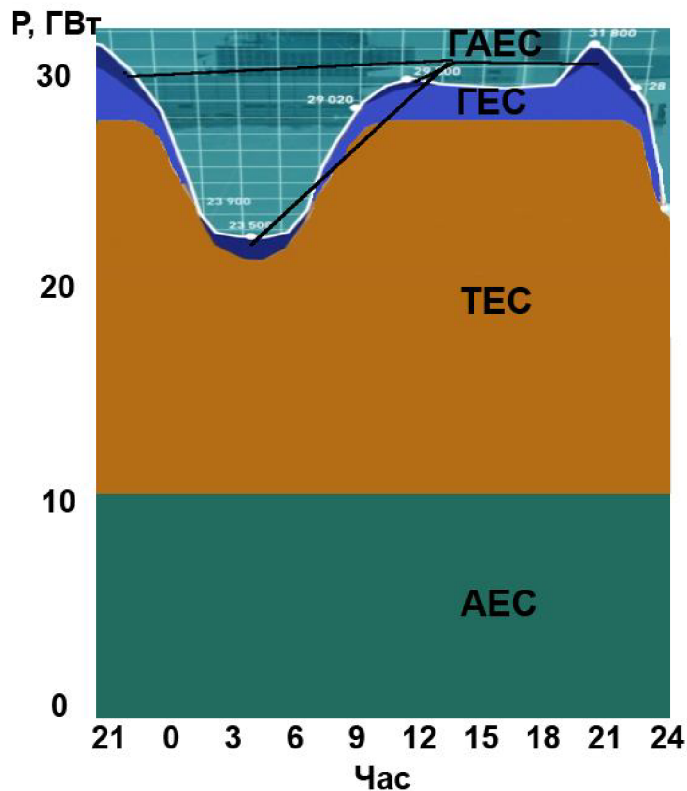


Рис. 9.9. Потужність, яку генерують різні типи станцій протягом доби

Сучасні тенденції розвитку енергетики спрямовано на зменшення частки ТЕС в енергобалансі ОЕС і її заміною на атомну і відновлювальну енергетику. Тому, за нинішньої структури ОЕС, її маневрову здатність визначають ГЕС і ГАЕС, теперішня потужність яких не забезпечує добове регулювання потужності. Збільшення частки відновлювальних джерел енергії (окрім гідроенергетики) додатково збільшить розбалансування системи, тому що потужність відновлювальних джерел змінюється в часі за іншим законом, ніж зміна споживаної потужності, і через це в ОЕС у певні інтервали часу є надлишки енергії, в інші інтервали – нестача енергії. Тому разом зі збільшенням частки енергії від атомної енергетики або відновлювальних джерел енергії, необхідно забезпечити можливість акумулювання надлишкової енергії.

Розосереджені системи електропостачання

Концепція розосереджених систем електропостачання передбачає використання тепло- і електростанцій малої та середньої потужності, які об'єднані в мережу. До теперішнього часу розосереджені системи електропостачання в основному використовують у малонаселених регіонах, де недоцільно прокласти лінії електропередач від потужних електростанцій. У таких регіонах для організації електропостачання використовують автономні газові або дизельні електростанції.

Сучасний стан розвитку відновлювальних і когенераційних джерел енергії призвів до значного здешевлення вартості отриманої від них електричної і теплової енергії. Тому в розвинутих країнах їх активно

розглядають як альтернативу системі центрального електропостачання, особливо в сільських регіонах. Впровадження зеленого тарифу сприяє підключенню відновлювальних і когенераційних джерел до центральної мережі, в результаті чого система електропостачання втрачає ієрархічну структуру. Наявність у системі декількох малопотужних джерел енергії у безпосередній близькості від споживача дає змогу:

- зменшити втрати на транспортування енергії;
- максимально використовувати потенціал відновлювальної енергетики;
- збільшити надійність постачання енергії;
- адаптувати споживання енергії до режимних і ринкових умов функціонування енергосистеми шляхом відповідного підключення/відключення споживачів.

Реалізація перерахованих переваг можлива за умови впровадження системи організації акумулювання, транспортування і розподілу енергії на основі аналізу інформації про обсяг споживання/генерування і вартість енергії кожного вузла мережі з врахуванням вартості енергії і її втрат під час транспортування від кожного генерувального вузла до споживача. Завдяки інтелектуальному керуванню в розподілених системах можливо забезпечити:

- зниження пікового навантаження і вирівнювання графіка навантаження;
- двосторонній обмін енергії з енергосистемою;
- обмеження струмів короткого замикання і забезпечення необхідної якості електроенергії;
- безперебійне електропостачання.

У ролі акумуляторів енергії в розосереджених системах доцільно використовувати ГАЕС, маховики, електричні акумулятори енергії.

