МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. А. Маляренко, С. І. Доценко, І. О. Темнохуд

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

(для студентів 1, 2 курсів денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”)

Харків
ХНУМГ
2014

Маляренко В. А. Конспект лекцій з дисципліни «Технологія виробництва електроенергії» (для студентів 1, 2 курсів денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”) / В. А. Маляренко, С. І. Доценко, І. О. Темнохуд; Харк. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова.– Х. : ХНУМГ, 2014. – 164 с.

Автори: В. А. Маляренко, С. І. Доценко, І. О. Темнохуд

Рецензент: д.т.н. , проф. М. Л. Лисеченко

Рекомендовано кафедрою «Електропостачання міст»,

протокол № 1 від 31. 08. 2013 р.

ЗМІСТ

ВСТУП 4
ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1. Традиційні технології виробництва електричної енергії 5
Лекція 1. Введення у дисципліну. Предмет дисципліни. Енергетична стратегія України: основні положення 5
Лекція 2 Системи електропостачання міст 18
Лекція 3 Електромашинні перетворювачі 24
Лекція 4 Технологія виробництва електричної енергії на теплових електростанціях 30
Лекція 5 Технологія виробництва електричної енергії на гідроелектростанціях 41
Лекція 6 Технологія виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях 51
ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2. Нетрадиційні та поновлювані технології виробництва електричної енергії 65
Лекція 7 Альтернативні технології виробництва електричної енергії: основні поняття та визначення 65
Лекція 8 Технологія виробництва електричної енергії на вітроелектростанціях 71
Лекція 9 Технологія виробництва електричної енергії на геотермальних електростанціях 80
Лекція 10 Технології прямого перетворення різних видів енергії в електричну 87
Лекція 11 Технологія виробництва електричної енергії електрохімічними джерелами 106
Лекція 12 Технологія виробництва електричної енергії паливними елементами 110
Лекція 13 Когенераційні технології виробництва енергії 117
ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 3. Технології акумулювання електричної енергії 133
Лекція 14 Акумулювання енергії з поновлюваних джерел 133
Лекція 15 Воднева технологія акумулювання електроенергії 144
Лекція 16 Консалтингові схеми в енергетиці. Енергетичний менеджмент 150
Лекція 17 Теплонасосні технології виробництва та акумулювання енергії 161

ВСТУП

Сучасна енергетика являє собою складну багаторівневу ієрархічну структуру, призначену забезпечити комфортні умови проживання населення, а також нормальне функціонування промислових підприємств, виробництв і закладів. Лише на основі надійної та ефективної системи забезпечення споживачів різного рівня потрібною енергією та енергетичними ресурсами можливі їх нормальне функціонування і розвиток. Політична та економічна незалежність і безпека держави багато в чому визначаються виробництвом енергетичних ресурсів, їх кількістю та якістю .

Різноманіття форм існування енергії, властивість їх взаємоперетворення дозволяє використовувати для виробництва і споживання енергії різні енерготехнології , енергоресурси та енергоносії, визначає їх взаємозамінність. Енергетична цінність ресурсів, ефективність способів їх перетворення, ступінь досконалості процесів і установок, технологічних стадій енергетичного виробництва інтегрально визначається, ефективністю використання первинних енергоресурсу (коефіцієнтом корисної дії енергоустановки).

Енергетика – галузь народного господарства, що охоплює виробництво, перетворення і використання різних форм енергії. В енергетиці використовують такі основні п’ять видів установок або систем:

– генерувальні – перетворюють потенційну або хімічну енергію природних енергетичних ресурсів на електричну, теплову, механічну або інший вид енергетичного ресурсу (наприклад, турбоустановки, газогенерувальні установки, котли, компресори);

- перетворювальні – змінюють параметри та інші особливості певного виду енергії (трансформаторні підстанції, інвенторні електроустановки, трансформатори теплоти та ін.);

- мережі – призначені для передачі і розподілу енергії (електричні, теплові, газові, нафтопроводи, мережі стиснутого повітря та ін.);

- акумулювальні – призначені для часткового регулювання режиму виробництва енергії (електричні і теплові акумулятори, насосно-акумулювальні гідростанції тощо);

- споживаючі – призначені для перетворення енергії до вигляду, в якому її безпосередньо використовують (електричний привід машин, опалювальні установки, промислові печі, світильники та ін.).

Питання, пов’язані з розрахунками, проектуванням, та особливостями експлуатації енергетичних установок, розглянуто в у загальному курсі «Енергетичні установки». Даний лекційний курс присвячений сучасним технологіям виробництва електроенергії на данному етапі розвитку енергетики, обовязковою складовою реалізації яких є названі вище енергоустановки і, відповідно, теоретичні та практичні питання, пов’язані з їх створенням та експлуатацією.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1. Традиційні технології виробництва електричної енергії

Лекція 1. Введення у дисципліну. Предмет дисципліни. Енергетична стратегія України: основні положення

Паливно-енергетичний комплекс України (енергетика) – галузь (сектор) економіки, до якої входять суб'єкти господарювання, діяльність яких пов'язана з розвідуванням, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом чи продажем енергетичних продуктів (енергоносіїв) – палива, електричної і теплової енергії, крім суб'єктів, основна діяльність яких спрямована на задоволення потреб населення та господарського комплексу у послугах централізованого опалення та постачання гарячої води.

1 Енергетична стратегія України до 2030 р.

1.1 Цілі

Цілями Енергетичної стратегії є:

- 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 ПЕК;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок 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.

Реалізація зазначених цілей дозволить створити умови для інтенсивного розвитку економіки і підвищення рівня життя населення країни.

1.2 Завдання та напрями

Основними завданнями та напрямами реалізації Енергетичної стратегії є:

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 за рахунок впровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління та обліку на всіх етапах виробництва, транспортування та споживання енергетичних продуктів; розвиток ринкових механізмів стимулювання енергозбереження в усіх галузях економіки.
3. Розвиток експортного потенціалу енергетики, переважно за рахунок електроенергії шляхом модернізації та оновлення генеруючих потужностей, ліній електропередач у 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 з урахуванням їх пропозицій на зовнішніх ринках, цінової та геополітичної ситуації, збільшення обсягів енергії та енергопродуктів, видобутих із нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії.
6. Диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергоносіїв продуктів, та 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, яка має забезпечити покриття витрат на їх виробництво та створення відповідних умов для надійного функціонування і сталого розвитку підприємств ПЕК.
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.

1.3 Позиціонування України на міжнародних енергетичних ринках

Недоліки:

- обмеженість у власних розвіданих ресурсів природного газу, нафти, а також ядерного палива власного виробництва;

- відсутність диверсифікації джерел постачання первинних енергоносіїв;
- використання переважної частини потужностей власних гідроресурсів;
- високе техногенне навантаження на довкілля;
- незадовільний технічний стан частини енергетичних об’єктів, у тому числі систем транспортування енергетичних продуктів.

Переваги:

- достатні запаси вугілля та складових ядерного палива: урану і цирконію;
- надлишкові потужності для транспортування газу, нафти та експорту електроенергії;
- вигідне географічне та геополітичне становище;
- розвинута інфраструктура енергетики;
- високопрофесійний кадровий потенціал.

З точки зору глобальних енергетичних процесів, слід врахувати вигідне геополітичне та географічне становище України та пов’язану з цим її роль як транзитної держави.

Інтеграція української енергосистеми до європейської є складовою стратегічної мети України щодо входження до ЄС. На відміну від країн нової хвилі розширення ЄС Україна має достатньо потужні та розвинуті газо-, нафтотранспортні та електричні мережі, які поєднані з транспортними мережами ЄС і країн СНД, що дозволяє їй брати участь у формуванні Європейської енергетичної політики та спільного енергетичного ринку, відігравати важливу роль в енергетичній співпраці країн СНД і ЄС.

Започатковано проекти участі українських компаній у видобутку вуглеводнів в інших країнах світу (Казахстан, Туркменістан, Лівія, Іран, Ірак тощо) та у будівництві електростанцій і електромереж (В’єтнам, Куба).

Реалізація Енергетичної стратегії має забезпечити перетворення України на впливового та активного учасника міжнародних відносин у сфері енергетики, зокрема, через участь у міжнародних і міждержавних утвореннях та енергетичних проектах. Для цього уряд має створювати умови для діяльності відповідних суб‘єктів за такими напрямами: імпорт-експорт енергопродуктів; реалізація та розвиток транзитного потенціалу; участь у розробленні енергетичних ресурсів та спорудженні енергетичних об‘єктів за межами України тощо.

1.4 Використання первинних джерел енергії та споживання енергії кінцевими споживачами

Україна належить до країн частково забезпечених традиційними видами первинної енергії, а отже змушена вдаватися до їх імпорту. Енергетична

залежність України від поставок органічного палива, з урахуванням умовно - первинної ядерної енергії, у 2000 та 2005 роках становила 60,7%, країн ЄС – 51%. Подібною або близькою до української є енергозалежність таких розвинутих країн Європи, як Німеччина – 61,4%, Франція – 50%, Австрія – 64,7%. Багато країн світу мають значно нижчі показники забезпечення власними первинними ПЕР, зокрема Японія використовує їх близько 7%, Італія – близько 18%.

Рівень енергозалежності України є середньоєвропейським і має тенденцію до зменшення (з 60,7% у 2004 році до 54,8% у 2005 році), але він характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, насамперед нафти, природного газу та ядерного палива (рис.1.1).

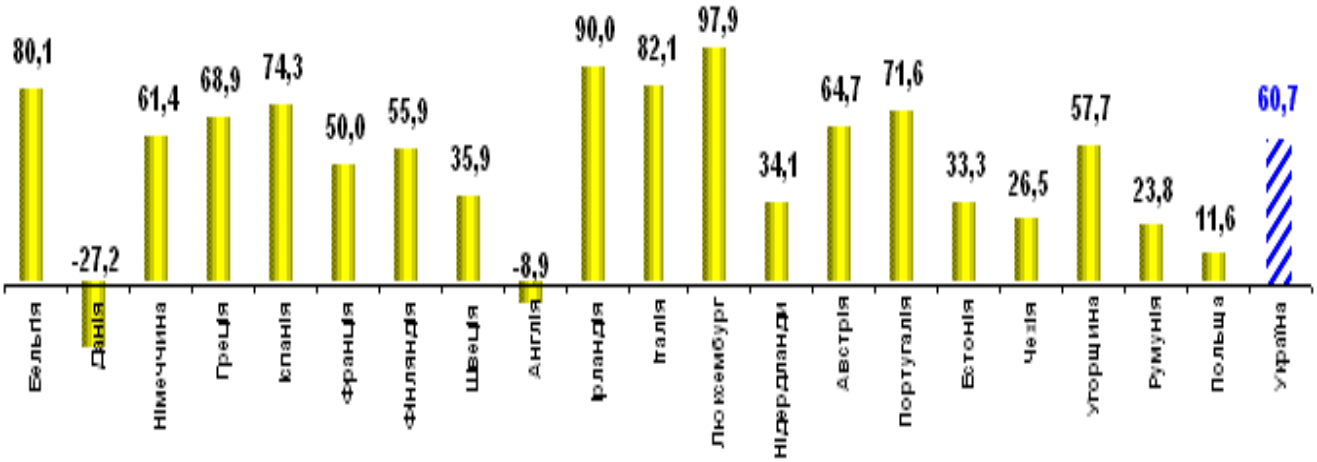


Рис. 1.1 – Енергетична залежність України та країн світу у 2000 - 2004 рр., %

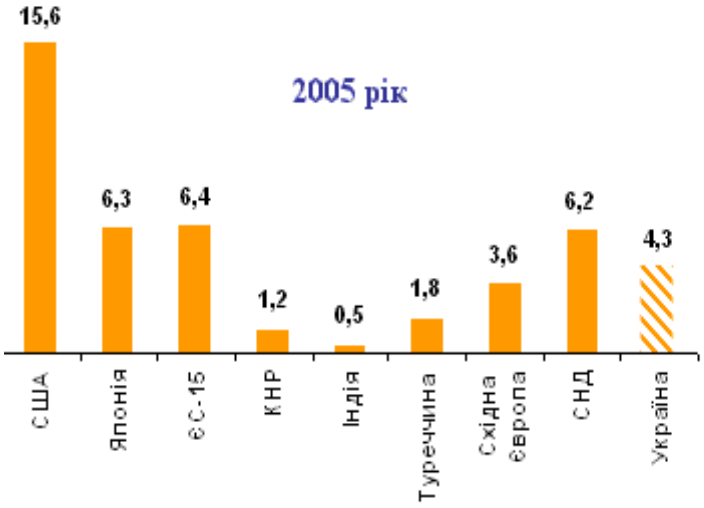
У структурі споживання первинної енергії в Україні за минулі роки найбільший обсяг припадає на природний газ – 41% (39% у 2005 році), тоді як в країнах світу питома вага споживання газу становить 21%; обсяг споживання нафти в Україні становить 19%, вугілля – 19%, урану – 17%, гідроресурсів та інших відновлювальних джерел – 4%.

Таблиця 1.1 – Структура споживання первинної енергії в Україні, країнах ЄС-15, США та у світі в цілому:

	Світ	Україна	Країни ЄС-15	США
Природний газ	21%	41%	22%	24%
Нафта	35%	19%	41%	38%
Вугілля	23%	19%	16%	23%
Уран	7%	17%	15%	8%
Гідроресурси та інші відновлювальні джерела	14%	4%	6%	7%
Всього	100%	100%	100%	100%

Напружена ситуація у забезпеченні електроенергетики, комунальної сфери та населення вугіллям належної якості, вугільними та торфобрикетами, скрапленим газом призводить до їх заміщення природним газом, що збільшує енергозалежність України. У цьому контексті доцільно провести техніко-економічні розрахунки щодо заміщення газу та інших побутових видів палива, що використовуються для опалення, на електроенергію, перш за все, у зонах розташування атомних електростанцій, у гірських та поліських селах і віддалених населених пунктах, а також використання електроенергії для опалення новозбудованого житла.