Запитання

1. Перерахуйте основні складові електричних мереж.
2. Вкажіть значення максимальної напруги, яку використовують під час транспортування електричної енергії.
3. Назвіть основні типи розімкнених електричних мереж.
4. Перерахуйте заходи, якими підвищують надійність електропостачання.
5. Вкажіть причину використання багатоконтурних електричних мереж переважно для електропостачання великих міст і промислових районів.
6. Назвіть тип електростанцій, який є основою маневрових потужностей енергетичної системи.
7. Перелічіть переваги використання розосереджених систем електроживлення у порівнянні з централізованими системами.

ВИСНОВКИ

У конспекті лекцій розглянуто сучасний стан енергетики України, зроблено аналіз основних заходів, які вживають у галузі енергозбереження і енергоефективності, розглянуто ряд технологій альтернативної енергетики, які можуть у найближчому майбутньому замінити енергоустановки, яке працює на викопних джерелах енергії. На основі теоретичних матеріалів лекцій можна зробити такі висновки:

1. Обсяг запасів викопних джерел енергії є обмеженим, тому нагальною задачею є економія енергетичних ресурсів, для вирішення якої доцільно вживати ряд заходів з підвищення енергозбереження і енергоефективності, основними з них є:

- використання пристроїв та устаткування з малим споживанням енергії;
- використання енергоефективних технологій для генерування та транспортування енергії;
- теплоізоляція будівель;
- заміщення викопних джерел енергії на відновлювальні.

2. Нині виготовляють широку номенклатуру хімічних джерел струму. Доцільність використання кожного з яких, залежить від його характеристик. У малопотужній апаратурі (годинниках, калькуляторах, електронних термометрах) використовують дешеві марганець-цинкові гальванічні елементи. В більш потужних електронних пристроях (мобільних телефонах, ноутбуках, фотоапаратах, безперебійних джерелах живлення) – NiMH, Li-ion, Li-pol акумулятори. Однією з провідних сфер використання акумуляторів електричної енергії є відновлювальна енергетика, де їх застосовують для накопичення і перерозподілу в часі нестабільної енергії природних джерел (Сонця, вітру) для засобів великої потужності.

3. Біопаливо є одним з найдешевших типів відновлювальних джерел енергії. Основним ресурсом для виробництва біопалива є деревина, відходи деревообробної промисловості, крохмаловмісні (картопля, зернові) і олійні (соняшник, ріпак, рапс, кокосова пальма, льон, кукурудза) культури, з яких виготовляють бензин, біодизель, мастила, а також етанол.

4. Системи когенерації енергії дозволяють підвищити ККД перероблення первинних енергоносіїв у теплову і електричну форми енергії. Серед когенераційних установок доцільно виділити теплоелектроцентралі і паливні елементи, сумарний ККД яких досягає 80 %.

5. Теплові насоси – пристрої для перетворення низькотемпературної енергії природних джерел (грунту, водойм, підземних вод) у високотемпературну енергію, яку можна використовувати для систем опалення і системи гарячого водопостачання. Для виробництва 1 кВт теплової енергії тепловим насосом необхідно лише (200-300) Вт електричної енергії, іншу частину енергії відбирають від низькотемпературних джерел тепла (грунту, водойм), тому ці пристрої мають найбільшу ефективність серед відомих аналогів.

6. Сонячна енергія має найбільший потенціал серед відновлювальних джерел енергії, її потужність $1.7 \cdot 10^{14}$ кВт. У зв'язку з цим сонячна енергетика є одним з найперспективніших відновлювальних енергоносіїв, яку використовують для генерування теплової і електричної енергії. Нестабільність і низька питома потужність сонячного випромінювання, максимальне значення якої 1 кВт/м^2 , передбачає використання в системах енергозабезпечення акумуляторів енергії і систем відбору максимальної потужності, що ускладнює структуру системи у порівнянні з централізованими системами.

7. Енергетичний потенціал вітру становить $16.8 \cdot 10^{15}$ кВт·год (близько 1 % від енергії Сонця). Енергію вітру найчастіше використовують для генерування електричної енергії з використанням вітроелектричних установок, які бувають двох типів: з вертикальною і горизонтальною віссю обертання. На практиці частіше використовують вітроелектричні установки з горизонтальною віссю обертання, що пояснюється більшим значенням їх ККД і меншою вартістю. Найбільшу вихідну потужність ВЕУ розвивають в узгодженому режимі роботи за певного значення параметра швидкохідності. Для забезпечення вказаного режиму роботи використовують пристрої відбору максимальної потужності на основі перетворювачів електричної енергії.