Рівень енергозабезпеченості країни характеризується показником питомого споживання первинної енергії на одну особу (т у.п./люд.). Енергозабезпеченість України у 2005 році дорівнювала 4,3 т. у.п./люд., що значно відстає від розвинутих країн світу (США, ЄС-15, Японія), але випереджає рівень найбільш індустріалізованих країн світу, які розвиваються (КНР, Індія, Туреччина) (рис. 1.2).



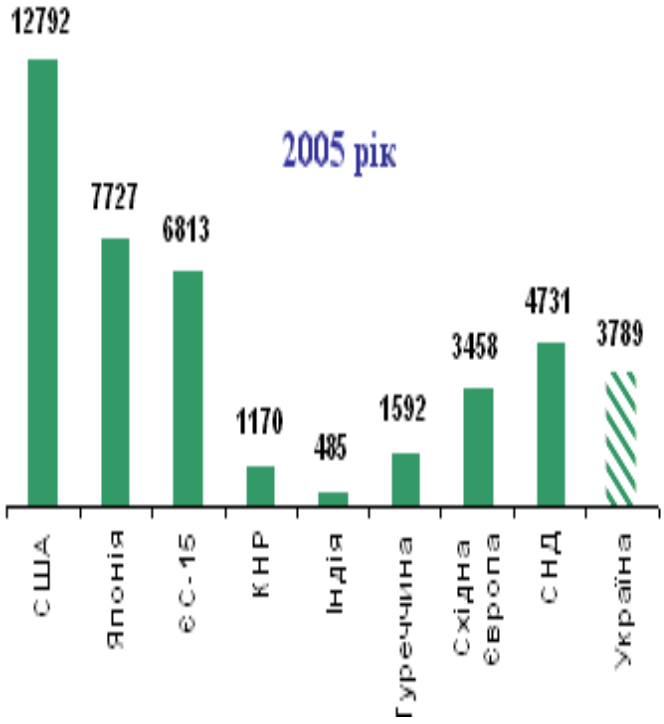
	1990 рік	2000 рік	2005 рік
США	14,2	15,5	15,6
Японія	5,2	6,2	6,3
ЄС-15	5,7	6,2	6,4
КНР	0,8	1,0	1,2
Індія	0,3	0,5	0,5
Туреччина	1,3	1,6	1,8
Східна Європа	4,6	3,4	3,6
СНД	7,5	5,1	6,2
Україна	7,1	3,7	4,3

Рис. 1.2 – Питоме річне споживання первинної енергії в країнах світу, т.у.п./люд.
(за даними Міжнародного енергетичного агентства (МЕА)

Технологічний рівень країни опосередковано характеризується показником споживання електричної енергії на одну особу (кВтг/люд.). Питоме річне споживання електроенергії в Україні у 2005 р. становило 3789 кВтг/люд., що в 2 – 3 рази нижче ніж у розвинутих країнах світу. У 1990 р. цей показник складав в Україні 5198 кВтг/люд (рис. 1.3): відставання від розвинутих країн світу спричинено різким падінням споживання електричної енергії промисловістю та сільським господарством у 90-х роках. З 2000 року окреслено стійку тенденцію його зростання.

Узагальнюваними показниками ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів країни є питомі витрати первинної енергії на одиницю валового внутрішнього продукту країни (енергоємність ВВП України яка 2,6 рази перевищує середній рівень енергоємності ВВП країн світу (рис. 1.4).

Причиною високої енергоємності є надмірне споживання енергетичних ресурсів на виробництво одиниці продукції в галузях економіки, що зумовлює відповідне зростання імпорту вуглеводів в Україну.



	1990 рік	2000 рік	2005 рік
США	11086	13062	12792
Японія	6169	7433	7727
ЄС-15	5488	6393	6813
КНР	477	933	1170
Індія	304	473	485
Туреччина	910	1702	1592
Східна Європа	3426	3182	3458
СНД	5131	3842	4731
Україна	5198	3412	3789

Рис. 1.3– Питоме річне споживання електричної енергії у країнах світу та в Україні, кВт г/люд. (за даними МЕА)

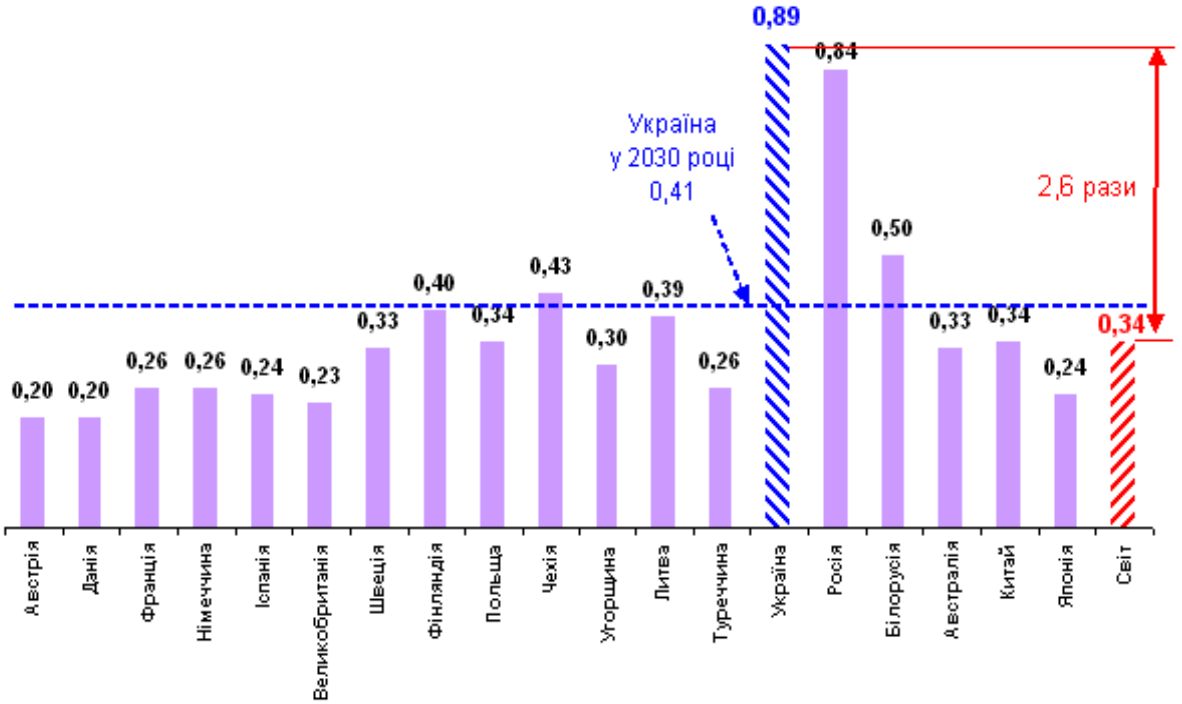


Рис. 1.4 – Енергоємність ВВП країн світу, кг у.п./$ США (ПКС) (*Key World Energy Statistics, 2003, 2004)

Таким чином висока енергоємність ВВП в Україні є наслідком істотного технологічного відставання у більшості галузей економіки і житлово-комунальній сфері, а також, незадовільної галузевої структури національної економіки і, зокрема, імпортно-експортних операцій та впливу „тіньового" сектора економіки.

1.5 Прогнозування макроекономічних показників потреби України в паливно-енергетичних ресурсах

Прогнозованим розвитком економіки держави до 2030 року визначено три періоди: до 2010 р. – період структурної перебудови інноваційного напряму; 2011-2020 рр. – період випереджального розвитку традиційних галузей сфери послуг в економіці України. У ці періоди формуються підвалини постіндустріального способу виробництва. У період 2021-2030 рр. прогнозується завершення переходу до постіндустріального суспільства з характерною зміною структури економіки.

Перший період (до 2010 рр.) – передбачав відродження та перебудову промисловості і формування гарантованої основи для фундаментальних змін і формування раціонального промислового комплексу у подальшій перспективі. Тобто планувалось стійкої стабілізації та економічного зростання на основі випереджального розвитку наукоємних галузей, стимулювання виробництв, орієнтованих на внутрішній ринок споживчих товарів тощо, оздоровлення та відродження виробництва зі структурною перебудовою, стале зростання його обсягів виробництва.

Стратегічна мета другого періоду (2011–2020 рр.) – формування єдиної промислової системи країни як органічної частини європейського простору, що використовує всі переваги своєї ресурсної бази, технологій, високорозвиненого інтелектуального потенціалу нації. Цей період визначається як інвестиційно-інноваційний і характеризується переходом на капіталомісткий шлях розвитку зі значними обсягами капіталовкладень у докорінну реконструкцію всіх галузей промисловості. При цьому передбачається широко використовувати накопичений потенціал ресурсів для інвестування.

Третій період (2021–2030 рр.) може бути окреслено як переважно інноваційний. Стратегічною метою розвитку промислового комплексу України в цей період передбачено еволюційний перехід до сталого розвитку в постіндустріальному світовому суспільстві на підґрунті збереження та безпеки життєвого простору людини, здійснення промислової діяльності з найменшими витратами за рахунок високоефективного використання матеріального та інтелектуального потенціалу. Наприкінці третього періоду повинно сформувати промисловість як цілісну виробничо-економічна систему, забезпечить економічну незалежність держави та реалізацію стратегічної мети – входження України на паритетних умовах до числа провідних, технологічно розвинених країн світу.

1.6 Інтеграція до Європейського Союзу

Елементи інтеграції в енергетиці:

1. Адаптація законодавства та відповідні інституційні перетворення;
2. Інтеграція мереж та уніфікація стандартів.

Адаптація законодавства України до законодавства ЄС є міжнародним зобов'язанням, передбаченим Угодою про партнерство і співробітництво між Україною та європейськими співтовариствами (далі – УПС) від 14 червня 1994 року. Відповідно до ст. 51 п.1 УПС Україна зобов'язується наближувати чинне та майбутнє законодавство до законодавства Співтовариства у пріоритетних сферах.

Адаптація енергетичного законодавства визначена пріоритетною сферою відповідно до Закону України „Про загальнодержавну програму адаптації законодавства України до законодавства Європейського Союзу" від 18 березня 2004 року.

Адаптація українського законодавства до енергетичного законодавства ЄС має сприяти створенню конкурентних енергетичних ринків України, інтегрованих до європейських ринків. Створення таких ринків базується на засадах:

- забезпечення надійності постачання енергоносіїв;
- розширення конкуренції відповідно до принципів свободи руху товарів, послуг, капіталу та робочої сили;
- забезпечення охорони навколишнього середовища та цивільного захисту у сфері техногенної безпеки.

1.7 Адаптація законодавства України за напрямами

1.7.1 Електрична енергія та природний газ

Правове регулювання електроенергетичної та газової галузей ЄС спрямоване на вдосконалення існуючого оптового ринку електроенергії та створення конкурентного ринку природного газу.

Ринки мають забезпечити повну лібералізацію відносин у сфері постачання природного газу та електроенергії (у країнах-членах ЄС до 1 липня 2007 року усім споживачам, з урахуванням побутових, має бути забезпечено право вибору постачальника).

Правова основа створення енергетичних ринків:

- Директива 2003/54/ЄС від 26 червня 2003 р. Європейського Парламенту та Ради стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка скасовує Директиву 96/92/ЄС;
- Директива 2003/55/ЄС від 26 червня 2003 р. Європейського Парламенту та Ради стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу, яка скасовує Директиву 98/30/ЄС;

– Регламент Ради ЄС 1228/2003 від 26 червня 2003 р. про умови доступу до мереж для транскордонних перетоків електроенергії;
– Рішення Європейського Парламенту та Ради ЄС 1229/2003/ЄС від 26 червня 2003 р. про правила для транс'європейських енергетичних мереж.

Адаптація законодавства України в частині створення ринків природного газу та розвитку ринку електроенергії має передбачати такі основні засоби та механізми утворення ринку:

- створення умов для діяльності незалежного регулятора ринків, який регулює відносини між учасниками ринків;
- створення умов для незалежної діяльності операторів з транспортування та розподілу електричної енергії і природного газу;
- запровадження регульованого (на основі встановлених регулятором однакових незалежно від форм власності та недискримінаційних тарифів) доступу до засобів транспортування та розподілу електроенергії і природного газу;
- запровадження справедливих, прозорих та недискримінаційних соціальних зобов'язань енергетичних компаній щодо надання послуг і захист найбільш незахищених категорій споживачів;
- створення умов для розвитку внутрішніх та міждержавних електричних мереж та газопроводів з метою забезпечення надійності функціонування енергетичних ринків, здійснення експортно-імпортних операцій та транзиту електроенергії та газу.

1.7.2 Ядерна енергетика

Правове регулювання відносин у ядерній галузі є одним з найрозвинутіших у межах європейського енергетичного права. Основу такого регулювання складають:

- Римський Договір про Європейське співтовариство з атомної енергії (Євратом) 1957 року;
- статути Агенції Євратому з постачання від 6 листопада 1958 р.;
- правила Агенції Євратому з Постачання ЄС з ядерної енергетики від 11.05.1960 щодо способу врівноваження попиту та пропозиції на уранову руду, вихідні матеріали та спеціальні матеріали, що розщеплюються;
- Директива Ради 92/3/Євратом від 3 лютого 1992 р. про нагляд та контроль за перевезенням радіоактивних відходів між країнами-членами, а також їхнім ввезенням до ЄС та вивезенням з нього;
- Регламент Ради (Євратом) 1493/93 від 8 червня 1993 р. щодо перевезень радіоактивних речовин між країнами-членами.

Ядерне законодавство України значною мірою відповідає вимогам європейського законодавства внаслідок реалізації численних міжнародних угод, учасником яких є Україна.

Адаптація українського законодавства у цій сфері потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- підтвердження відповідності продукції, що постачається на підприємства атомної енергетики;
- залучення та використання фінансових ресурсів для зняття з експлуатації АЕС та передачі на довгострокове зберігання/захоронення радіоактивних відходів (далі – РАВ);
- впровадження санітарних норм і правил для АЕС;
- спорудження сховищ відпрацьованого ядерного палива (далі – ВЯП) та РАВ;
- продовження терміну експлуатації АЕС;
- забезпечення кредитування будівництва нових об'єктів ядерно-енергетичного комплексу (далі – ЯЕК);
- виконання процедур підготовки і передачі на захоронення РАВ підприємств ЯЕК;
- остаточного захоронення РАВ у глибинних геологічних формах;
- поводження з ВЯП після його довгострокового безпечного зберігання.

1.7.3 Відновлювані джерела енергії, енергозбереження та охорона навколишнього середовища

Правове регулювання у цій сфері розвивається за двома напрямками: зменшення енергоємності та розвиток відновлювальних джерел енергії. Основними правовими актами, які регулюють відповідні відносини, є такі:

- Директива Європейського Парламенту та Ради ЄС 2001/77/ЄС від 27 вересня 2001 р. про сприяння виробництву електроенергії з відновлювальних джерел енергії (на внутрішньому електроенергетичному ринку);
- Директива 2004/8/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 11 лютого 2004 р. про сприяння спільному виробництву тепла й електроенергії (когенерації) на основі корисного теплового навантаження на внутрішньому енергетичному ринку та внесення змін до Директиви 92/42/ЄЕС;
- Директива 2002/91/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 16 грудня 2002 р. про енергоефективність будівель.

Адаптація українського законодавства у цій сфері потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- створення умов для збільшення використання відновлювальних джерел енергії, зокрема, через забезпечення доступу електроенергії з відновлювальних джерел до електричних мереж за прийнятними цінами, встановлення спеціальних тарифів, спрощення адміністративних процедур надання дозволу на будівництво "відновлюваних" електростанцій тощо;
- надання преференцій для розвитку (реабілітації) ресурсної бази для НВДЕ, зокрема, полікристалічного кремнію для виробництва фотоперетворювачів сонячних модулів, біомаси, шахтного метану тощо.

- підвищення енергоефективності та покращення надійності постачання енергетичних продуктів шляхом створення правових рамок для заохочення та розвитку високоефективної когенерації, тобто одночасного виробництва теплової та електричної енергії;
- фінансове, правове та організаційне стимулювання використання енергоефективних матеріалів і технологій у соціальній сфері та різних галузях економіки, насамперед транспорті, будівництві та інших;
- організаційна, правова і фінансова підтримка можливого використання промислових і побутових відходів, перш за все енергоємних, як металолом, відходи будівельних матеріалів, склотари тощо.
- створення недискримінаційних умов для виробництва енергії з різних відновлювальних джерел.

Зважаючи на досвід країн Центральної Європи щодо адаптації енергетичного законодавства, її наслідком має стати зміна таких ключових засад функціонування енергетики:

- ✓ Монополізм ⇒ конкуренція;
- ✓ Державне управління ⇒ державне регулювання;
- ✓ Центральне планування ⇒ лібералізація;
- ✓ Державна власність ⇒ приватна власність.

Адаптацію національного законодавства доцільно здійснювати з урахуванням особливостей, якими характеризувався процес приведення у відповідність з вимогами європейського права (насамперед, директив) законодавства країн-членів ЄС, а саме:

- з урахуванням існуючих відмінностей у функціонуванні та правовому регулюванні різних сегментів енергетики, а також існуючих особливостей їх оподаткування, фінансування, корпоративного управління, охорони навколишнього природного середовища тощо;
- врахування положень права ЄС та внесення змін до діючих і розроблення нових нормативно-правових актів, спрямованих на досягнення визначеної мети.

Адаптація енергетичного законодавства та подальше реформування ПЕК, насамперед у сфері лібералізації енергетичних ринків, повинні проводитись лише в тому випадку, коли очікувані вигоди перевищуватимуть можливі втрати.

З метою вдосконалення розробки та адаптації енергетичного законодавства до законодавства ЄС доцільно централізувати виконання зазначених функцій, а також вирішити питання фінансового, кадрового і організаційного забезпечення такої діяльності.

1.7.4 Інтеграція мереж та уніфікація стандартів

Енергетичні мережі України тісно пов’язані з відповідними мережами країн ЄС.

Інтеграція нафто- та газопроводів з європейськими мережами

забезпечується тим, що вони значною мірою використовуються для транзиту енергоносіїв з Росії та інших країн у напрямку ЄС. Використання транзитного потенціалу газопроводів становить близько 70%, а нафтопроводів – не більше 50%. Зважаючи на це, можна стверджувати, що нафто– та газопроводи є достатньо інтегрованими з мережами країн-членів ЄС.

Основне завдання щодо інтеграції електроенергетики стосується міждержавних і магістральних електромереж.

До 1993 року ОЕС України працювала в енергосистемі „МИР" у паралельному режимі з енергосистемами Польщі, Угорщини, Словаччини та Чехії, Болгарії та Румунії, які на цей час здійснили відповідні до директив ЄС заходи і увійшли до європейської енергосистеми UCTE.

З 2001 року Об'єднана енергосистема України працює у паралельному режимі з енергосистемами Російської Федерації, Молдови та країн Балтії.

З липня 2002 року частина української енергосистеми, так званий „Острів Бурштинської ТЕС", працює у паралельному режимі з об'єднаною енергосистемою Європи UCTE.

Сприятливим фактором щодо інтеграції української енергосистеми є збереження практично всіх електроліній колишньої системи „МИР". Виняткову роль в цьому плані відіграє електропідстанція 400 кВ „Мукачеве" через яку енергосистеми Румунії, Словаччини і Угорщини з'єднані не лише з ОЕС України, але і між собою (та з UCTE).

Для інтеграції ОЕС України до системи UCTE та створення технічних умов для реалізації прогнозованих обсягів експорту електроенергії необхідно:

- визначити рівень технологічних стандартів і умов паралельної роботи ОЕС України з європейською енергосистемою;
- визначити терміни та джерела фінансування заходів з введення додаткових регулюючих потужностей, підвищення стійкості, режимної керованості та безпечності електропостачання в аварійних режимах шляхом проведення повної реконструкції систем первинного регулювання ОЕС, в тому числі систем автоматичного регулювання енергоблоків ТЕС та ГЕС для доведення їх швидкодії до нормативу ЄС, впровадження системи автоматичного регулювання частоти і потужності та реконструкції обладнання електричних мереж для підвищення їх пропускної спроможності, використання регулюючого потенціалу електроспоживачів – регуляторів частоти і потужності в системі;
- визначити і встановити прозорі і стабільні засади податкової, амортизаційної політики щодо суб'єктів, які безпосередньо забезпечують реалізацію технічних планів інтеграції з UCTE.
- забезпечити на державному рівні зовнішньополітичну підтримку заходів щодо інтеграції української енергосистеми.

За умови активізації роботи за цим напрямом, враховуючи сучасний технічний та фінансовий стан галузі, а також власний досвід та досвід країн Центральної Європи, що вже пройшли цей шлях, практична інтеграція ОЕС України до об'єднаної енергосистеми ЄС можлива у 2009 – 2010 роках. Першочерговим завданням має стати розроблення концепції інтеграції

об’єднаної енергосистеми України до UCTE та деталізованого плану заходів, спрямованого на її реалізацію.

Контрольні запитання

1. Які основні завдання та напрямки реалізації Енергетичної стратегії ?
2. Яким чином надлишкові потужності для транспортування газу, нафти та експорту електроенергії позиціонують Україну на міжнародних енергетичних ринках?
3. За яким показником характеризується рівень енергозабезпеченості країни ?
4. На яких засадах базується адаптація українського законодавства до енергетичного законодавства ЄС ?
5. Що необхідно зробити для інтеграції ОЕС України до системи UCTE?

Список джерел

1. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, ОМ. Олейников, О. І. Яковлев. – Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь : Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн. 3:Альтернативна енергетика. – 621 с.

Лекція 2. Системи електропостачання міст

2.1 Визначення поняття «система електропостачання міста»

Системою електропостачання міста (СЕМ) називається сукупність електричних станцій, знижувальних і перетворювальних підстанцій, що живлять, і розподільних ліній і електроприймачів, що забезпечують технологічні процеси комунально-побутових, промислових і транспортних споживачів електроенергії, розташованих на території міста та частково у приміській зоні.

Джерелами живлення (ДЖ) системи електропостачання міста є міські електричні станції та понижуючі підстанції. Центром живлення (ЦЖ) називається розподільний пристрій генераторної напруги електричної станції або розподільний пристрій вторинної напруги понижувальної підстанції, до шин якого приєднуються розподільні мережі даного району. Електричними станціями є зазвичай теплоелектроцентралі, які забезпечують тепловою і частково електричною енергією комунально-побутові та промислові об'єкти.

Знижувальними підстанціями систем електропостачання міст є: міські підстанції (35 - 220 кВ), що розташовуються поблизу кордону міста; підстанції глибоких введень 110 - 220 кВ, споруджені безпосередньо на територіях житлових районів та в промислових зонах великих міст; транспортні підстанції 10 (6) - 20 / 0,38 кВ комунально-побутових і промислових споживачів електроенергії; випрямні підстанції міського та приміського електрифікованого транспорту.

Лінії електропередачі електричних мереж СЕМ складаються з:

- повітряних ліній 35 - 220 кВ зовнішнього електропостачання міста;
- кабельних (або повітряних) ліній 110 - 220 кВ глибоких вводів високої напруги в центральні райони житлових і промислових територій;
- кабельних (або повітряних) ліній зовнішніх розподільних ліній 0,38 - 10 (6) - 20 кВ;
- електричних ліній внутрішніх мереж 0,38 кВ житлових, громадських і виробничих будівель.

Основними групами споживачів електроенергії в системах електропостачання міста є: комунально-побутові споживачі; промислові підприємства; електрифікований міський і приміський транспорт; в окремих випадках - селища, підприємства промислового і сільськогосподарського виробництва приміських зон. Комунально-побутові споживачі електроенергії - це житлові, адміністративні, культурно-масові, навчальні, лікувальні і тому подібні будівлі.

2.2 Номінальні напруги електроустановок міст

У сучасних та вітчизняних системах СЕМ застосовують усі номінальні напруги змінного струму - від 12 до 220 - 380 В. Напруги до 1 кВ застосовують для розподілу електроенергії в обмежених районах території міста (десятки -

сотні метрів), усередині житлових і виробничих будівель та для безпосереднього приєднання електроприймачів. У проектованих і реконструйованих електричних мережах усіх призначень повинно застосовуватися лінійна напруга 380 В.

Напруга 660 В призначена для застосування в системах електропостачання деяких промислових підприємств. У перспективі можливе застосування цієї напруги в багатоповерхових будівлях великого об'єму для великих двигунів централізованих установок кондиціонування повітря, таких же установок насосів холодної та гарячої води, вантажних і вантажопасажирських швидкісних ліфтів тощо; магістральних внутрішньобудинкових ліній, що живлять трансформатори 660/380 - 220 В, розосереджено встановлювані по поверхах будівель.

Напруги 10 (6) - 20 кВ застосовують для розподілу електроенергії від джерела живлення по прилеглій до них території міста і для живлення ТП 10 (6) - 20 кВ. Напруга 10 кВ є основним на сучасний і найближчий перспективний періоди для знову споруджуваних і реконструйованих систем електропостачання міст. Напругу 6 кВ, як правило, не повинна застосовуватися в знову проектованих і реконструйованих системах СЕМ.

Застосування напруги 20 кВ економічно виправдано: при вартості кабелів, вимикачів і трансформаторів цієї напруги не більше 120-130% вартості відповідного обладнання 10 кВ; в нових районах, які живляться від міських електростанцій з генераторним напругою 20 кВ; при щільності навантаження 3040 МВт/км^2 і більше, при живленні від підстанцій 220/20 кВ; при комплексному електропостачанні дрібних міст і прилеглих обширних сільськогосподарських районів від понижувальних підстанцій 110-220/20 кВ.

Номінальна напруга 110 кВ і вище застосовується в системах СЕМ для зовнішнього електропостачання, а також для головного введення в центральні райони міста.

Вибір вищих номінальних напруг пов'язаний з вибором числа трансформацій електроенергії між цими напругами і напругою до 1 кВ; економічно доцільним є використання двох трансформацій електроенергії.

Напруга 35 кВ не рекомендується для застосування в системах СЕМ як недостатня за пропускною спроможністю і приводить, як правило, до необхідності додаткової трансформації електроенергії.

Напруги 110 і 220 кВ економічно доцільно застосовувати для зовнішнього електропостачання основної маси середніх і великих міст.

2.3 Елементи системи електропостачання міст

Залежно від розміру міста для живлення споживачів, розташованих на його території, передбачається система електропостачання (Рис. 2.1) - сукупність трансформаторних підстанцій та електричних мереж різних напруг. Загальну систему електропостачання зазвичай ділять на дві частини: до першої відносять електричні мережі і знижуючі підстанції 35-220 кВ (зона А на рисунку 2.1). Сукупність цих мереж називають електропостачальними

мережами. Збірні шини 10 (6) -20 кВ підстанції є центрами живлення (ЦЖ) міських мереж. Електропостачальні мережі призначені для розподілу енергії між районами міста.

Незалежним джерелом живлення називають джерело живлення даного об'єкта, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих ПУЕ для після-аварійного режиму, при зникненні його на інших джерелах живлення об'єкта. Незалежними джерелами живлення є дві секції або системи шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні наступних умов:

а) кожна секція (система шин) у свою чергу має живитись від незалежного джерела;

б) секції (системи шин) не пов'язані між собою або мають зв'язок, автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї секції (системи шин). До другої частини системи електропостачання відносять живлять мережі 10 (6) -20 кВ і розподільні мережі 20 - 0,4 кВ (зони Б В Г і Д на рис 2.1). Ця частина системи електропостачання призначена для розподілу електроенергії безпосередньо серед споживачів або окремих груп споживачів. Межі цієї частини системи починаються на збірних шинах 10 (6) -20 кВ центрів живлення і закінчуються на вводі до споживача.

Для великих міст побудова мережі 10 (6) -20 кВ виконується за двохланковим принципом живильної мережі 10 (6) -20 кВ (зона Б на рисунку 2.1) і розподільної мережі такої ж напруги (зона В на рисунку 2.1) Цей принцип передбачає спорудження розподільчих пунктів розподільного пункту (РП) міської електричної мережі та називається розподільний пристрій напругою 10 (6) -20 кВ, призначене для прийому електроенергії від центру живлення і передачі її в розподільчу мережу без трансформації та перетворення На рисунку 2.1 розподільні пункти РП2 і РП3 і живлячі їх мережі використовуються для живлення розподільчої мережі загального призначення, а РП1 і РП4 та живлячі їх мережі - для електропостачання самостійних споживачів.