8. Електрична мережа повинна забезпечувати надійне, необхідної якості електропостачання, мати високий рівень безпеки, економічності експлуатації і можливість розширення. У зв'язку з тим, що транспортування енергії у електричній формі здійснюють з невеликими втратами, економічно вигідним є спорудження централізованих високопотужних генерувальних станцій з розгалуженою системою ліній електропередач. Концепція розосереджених систем електропостачання передбачає використання тепло- і електростанцій малої і середньої потужності, які об'єднані в розосереджену мережу. Розосереджені системи електропостачання розглядають як альтернативу системі центрального електропостачання, особливо в сільських регіонах. Впровадження зеленого тарифу сприяє підключенню відновлювальних і когенераційних джерел до центральної мережі, в результаті чого система електропостачання втрачає ієрархічну структуру. Наявність в системі ряду малопотужних джерел енергії у безпосередній близькості від споживача дає змогу:

- зменшити втрати на транспортування енергії;
- максимально використовувати потенціал відновлювальної енергетики;
- збільшити надійність постачання енергії;
- адаптувати споживання енергії до режимних і ринкових умов функціонування енергосистеми шляхом відповідного підключення/відключення споживачів.

Реалізація перерахованих переваг можлива за умови впровадження системи організації акумуляування, транспортування і розподілу енергії на основі аналізу інформації про обсяг споживання/генерування і вартість енергії кожного вузла мережі з врахуванням вартості енергії і її втрат під час транспортування від кожного генерувального вузла до споживача.

ЛІТЕРАТУРА

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.
2. Закон про засади функціонування ринку електричної енергії України № 663-VII від 24.10.2013 № 663-VII.
3. Закон про електроенергетику № 575/97-ВР у редакції від 01.01.2014.
4. Європейська стратегія економічного розвитку «Європа 2020» від 2010 р.
5. ДСТУ ІЕС 60050-604:2004. Словник електротехнічних термінів. Частина 604. Виробляння, передавання та розподіляння електричної енергії. Експлуатація електротехнічних установок.
6. Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах / Ю.І. Якименко, Є.І. Сокол, В.Я. Жуйков, Ю.С. Петергеря, О.Л. Іванін. – К.: ІВЦ „Політехніка”, 2001. – 114 с.
7. Бекіров Е.А. Автономні джерела живлення на базі сонячних батарей. – Сімферополь: ВД «Аріал», 2011. – 484 с.
8. Невичерпна енергія: Кн. 1. Вітроелектрогенератори. /В.С. Кривцов, О.М. Олейников, О.І. Яковлев. – Х.: НАУ "ХАІ", Севастополь: СНТУ, 2003. – 400 с.
9. Невичерпна енергія: Кн. 2. Вітроенергетика /В.С. Кривцов, О.М. Олейников, О.І. Яковлев. – Х.: НАУ "ХАІ", Севастополь: СНТУ, 2004. - 519 с.
10. Невичерпна енергія: Кн. 3. Альтернативна енергетика /В.С. Кривцов, О.М. Олейников, О.І. Яковлев. –Х.: НАУ "ХАІ", Севастополь: СНТУ, 2006. – 643 с.
11. Невичерпна енергія: Кн. 4. Вітроводнева енергетика. /В.І. Кривцова, О.М. Олейников, О.І. Яковлев. – Х.: НАУ "ХАІ", Севастополь: СНТУ, –2007. – 606 с.
12. Возобновляемые источники энергии: монография / С.П . Кундас, С.С. Позняк, Л.В . Шенец; МГЭУ им. А. Д. Сахарова. – Минск : МГЭУ им. А. Д. Сахарова, 2009. – 315 с.
13. Нетрадиционные источники энергии. Учебное пособие / Ю.А. Лосюк, В.В. Кузьмич. – Мн.: УП «Технопринт», 2005, 234 с.
14. Передовой опыт в использовании биомассы. Минск, 2006. Составитель: John Vos.
15. Хрусталева Д.А. Аккумуляторы. – М.: Изумруд, 2004, 223 с.
16. Германович В. Турилин А. Альтернативные источники энергии. Практические конструкции по использованию энергии ветра, Солнца, воды, земли, биомассы. – СПб.: Наука и техника, 2011. – 320 с.
17. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии: учеб. пособие – СПб. : Изд-во политехн. ун-та, 2008, 224 с.
18. Бойлс. Д. Биоэнергия: технология, термодинамика, издержки. /Пер. с англ. М.Ф. Пушкарева; под ред. Е.А. Бирюковой. М.: Агропромиздат, 1987 – 152 с.
19. Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали. – НАНУ: Академперіодика, 2006.

20. Варламов Г.Б., Любчик Г.М., Маляренко В.А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії. – К.: ІВЦ "Видавництво "Політехніка", 2003. – 232 с.

21. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчал. посібник / О.І. Соловей, Ю.А. Лега, В.П. Розен, О.О. Ситник, А.В. Чернявський, Г.В. Курбаса. – Черкаси: ЧДТУ, 2007. – 483 с.

22. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.І. Соловей, В.П. Розен, Ю.Г. Лега, О.О. Ситник А.В. Чернявський, Г.В. Курбаса. – Черкаси, 2005. – 299 с.

23. Інтелектуальні системи керування потоками електросенергії у локальних об'єктах / О.В. Кириленко, Ю.С. Петергеря, Т.О. Терещенко, В.Я. Жуйков. – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 212 с.