Живильні лінії з'єднують ЦЖ з РП, а розподільчі лінії з'єднують ЦП або РП з трансформаторними підстанціями (ТП), а також ТП з уведеннями споживачів (ВП на рисунку 1).

Трансформаторною підстанцією міської розподільної мережі називається підстанція, в якій електроенергія трансформується з вищої напруги [10 (6) -20 кВ] на нижчі (0,4 кВ) і розподіляється на цій напрузі (зона Д на рисунку 1) За відсутності в середніх і невеликих містах РП і, отже, живильної мережі розподільна мережа починається безпосередньо з шин 10 (6) -20 кВ ЦП На рис 1 живлення розподільної лінії Л1 здійснюється від шин ЦП.

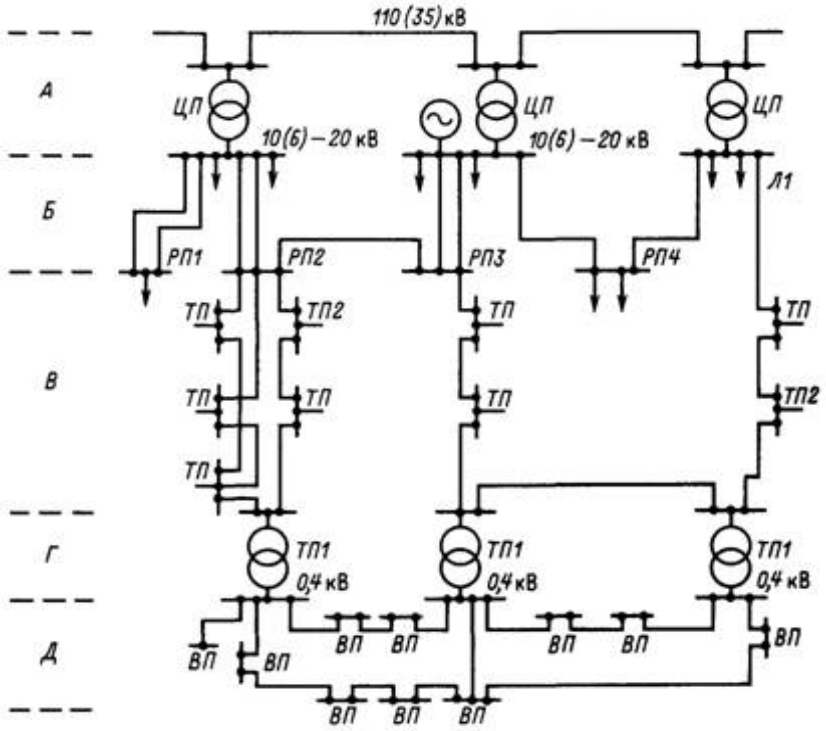


Рис. 2.1 – Принципова схема електропостачання міста

По розподільчій мережі 10 (6) -20 кВ проводиться живлення ТП, які у свою чергу можуть використовуватися для живлення розподільчої мережі 0,4 кВ загального користування Такі ТП на рисунку 2.1 позначені ТП1 Від цієї ж мережі може здійснюватися живлення підстанцій 7772 окремих споживачів .

В останні роки в електричних мережах міст почали застосовуватися так звані глибокі вводи. Глибоким введенням називається система електропостачання з наближенням напруги 110 - 220 кВ до центрів навантажень споживачів з найменшою кількістю ступенів проміжної трансформації. Застосування глибоких введень викликано обмеженістю радіусу дії розподільної мережі 10 (6) -20 кВ при великій щільності навантаження споживачів.

Міські електричні мережі напругою 10 (6) -35 кВ виконуються трифазними з ізольованою або заземленою через дугогасильний реактор нейтраллю. Компенсація ємнісних струмів застосовується відповідно до вимог. Мережі напругою до 1 кВ виконуються трифазними чотирипровідними з глухим заземленням нейтралі напругою 380/220 В. Діючі мережі 220/127 В необхідно переводити на напругу 380/220 В.

У міських розподільчих мережах застосовують трансформатори зі схемою з'єднань обмоток «зірка - зигзаг» і «трикутник - зірка». Трансформатори зі схемою з'єднань обмоток «зірка - зірка» використовують в умовах переведення мережі 6 кВ на напругу 10 кВ (при перемиканні обмоток), а також при переважанні навантажень трифазних споживачів.

2.4 Основні схеми електропостачання мереж 110 (35) кВ і вище

При розробці схеми електропостачання великих міст, як правило, передбачають:

а) створення кільцевої магістральної мережі напругою 110 кВ і вище з знижувальними підстанціями. Живлення кільцевої мережі здійснюється від підстанції більш високих напруг енергосистеми, а також міських електричних станцій;

б) споруда глибоких вводів напругою 110 кВ і вище для живлення окремих (центральних) районів міста, не охоплених кільцевою мережею зазначеної напруги. Залежно від місцевих умов живлення підстанції глибокого вводу передбачається від різних секцій одній або різних опорних підстанцій, а також відгалуженнями від кільцевої мережі;

в) у міру розвитку міста і збільшення його електричного навантаження кільцева мережа, прийнята на першому етапі розвитку, перетворюється в розподільну мережу зі створенням кільцевої мережі більш високої напруги.

У мережах напругою 110 – 220 кВ допустимо приєднання до одного ланцюга дволанцюговий лінії за схемою з відгалуженнями без вимикачів, як правило, не більше двох трансформаторних підстанцій за умови збереження живлення електроприймачів I і II категорії від двох незалежних джерел живлення .

Місце споруди, потужність, схема з'єднань підстанцій 110 (35) кВ і вище визначаються на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням навантажень і розташування основних споживачів, розвитку мереж 110 кВ і вище енергосистеми і розподільних мереж 10 (6) -20 кВ міста (району). При цьому підстанції, споруджуються для електропостачання промислових споживачів, використовуються також як центр живлення міської розподільної мережі.

Спорудження підстанцій 110 (35) кВ і вище для самостійного електропостачання промислових споживачів без приєднання міських мереж 10 (6) -20 кВ допускають при наявності техніко-економічних обгрунтувань.

Підстанції глибокого вводу напругою 110 - 220 кВ виконують за схемою двох блоків «лінія - трансформатор» з використанням відокремлювачів у відповідності з типовими рішеннями. Розподільчі 10 (6) -20 кВ приймаються з одиночною секціонованною системою шин, трансформатори працюють роздільно. Резервування блоків здійснюється шляхом влаштування АВР на секційному вимикачі РУ 10 (6) -20 кВ. Допускають застосування одно-трансформаторних підстанцій при забезпеченні необхідної надійності електропостачання споживачів. Потужність трансформаторних підстанцій глибокого вводу напругою 110 - 220 кВ при встановленні двох трансформаторів і відсутності резервування по мережі напругою 10 (6) -20 кВ вибирається з урахуванням їх завантаження в нормальному режимі на розрахунковий термін не більше 70% номінальної потужності. Трансформатори цих підстанцій обладнуються пристроєм РПН.

Залежно від території району електропостачання, щільності

навантаження, складу споживачів та інших місцевих умов потужність трансформаторів підстанцій у найбільших і великих містах приймається:

- при живленні по повітряних лініях напругою 110 кВ не менше 25000 кВ • А, по лініях 220 кВ не менше 40 000 кВ • А;
- при живленні по кабельних лініях напругою 110 кВ не менше 40000 кВ * А, по лініях 220 кВ не менше 63 000 кВ • А.

На підстанціях напругою 110 - 220 кВ в першу чергу допускається встановлення трансформаторів меншої потужності або одного трансформатора, якщо при цьому виконуються вимоги до надійності електропостачання споживачів. На підстанціях напругою 110 (35) кВ і вище при необхідності компенсації ємнісних струмів замикання на землю в мережах напругою 10 (6) - 20 кВ передбачають установку заземлюючих дугогасних реакторів.

Потужність короткого замикання на збірних шинах ЦП при напрузі 10 (6) кВ не повинна перевищувати 350 (220) МВ * А, при напрузі 20 кВ - 700 МВ * А. Вибір засобів обмеження потужності короткого замикання нижче наведених значень здійснюється на основі техніко-економічних розрахунків. При можливості зниження витримок часу релейного захисту за умовами мережі для забезпечення термічної стійкості кабелів допускається завищувати їх перетин в порівнянні з розрахунковими по нагріванню. При необхідності обмеження потужності короткого замикання на шинах 10 (6) -20 кВ ЦЖ розглядають застосування трансформаторів з розщепленими обмотками або установку струмообмежувальних реакторів в ланцюгах вводів трансформаторів.

Контрольні запитання

1. Сукупність яких основних об’єктів входить в систему електропостачання міста?
2. В яких випадках доцільно використовувати номінальну напругу 110 кВ і вище?
3. В яких випадках використовують трансформатори зі схемою з'єднань обмоток «зірка - зірка» ?
4. Залежно від яких умов визначається потужність трансформаторів підстанцій?

Список джерел

1. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 288 с.з іл.
2. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, ОМ. Олейников, О.І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь : Севаст. нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика. – 621 с.

Лекція 3. Електромашинні перетворювачі

3.1 Електромашинні генератори та електродвигуни

Машини обертального типу, перетворюють механічну енергію в електричну (генератори) або електричну в механічну (двигуни). Дія генераторів заснована на принципі електромагнітної індукції: у проводі, що рухається в магнітному полі, наводиться електрорушійна сила (ЕРС). Дія електродвигунів заснована на тому, що на провід зі струмом, розміщений в поперечне магнітне поле, діє сила.

Всі електричні машини обертального типу діляться на машини постійного і змінного струму.

3.1 Генератори постійного струму

На рисунку 3.1 а показаний виток дроту abcd, що обертається за годинниковою стрілкою навколо осі 001 в магнітному полі між північним (N) і південним (S) полюсами магніту.

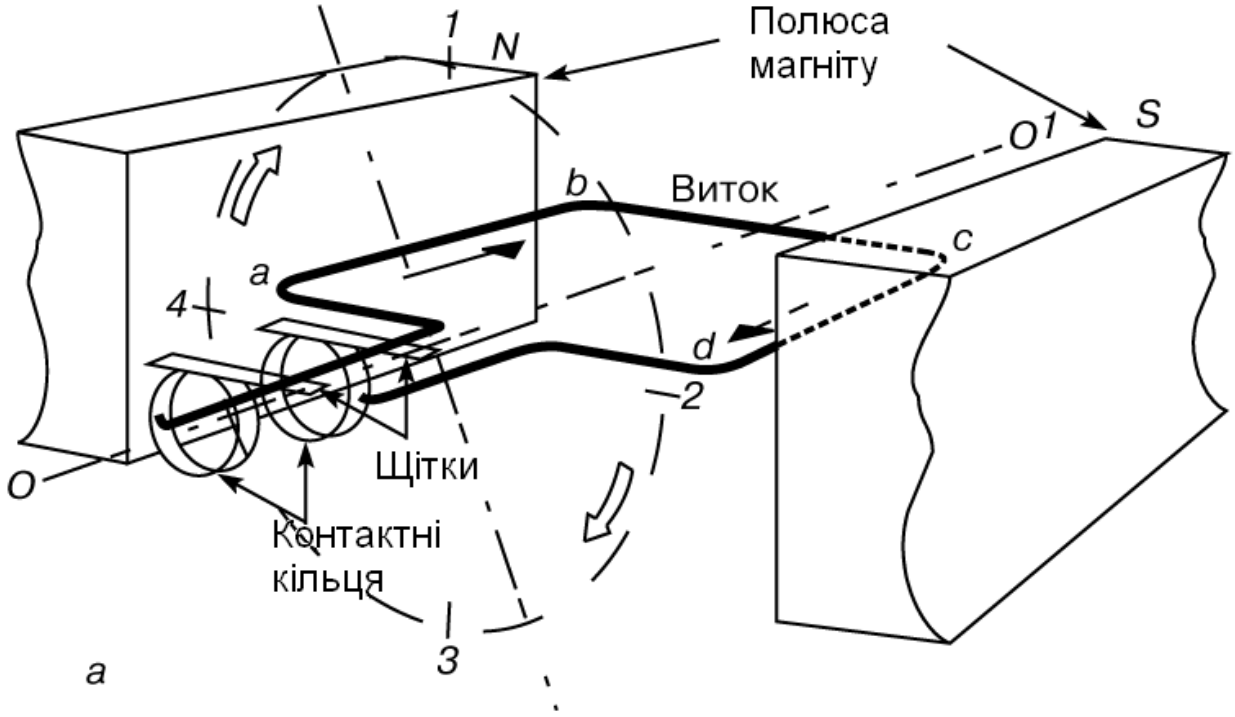


Рис. 3.1 а – Виток дроту у магнітному полі

Напрямок миттєвої наведеної ЕРС показано стрілками ab і cd; величина і знак ЕРС для положень 1, 2, 3 та 4 наведені на графіку (рис. 3.1 б).

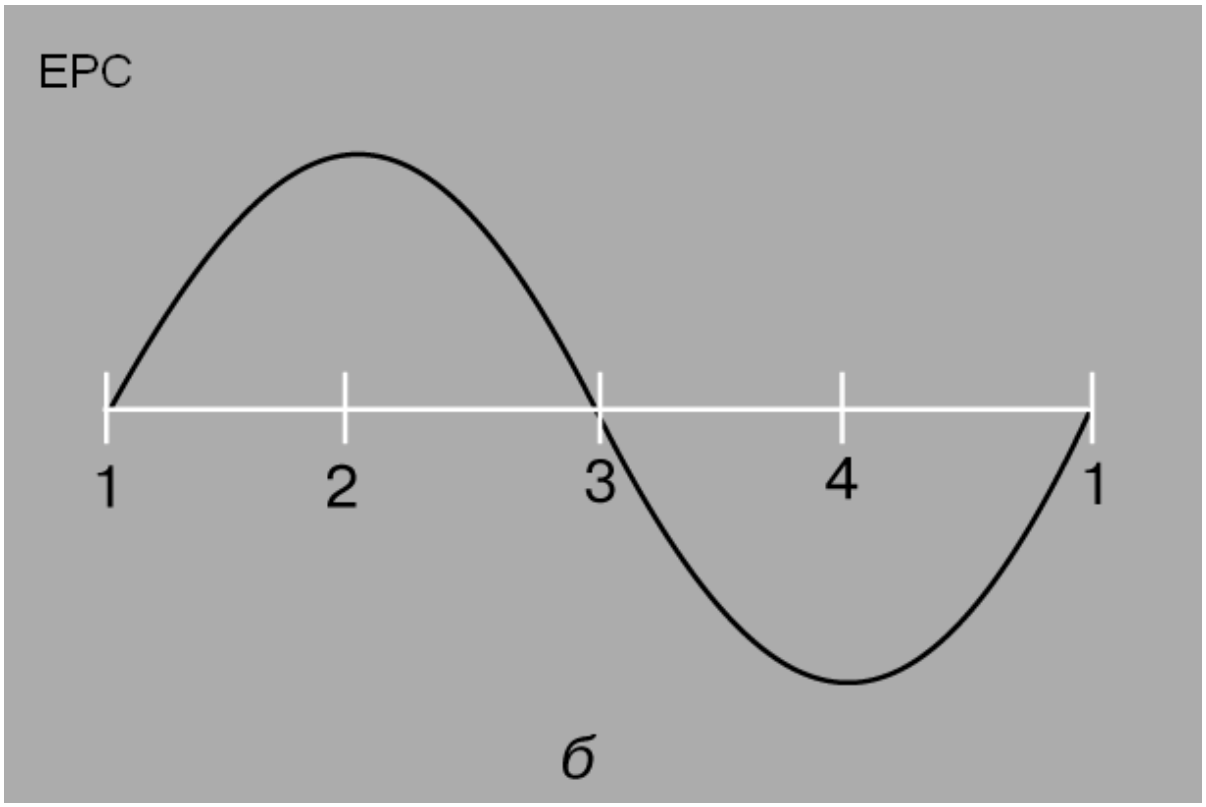


Рис. 3.1 б – Графік ЕРС

Коли площина витка перпендикулярна полю (положення 1 і 3), ЕРС дорівнює нулю; коли ж площину витка паралельна полю (положення 2 і 4), ЕРС максимальна. Крім того, напрямок ЕРС в бічних частинах витка (скажімо, ab), коли вони проходять повз північного полюса, протилежно її напрямку при проходженні повз південного полюса. Тому ЕРС змінює знак через кожну половину обороту в точках 1 і 3, так що у витку генерується мінлива ЕРС і, стало бути, тече змінний струм. Якщо передбачити в конструкції струмозбиральні (контактні) кільця, то змінний струм піде в зовнішній ланцюг.

3.2 Конструкція електромашинних генераторів

Генератор постійного струму повинен давати струм, який завжди тече в одному напрямку. Для цього потрібно перемикати контакти зовнішнього ланцюга в той момент, коли ЕРС падає до нуля, перш ніж вона почне наростати в іншому напрямку. Це робиться за допомогою колектора, схематично зображеного на рисунку 3.1 в.

У показаному простому випадку він являє собою кільце, розрізане на дві частини по діаметру. Один кінець витка приєднаний до одного з півкілець, інший - до іншого. Щітки розташовані так, що вони перекривають зазори між півкільцями, коли площина витка перпендикулярна магнітному полю (в положеннях 1 і 3) і ЕРС дорівнює нулю.

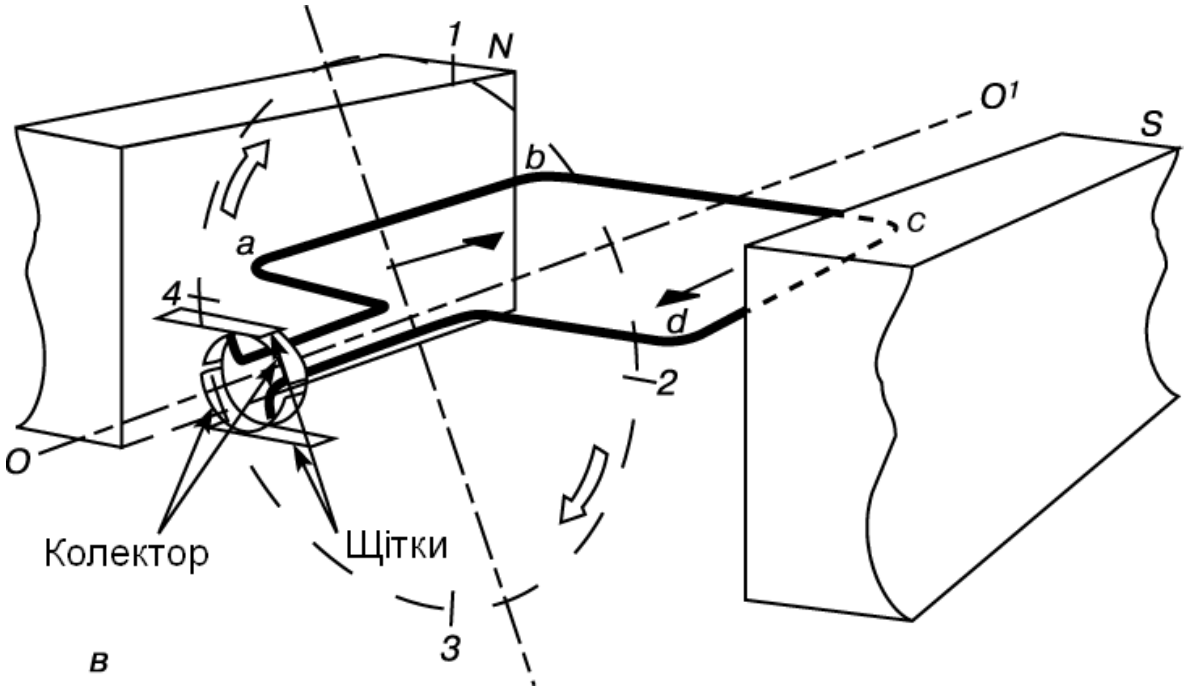


Рис. 3.1 в – Електромашина постійного струму

Як виявляється з рисунка, кожен раз, коли ЕРС змінює знак, перемикаються кінці зовнішнього ланцюга, так що струм в ній тече завжди в одному напрямку (рис. 3.1 г.).

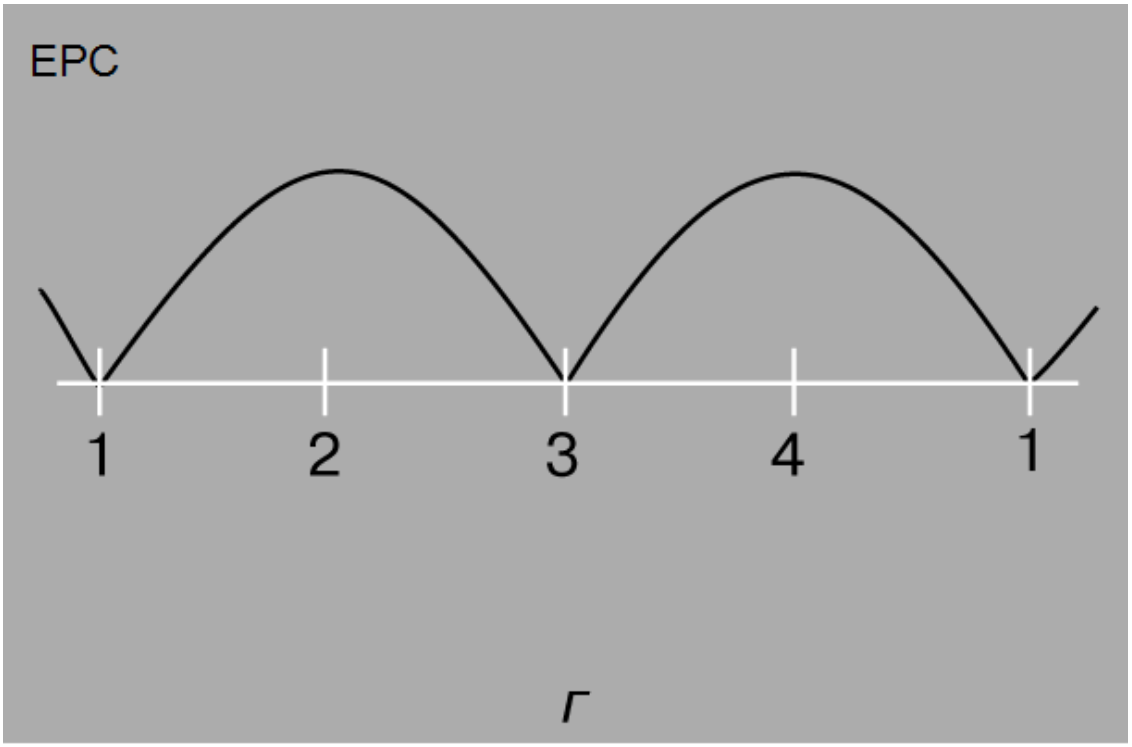


Рис. 3.1 г – Графік ЕРС електромашини постійного струму

Якщо до витка, показаному на рисунку 3.1 г, додати ще один, перпендикулярний йому, то його ЕРС буде відповідати кривій bb, зрушеній

щодо первісної на 90 ° (рис. 3.2).

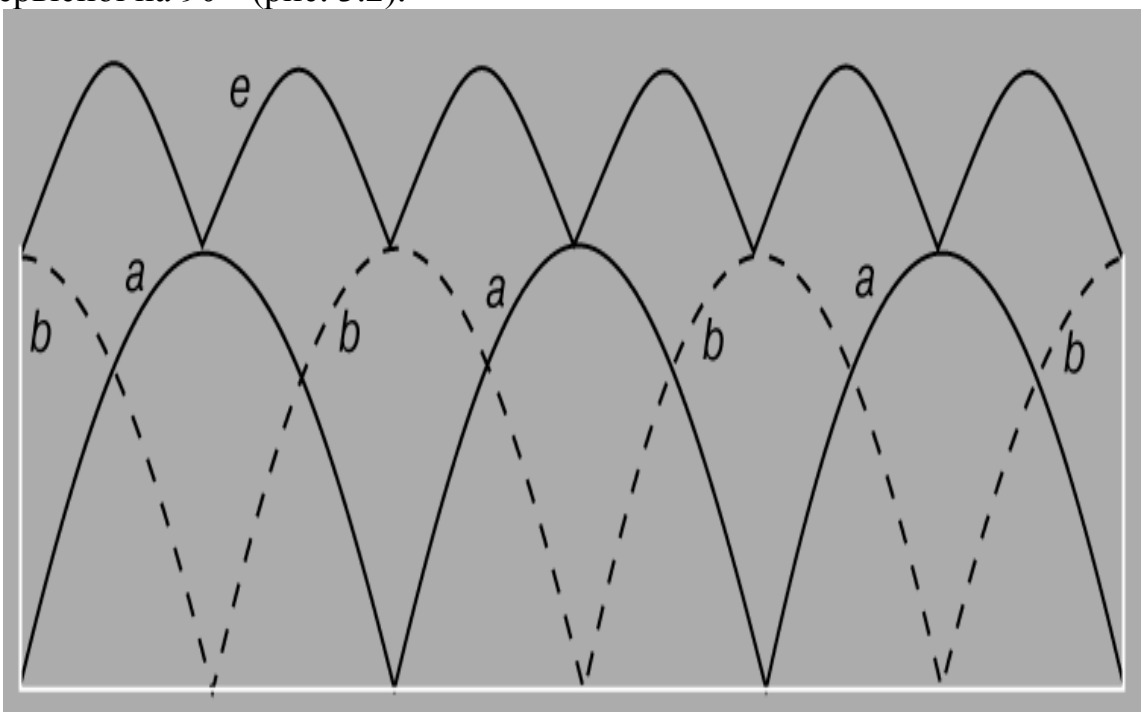


Рис. – 3.2 – Графік ЕРС

Повна ЕРС буде відповідати сумі двох кривих, тобто значно більш гладкої кривої е. На практиці використовується велика кількість витків і колекторних сегментів (рис. 3.3), так що пульсації ЕРС непомітні.

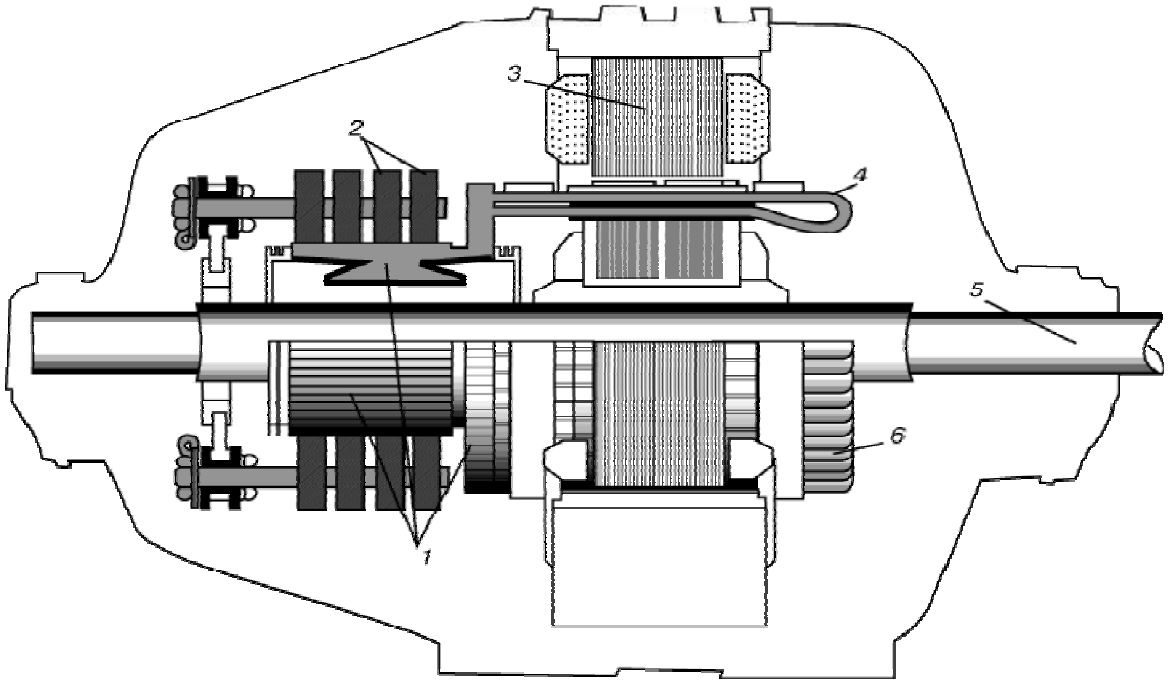


Рис. 3.3 – Схема сучасного електрогенератора:
1 – колектор; 2 – щітки; 3 – магнітопровід; 4, 6 – обмотка ротора; 5 – вал.

Електромашинний генератор приводиться в обертання первинним двигуном, наприклад турбіною. Обертовий вал первинного двигуна пов'язаний

сполучної муфтою з валом електрогенератора, який зазвичай несе на собі магнітні полюси і обмотки збудження. Магнітне поле струму, створеного в обмотці збудження невеликим допоміжним генератором або напівпровідниковим пристроєм (збудником), перетинає провідники обмотки статора (нерухомої станини генератора), завдяки чому в цій обмотці наводиться змінний струм, який знімається з вихідних затискачів генератора. Великі трифазні генератори виробляють три окремих узгоджених між собою струму в трьох окремих системах провідників, напруга на яких досягає 25 кВ. Провідники приєднані до трифазного трансформатора, що підвищує, з виходу якого електроенергія передається по трифазним високовольтним ЛЕП у центри споживання.

Потужні сучасні турбогенератори мають замкнуту систему вентиляції з воднем в якості охолоджуючого газу. Водень не тільки відводить тепло, а й зменшує аеродинамічні втрати. Робочий тиск водню становить від 0,1 до 0,2 МПа. Для більш інтенсивного охолодження генератора водень може також подаватися під тиском в порожнисті провідники статора. У деяких моделях генераторів обмотки статора охолоджуються водою.

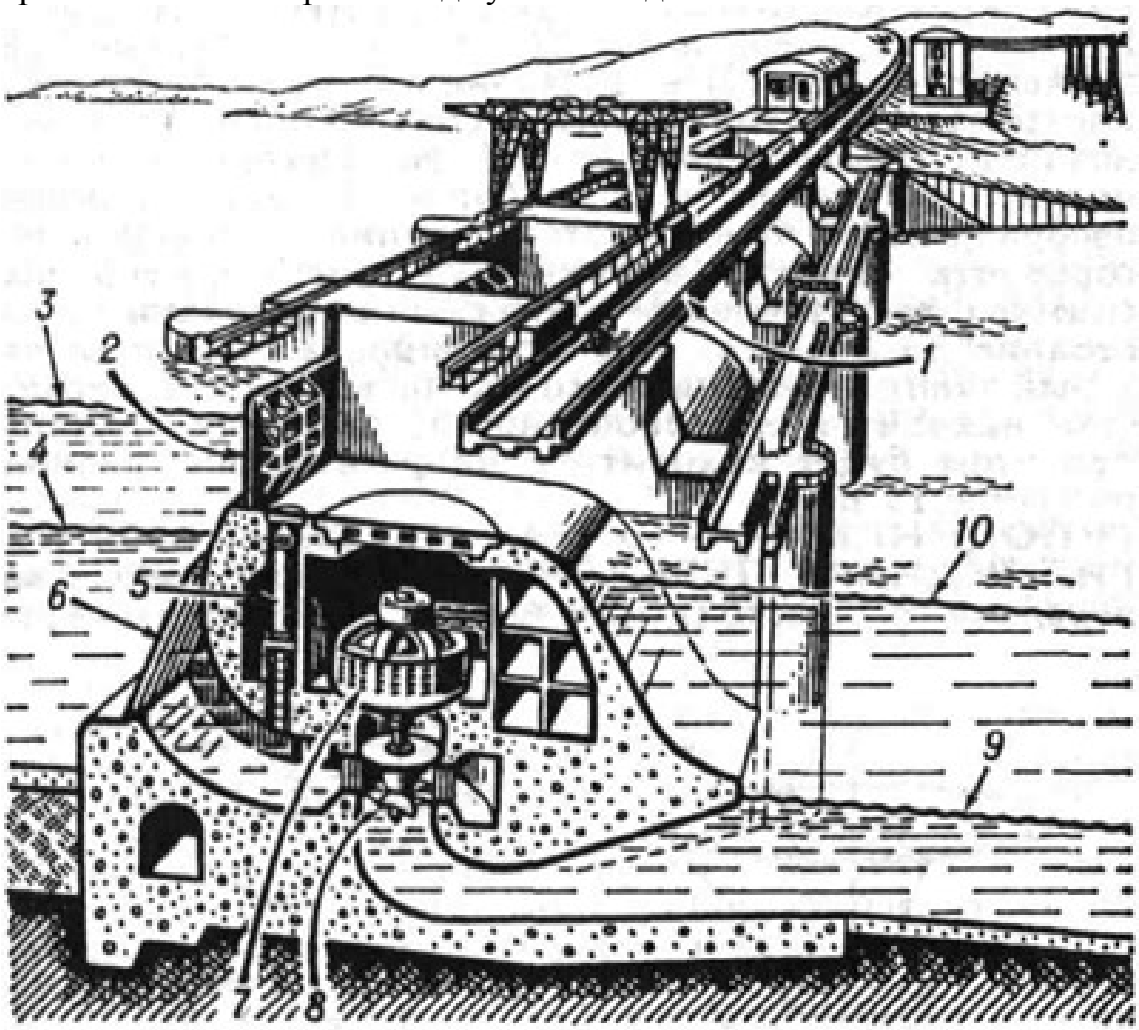


Рис. 3.4 – Гідроелектростанція:
1 - шляхопровід; 2 - затвор греблі; 3 - верхній рівень води; 4 - рівень водозабору; 5 – машинний зал; 6 - решітка; 7 - генератор; 8 - турбіна; 9 - нижній рівень води; 10 - рівень водозливу

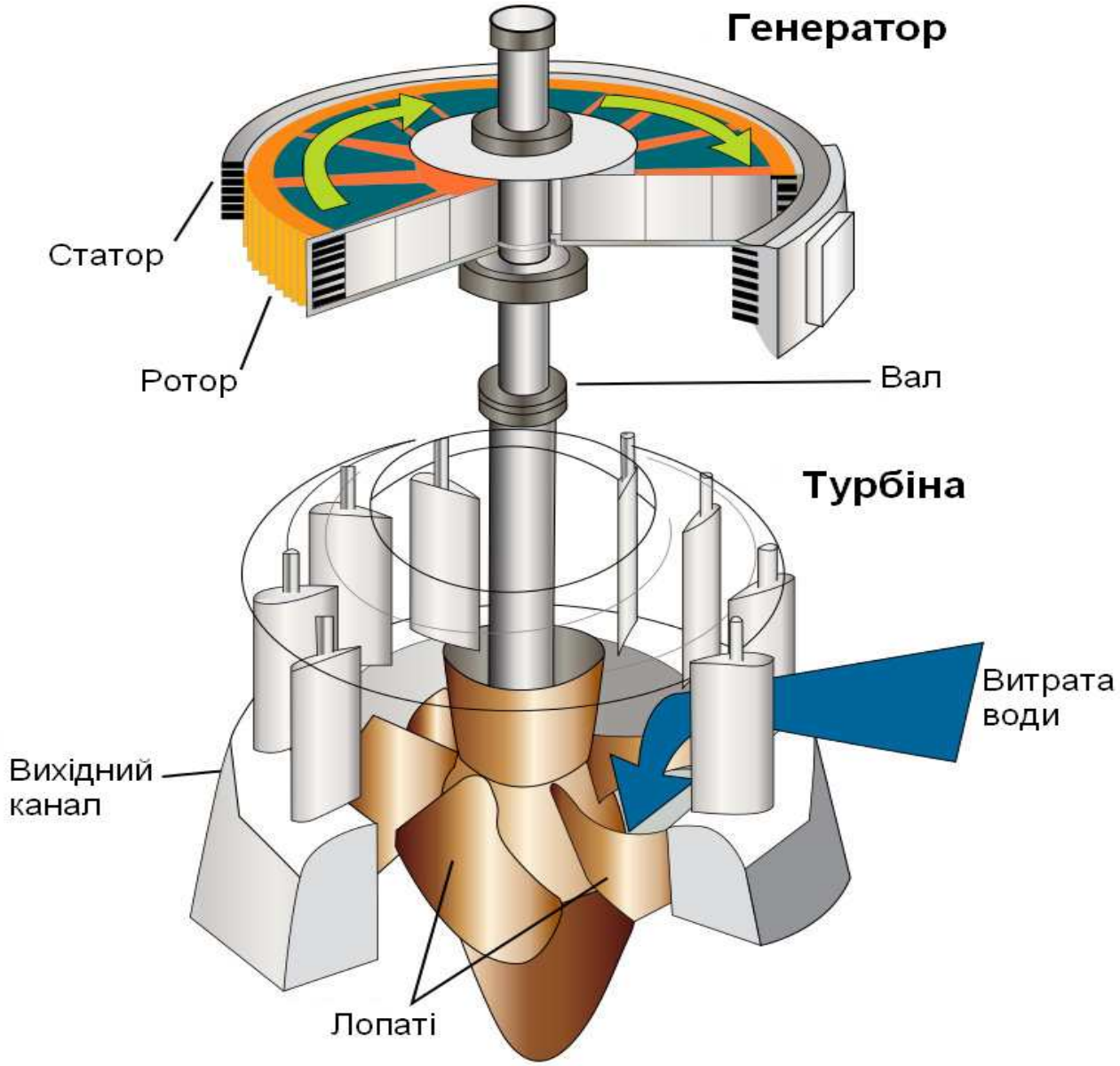


Рис. 3.5 – Схема гідроелектрогенератора з гідротурбіною

Контрольні запитання

1. На якому принципі заснована дія генераторів?
2. На якому принципі заснована дія двигунів?
3. Яким чином діляться машини обертального типу?
4. Описати принцип роботи електромашинного генератора.

Список джерел

1. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн.3:Альтернативна енергетика.-621 с.

Лекція 4. Технологія виробництва електричної енергії на теплових електростанціях

4.1 Класифікація теплових електростанцій

Залежно від типу силової установки електростанції з тепловою установкою теплові електростанції (ТЕС) поділяються на:
- котлотурбінні електростанції;
- конденсаційні електростанції (КЕС, ГРЕС);
- теплоелектроцентралі (теплофікаційні електростанції, ТЕЦ);
- газотурбінні електростанції;
- міні ТЕЦ;
- газопоршневі електростанції;
- електростанції дизельні;
- електростанції бензинові;
- електростанції на базі парогазових і газових установок.

4.2 Обладнання теплової електростанції

На схемі, представленій на рисунку 4.1, відображено основне устаткування теплової електричної станції та взаємозв'язок її систем. За цією схемою можна простежити загальну послідовність технологічних процесів, що протікають на ТЕС.

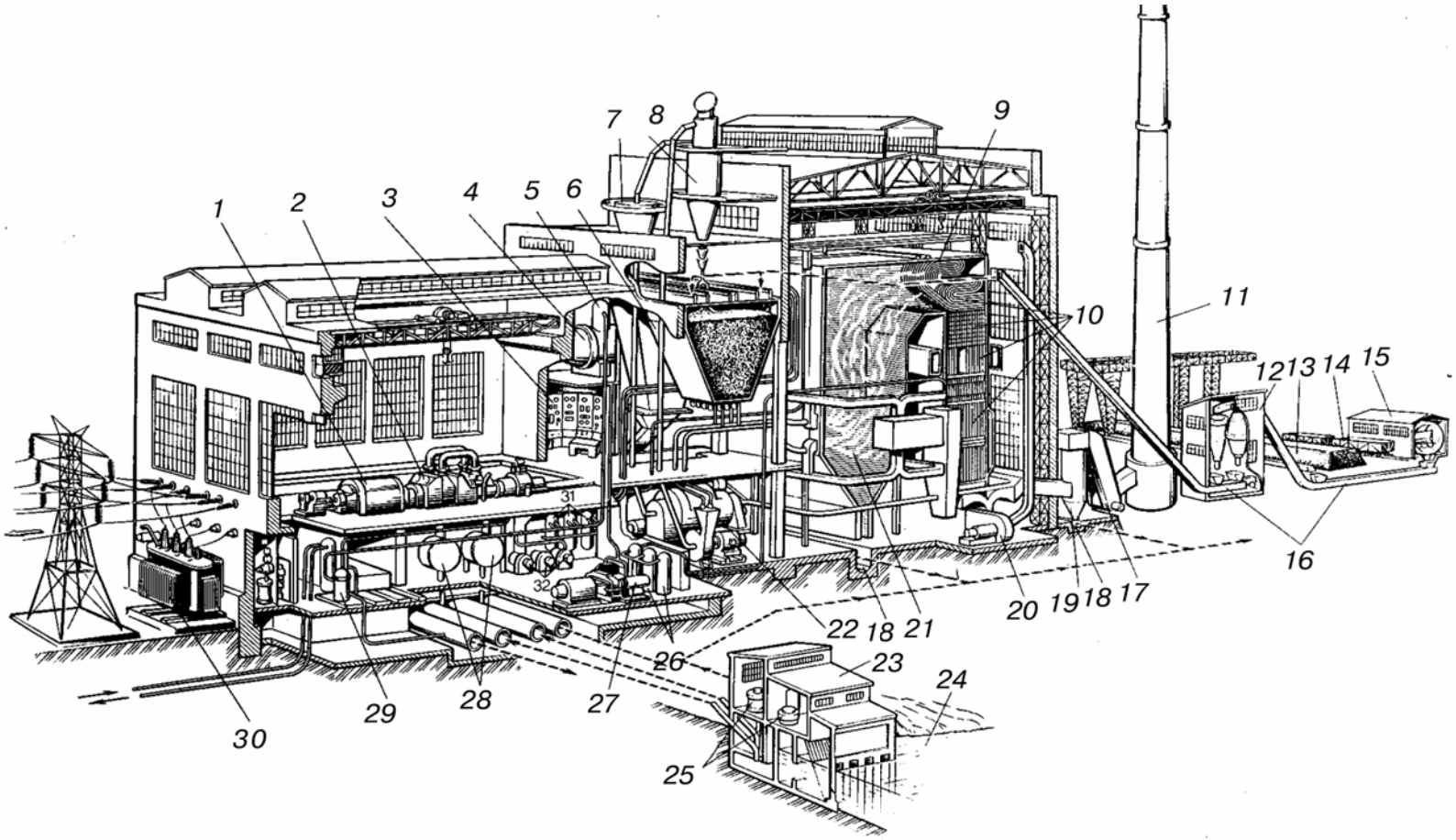


Рис. 4.1 – Принципова схема теплової електричної станції (ТЕС / ТЕЦ):
1 - електричний генератор; 2 - парова турбіна, 3 - пульт управління; 4 - деаератор; 5 і 6 - бункери; 7 - сепаратор; 8 - циклон; 9 - котел; 10 - поверхня нагріву (теплообмінник); 11 - димова труба; 12 - дробильне приміщення; 13 - склад резервного палива; 14 - вагон; 15 - розвантажувальний пристрій; 16 - конвеєр; 17 - димосос; 18 - канал; 19 - золовловлювач; 20 - вентилятор; 21 - топка; 22 - млин; 23 - насосна станція; 24 - джерело води; 25 - циркуляційний насос; 26 - регенеративний підігрівач високого тиску; 27 – живильний насос; 28 - конденсатор; 29 - установка хімічної очистки води; 30 - підвищувальний трансформатор ; 31 - регенеративний підігрівач низького тиску; 32 - конденсатний насос.

4.3 Технологічна схема теплової електростанції

На рисунку 4.2 наведено технологічну схему теплової електричної станції

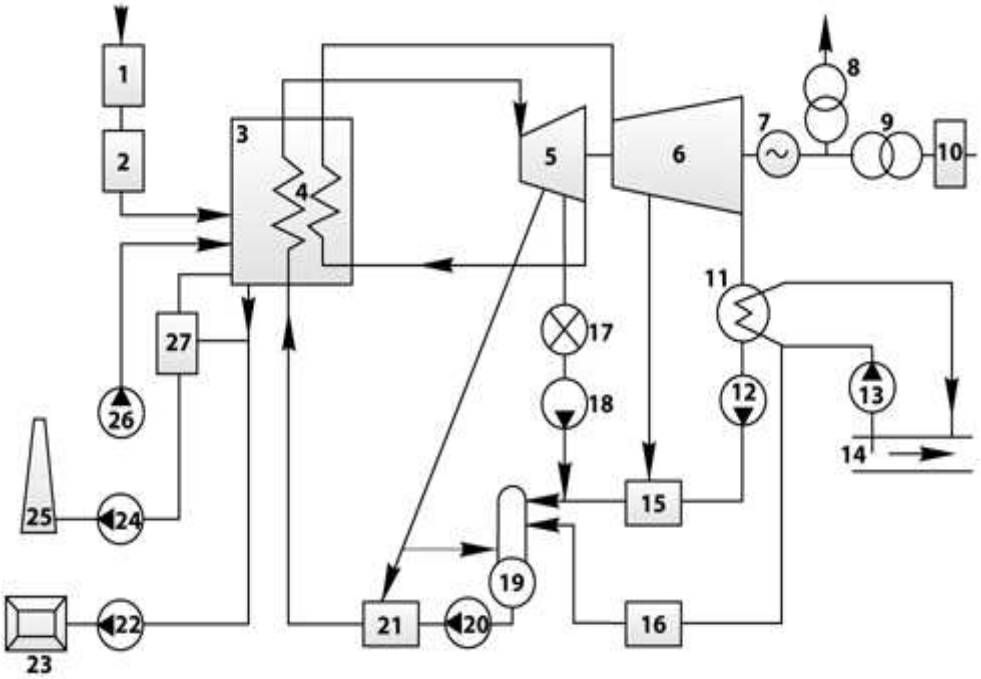


Рис. 4.2 – Технологічна схема теплової електричної станції.

До складу технологічної схеми включено наступне обладнання:

1. Паливне господарство;
2. Підготовка палива;
3. Котел;
4. Проміжний пароперегрівач;
5. Частина високого тиску парової турбіни (ЧВТ або ЦВТ);
6. Частина низького тиску парової турбіни (ЧНТ або ЦНД);
7. Електричний генератор;
8. Трансформатор власних потреб;
9. Трансформатор зв'язку;
10. Головне розподільний пристрій;
11. Конденсатор;
12. Конденсатний насос;
13. Циркуляційний насос;
14. Джерело водопостачання (наприклад, річка);
15. Підігрівач низького тиску (ПНТ);
16. Водопідготовча установка (ВПУ);
17. Споживач теплової енергії;
18. Насос зворотного конденсату;
19. Деаератор;
20. Живильний насос;
21. Підігрівач високого тиску (ПВТ);
22. Шлакозоловидалення;
23. Золовідвал;

24. Димосос (ДС);
25. Димова труба;
26. Дуттьовий вентилятор (ДВ);
27. Золовловлювач.

4.4 Опис технологічної схеми ТЕС

Виходячи з рис. 4.1–4.2, отримуємо у складі теплової електростанції таке основне обладнання (системи):
- паливне господарство і система підготовки палива;
- котельня установка: сукупність самого котла і допоміжного обладнання;
- турбінна установка: парова турбіна та її допоміжне обладнання;
- установка водопідготовки та конденсатоочищення;
- система технічного водопостачання;
- система золошлоковидалення (для ТЕС, що працюють на твердому паливі);
- електротехнічне обладнання та система управління електроустаткуванням.

Паливне господарство, залежно від виду використаного на станції палива включає: приймально-розвантажувальний пристрій, транспортні механізми, паливні склади твердого та рідкого палива, пристрої для попередньої підготовки палива (дробильні установки для вугілля). До складу мазутного господарства входять також насоси для перекачування мазуту, підігрівачі мазуту, фільтри.

Підготовка твердого палива до спалювання складається з розмелювання і сушіння його в пилоприготувальній установці, а підготовка мазуту полягає в його підігріві, очистці від механічних домішок, іноді в обробці спецприсадками. З газовим паливом все простіше. Підготовка газового палива зводиться в основному до регулювання тиску газу перед горілками котла.

Необхідне для горіння палива повітря подається в топковий простір котла дуттьовими вентиляторами (ДВ). Продукти згоряння палива - димові гази - відсмоктуються димососами (ДС) і відводяться через димові труби в атмосферу. Сукупність каналів (повітроводів і газоходів) і різних елементів обладнання, по яких проходить повітря та димові гази, утворює газоповітряний тракт теплової електростанції; димососи, димова труба і дуттьові вентилятори складають тягодуттьові установки. У зоні горіння палива, що входять до його складу негорючі (мінеральні) домішки, зазнають хіміко-фізичні перетворення і видаляються з котла частково у вигляді шлаку. Значна їх частина виноситься димовими газами у вигляді дрібних частинок золи. Для захисту атмосферного повітря від викидів золи перед димососами встановлюють золоуловлювачі.

Шлак і вловлена зола видаляються зазвичай гідравлічним способом на золовідвали. При спалюванні мазуту і газу золоуловлювачі не встановлюються. При спалюванні палива хімічно зв'язана енергія перетворюється на теплову. В результаті утворюються продукти згоряння, які в поверхнях нагріву котла віддають теплоту воді і створеному з неї пару. Сукупність обладнання, окремих його елементів, трубопроводів, по яких рухаються вода і пар, утворюють пароводяної тракт станції.

У котлі вода нагрівається до температури насичення і випаровується, а утворений з киплячої води котла насичений пар перегрівається. З котла перегріта пара направляється по трубопроводах в турбіну, де його теплова енергія перетворюється в механічну, передану на вал турбіни. Відпрацьована в турбіні пара надходить у конденсатор, віддає теплоту охолоджуючий воді і конденсується.

На сучасних ТЕС і ТЕЦ з агрегатами одиничною потужністю 200 МВт і вище застосовують проміжний перегрів пари. У цьому випадку турбіна має дві частини: частина високого і частина низького тиску. Відпрацювавши у частині високого тиску турбіни пар направляється в проміжний перегрівач, де до нього додатково підводиться теплота. Далі пара повертається в турбіну (в частину низького тиску) і з неї надходить в конденсатор. Проміжний перегрів пари збільшує ККД турбінної установки і підвищує надійність її роботи.

З конденсатора конденсат відкачується конденсаційним насосом і, пройшовши через підігрівачі низького тиску (ПНТ), надходить в деаератор. Тут він нагрівається парою до температури насичення, при цьому з нього відокремлюються і віддаляються в атмосферу кисень і вуглекислота для запобігання корозії обладнання. Деаерована вода, названа живильною, насосом подається через підігрівачі високого тиску (ПВТ) в котел.

Конденсат в ПНД і деараторі, а також живильна вода в ПВД підігрівається пором, що відбирається з турбіни. Такий спосіб підігріву означає повернення (регенерацію) теплоти в цикл і називається регенеративним підігрівом. Завдяки йому зменшується надходження пари в конденсатор, а отже, і кількість теплоти, переданої охолоджуючої воді, що призводить до підвищенням ККД паротурбінної установки.

Сукупність елементів, що забезпечують конденсатори охолоджувальною водою, називається системою технічного водопостачання. До неї належать: джерело водопостачання (річка, водосховище, баштовий охолоджувач – градирня), циркуляційний насос, підвідні та відвідні водоводи. У конденсатор охолоджуваної воді передається приблизно 55% теплоти пари, що надходить у турбіну; ця частина теплоти не використовується для вироблення електроенергії і марно пропадає.

Ці втрати значно зменшуються, якщо відбирати з турбіни частково відпрацьовану пару і його використовувати теплота для технологічних потреб промислових підприємств або підігріву води на опалення та гаряче водопостачання. Таким чином, станція стає теплоелектроцентраллю (ТЕЦ), що забезпечує комбіноване вироблення електричної та теплової енергії. На ТЕЦ встановлюються спеціальні турбіни з відбором пари - так званні теплофікаційні. Конденсат пари, відданого тепловому споживачу, повертається на ТЕЦ насосом зворотного конденсату.

На ТЕС існують внутрішні втрати пари і конденсату, обумовлені неповною герметичністю пароводяного тракту, а також безповоротною витратою пари і конденсату на технічні потреби станції. Вони складають приблизно 1 - 1,5% від загальної витрати пари на турбіни.

На ТЕЦ можуть бути зовнішні втрати пари і конденсату, пов'язані з

відпусткою теплоти промисловим споживачам. У середньому вони становлять 35 – 50%. Внутрішні і зовнішні втрати пари і конденсату поповнюються попередньо обробленою у водопідготовлюючій установці додатковою водою. Таким чином, живильна вода котлів являє собою суміш турбінного конденсату і додаткової води.

Електротехнічне господарство станції включає електричний генератор, трансформатор зв'язку, головний розподільний пристрій, систему електропостачання власних механізмів електростанції через трансформатор власних потреб.

Система управління здійснює збір та обробку інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання, автоматичне і дистанційне управління механізмами, регулювання основних процесів, і автоматичний захист обладнання.

4.5 Термодинамічний цикл теплової електростанції

Паросилову установку можна представити у вигляді теплової машини, в якій здійснюється якийсь термодинамічний цикл. Теоретичним циклом сучасної паросилової установки є цикл Ренкіна (рис. 4.3).

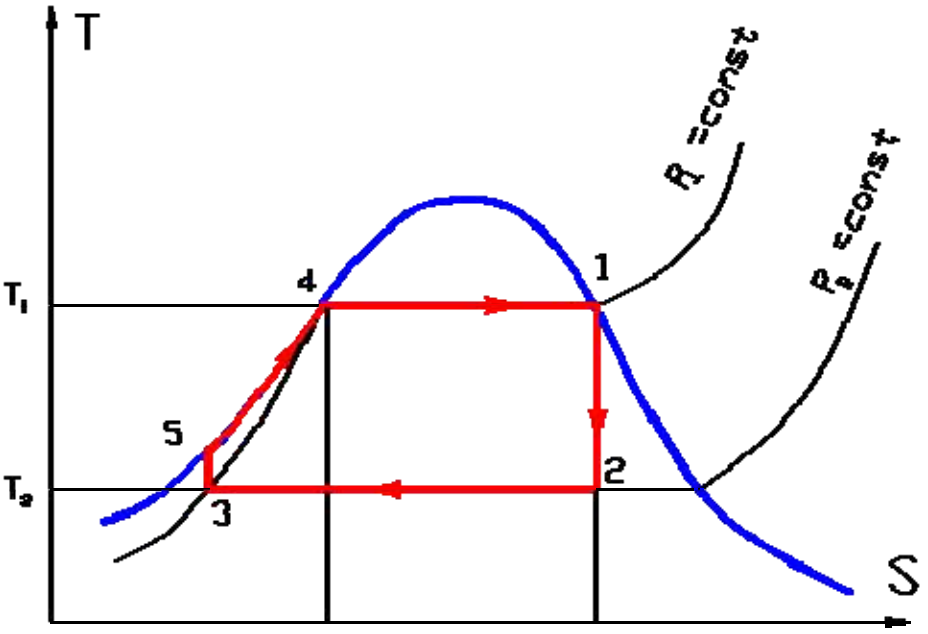


Рис. 4.3 – Цикл Ренкіна в TS діаграмі.

Пароводяна суміш,що утворилася в результаті передачі теплової енергії воді в активній зоні надходить у барабан – сепаратор, де відбувається поділ пари і води. Пар направляється в парову турбіну, де розширюючись адіабатно, здійснює роботу. З турбіни відпрацьована пара направляється в конденсатор. Там відбувається віддача теплоти до охолоджуючої воді, що проходить через конденсатор. Внаслідок цього пар повністю конденсується, а отриманий конденсат безперервно засмоктується насосом з конденсатора, стискається і направляється знову в барабан - сепаратор.

Конденсатор відіграє двояку роль в установці: По-перше, він має паровий і водяний простір, розділений поверхнею, через яку відбувається теплообмін між відпрацьованим паром і охолоджуючою водою. Тому конденсат пари може бути використаний в якості ідеальної води, яка не містить розчинених солей. По-друге, у конденсаторі внаслідок різкого зменшення питомого обсягу пари при його перетворенні на капельнорідкий стан настає вакуум, який, будучи підтримуваним протягом усього часу роботи установки, дозволяє пару розширюватися в турбіні ще на одну атмосферу (Рк близько 0,04 - 0,06 бар) і здійснювати за рахунок цього додаткову роботу.

Вологий пар у конденсаторі повністю конденсується по ізобарі P_2 = const (лінія 2 - 3). Потім вода стискається насосом від тиску P_2 до тиску P_1. Цей адіабатний процес зображений у TS-діаграмі вертикальним відрізком 3-5.

Довжина відрізка 3-5 в TS-діаграмі дуже мала, оскільки в області рідини, ізобари (лінії постійного тиску) в TS-діаграмі проходять дуже близько одна від одної. Завдяки цьому при ізоептропійному (при постійній ентропії) стисненні води, температура води зростає менш ніж на 2 - 3 ° С. Можна з високим ступенем наближення вважати, що в області рідини ізобари води практично збігаються з лівого прикордонної кривої; тому найчастіше при зображенні циклу Ренкіна в TS-діаграмі ізобари в області рідини зображують злившимися з лівою прикордонною кривою. Мала величина відрізка адіабати 3-5 свідчить про малу роботу, витрачену насосом на стиск води. Мала величина роботи стиснення в порівнянні з величиною роботи, виробленої водяною парою в процесі розширення 1-2, є важливою перевагою циклу Ренкіна.

Із насоса вода під тиском P_2 надходить в барабан сепаратор, а потім в реактор, де до неї ізобарно (процесі 5-4 P_1 = const) підводиться тепло. Спочатку вода в казані нагрівається до кипіння (ділянка 5-4 ізобари P_1 = const) а потім, після досягнення температури кипіння, відбувається процес пароутворення (ділянка 4-1 ізобари P_1 = const). Пароводяна суміш надходить в барабан сепаратор де відбувається поділ води і пари. Насичена пара, з барабана сепаратора надходить у турбіну. Процес розширення в турбіні зображується адіабати 1-2 (Цей процес відноситься до класичного циклу Ренкіна в реальному установці процес розширення пари в турбіні дещо відрізняється від класичного). Відпрацьований вологий пар надходить в конденсатор, і цикл замикається.

З точки зору термічного ККД. цикл Ренкіна являється менш вигідним, ніж цикл Карно, зображений вище (рис. 5) оскільки ступінь заповнення циклу (так само як і середня температур підведення тепла) для циклу Ренкіна виявляється менше, ніж у випадку циклу Карно. Однак з урахуванням реальних умов провадження економічність циклу Ренкіна вище економічності відповідного циклу Карно у вологому парі.

Цикл з проміжним перегрівом пари.

Для того щоб збільшити термічний ККД циклу Ренкіна, часто застосовують так званий перегрів пари у спеціальному елемент установки - пароперегрівач, де пара нагрівається до температури, що перевищує

температуру насичення при даному тиску P1. У цьому випадку середня температура підведення тепла збільшується в порівнянні з температурою підведення тепла в циклі без перегріву і, отже, термічний ККД циклу зростає. Цикл Ренкіна з перегрівом пари є основним циклом теплосилових установок, що застосовуються в сучасній теплоенергетиці.

Оскільки в даний час не існує промислових енергетичних установок з ядерним перегрівом пари (перегрів пари безпосередньо в активній зоні ядерного реактора), то для ядерних реакторів BWR і РБМК використовується цикл з проміжним перегрівом пари.

Для підвищення ККД в циклі з проміжним перегрівом пари, використовується двохступенева турбіна, що складається з циліндра високого тиску і декількох (4 для РБМК) циліндрів низького тиску. Пара з барабана сепаратора прямує в циліндр високого тиску (ЦВТ), частина пари відбирається для перегріву. Розширюючись в циліндрі високого тиску процес на діаграмі 1-6, пар здійснює роботу. Після ЦВТ пар подається в пароперегрівач, де за рахунок охолодження відібраної на початку частини пара, осушується і нагрівається до більш високої температури, (але вже при більш низькому тиску, процес 6-7 на діаграмі), і надходить у циліндри низького тиску турбіни (ЦНД) .

У ЦНД пар, розширюючись, знову здійснює роботу (процес 7-2 на діаграмі) і надходить у конденсатор. Решта процесів відповідають процесам у вищерозглянутому циклі Ренкіна.

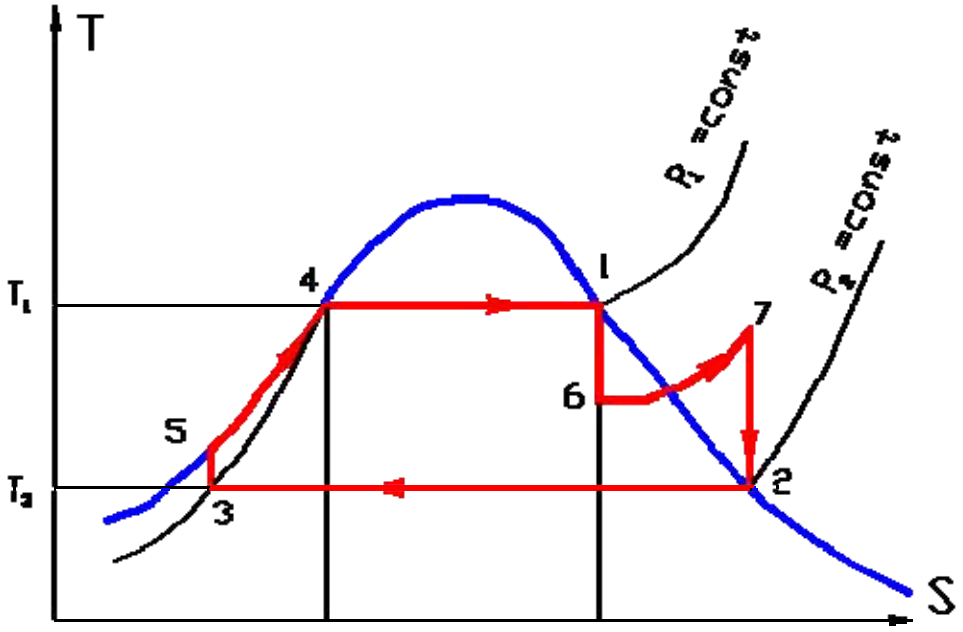


Рис. 4.7 – Цикл з проміжним перегрівом пари в TS діаграмі

4.6 Елементарний склад твердих і рідких палив

Елементарний склад твердих і рідких палив записується у вигляді суми вмісту в них вуглецю C, водню H, кисню O, сірки S, азоту N, золи A і вологи W (у відсотках). Залежно від того, яка маса палива береться в розрахунок, кожному числу присвоюється відповідний вид індексів:

Горюча маса:

$$C^r + H^r + O^r + S^r + N^r = 100\%;$$

Суха:

$$C^c + H^c + O^c + S^c + N^c + A^c = 100\%;$$

Робоча:

$$C^p + H^p + O^p + S^p + N^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Перерахунок елементарного складу палива з однієї маси на іншу про ¬ водиться відповідно до формул в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Задана маса палива	Маса палива, на яку робиться перерахунок		
	Горюча	Суха	Робоча
Горюча	1	$\frac{100\% - A^c}{100\%}$	$\frac{100\% - (W^p + A^p)}{100\%}$
Суха	$\frac{100\%}{100\% - A^c}$	1	$\frac{100\% - W^p}{100\%}$
Рабоча	$\frac{100\%}{100\% - (W^p + A^p)}$	$\frac{100\%}{100\% - W^p}$	1

Коефіцієнти перерахунку мас палива:

Перерахунок елементарного складу палива з однієї вологості (зольності) на іншу проводиться за формулою:

$$X^p_1 = x^p * (100 - W^p_1) / (100 - W^p);$$

$$X^p_1 = x^p * (100 - A^p_1) / (100 - A^p). \qquad (4.1)$$

4.7 Теплотехнічна оцінка елементів, що входять в паливо

Вуглець є основним горючим елементом палива. Його зміст на горючу масу становить: у деревині та торфі 50-65%, в бурому вугіллі 67-72%, кам'яних вугіллі 76-90% і в антрацитах 92-94%, тобто із збільшенням геологічного віку твердого палива вміст у ньому вуглецю підвищується. Склад рідких нафтових палив є досить стабільним і, утримуючи в них вуглець на горючу масу, коливається у вузьких межах 86-87%.

Вуглець характеризується високим питомим тепловиділенням. При повному згорянні 1 кг вуглецю виділяється 33600 кДж теплоти. Отже, вуглець визначає теплову цінність палива.

Водень є другим найважливішим пальним елементом палива. Його співвідношення на горючу масу становить: у деревині та торфі 6,0-6,5%, в бурому вугіллі близько 5,0%, в кам'яних вугілях 4,0-5,5% і антрацитах 1,5 -

2,5%. У рідких нафтових паливах вміст водню значно вище і на горючу масу становить 10-12%. Теплова цінність водню майже в чотири рази вище теплової цінності вуглецю. При повному згорянні 1 кг водню і конденсації продуктів згоряння виділяється 141500 кДж тепла, без урахування конденсації водяної пари 119000 кДж. Сірка є третім, вельми небажаним, пальним елементом палива. У загальному випадку сірка палива складається з сірки органічної (So), війшовши в паливо у вигляді органічних сполук, сірки колчеданної (Sк), входячи до складу палива у вигляді колчеданна (FeS_2), і сірки сульфатної (Sc), входячий в паливо у вигляді, наприклад, гіпсу (CaS04). Сірка органічна та колчеданна утворюють сірку горючу (летючу) Sa = So + Sк. Сульфатна ж сірка не тримається і в елементарному складі палива включається до золи. Вміст сірки в паливі коливається від 0 до декількох%. При повному згорянні 1 кг сірки леткої виділяється 9000 кДж тепла.

При горінні сіровмістного палива в промислових паливоспалюючих пристроях (печах, котлах, газотурбінних установках та ін..) поряд з сірчаним газом (SO_2) утворюється незначна кількість сірчаного ангідриду (SO_3). Наявність останнього в газоподібних продуктах згоряння при визначених умовах викликає сіркокислу тобто низькотемпературну, корозію металу обладнання. того, продукти згоряння сірки викликають забруднення атмосфери. Тому сірка є шкідливою домішкою, яка знижує теплотехнічну цінність палива.

Кисень і азот є небажаними елементами палива. Наявність їх в паливі знижує вміст горючих елементів. Кисень, крім того, пов'язує частину горючих елементів палива, знецінює його. Азот в паливі сприяє утворенню в газоподібних продуктах згоряння оксидів азоту, що володіють високою токсичністю, що значно перевищує токсичність оксидів сірки.

Кисень і азот прийнято називати внутрішнім баластом палива. У рідких нафтових паливах вміст кисню та азоту незначно і в сумі (O + N) становить 0,50-1,75%. У твердих паливах вміст кисню та азоту може бути значно більшим.

Зола являє собою суміш різних мінеральних речовин, які залишаються після повного згоряння горючої частини палива. Вміст золи зазвичай дається на суху масу. Зольність рідких палив нормується ГОСТами і за своїм значенням невелика. Наприклад, для дизельного палива не більше 0,02%, для топкових мазутів не більше 0,30%. У твердих паливах вміст золи може дістати значних величин (до 30% і більше на суху масу). Зола є зовнішнім баластом палива. Вона, знижує склад горючої частини палива, викликає додаткові витрати на його видобуток і транспорт. Вона може викликати ерозійний знос елементів устаткування. Зміст ванадію в золі рідких нафтових палив може при визначених температурних умовах призвести до так званої ванадієвої високо температурної корозії металу. Наявність солей натрію, оксидів заліза в золі рідких нафтових палив надає каталітичну дію на протікання сірчанокислої низькотемпетурної корозії металу.

Волога відноситься до зовнішнього баласту палива. Наявність її (так само, як кисню та азоту) зменшує вміст горючої частини палива. Це знижує теплову цінність палива, а також збільшує витрати на його транспорт. Волога,

крім того, знижує корисне тепловиділення палива, оскільки частина тепла при горінні витрачається на перетворення її в пару. Це веде також до зниження температурного рівня в зоні горіння і погіршує умови теплообміну.

Летючі речовини і кокс. Іншими важливим теплотехнічними характерниками палива є вихід летких горючих речовин і твердий нелетючий залишок - кокс. Вміст летких горючих речовин визначається шляхом нагрівання навішування палива без доступу повітря до температури порядку 850 ° С. Втрата у вазі наважки за вирахуванням вмісту вологи дає вихід летючих речовин. До складу летючих входять водень H_2, вуглеводні CmHn, окис вуглецю CO, двоокис вуглецю CO_2, деякі інші сполуки.

Вихід летючих прийнято відносити до горючої маси палива. Чим геологічно молодше паливо, тим менше його ступінь вуглефікації (насичення вуглецем), тим більше вихід летючих речовин. Так, горюча маса у дров »85%, у бурого вугілля» 60%, а у антрацитів » 4%. Вихід летючих горючих речовин характеризує здатність палива до займання. Чим більше вихід летючих і чим нижче температура їх виділення, тим легше паливо запалюється і тим вище його реакційна здатність при горінні. Це властивість палива враховується при організації його спалювання.

Твердий осад після відгону летючих кокс може бути сипучим, не спікливим, слабо спікливим і спікаючим. Властивості коксу, звичайно, значною мірою впливають на організацію спалювання палива, а також на використання палива для його коксування, газифікації і т.д. При спалюванні твердих палив велике значення має також температура плавлення золи.

Контрольні запитання

1. Визначити основне устаткування, що входить до складу теплової електростанції?
2. Яке обладнання включає в себе електротехнічне господарство ТЕС?
3. Яку функцію виконує конденсатор в сучасній паросиловій установці?
4. Перерахуйте основні елементи що входять до складу палива. Коротко охарактеризуйте за теплотехнічною оцінкою кожен елемент?

Список джерел

1. Маляренко В.А., Лисак Л.В. Енергетика. Довкілля. Енергозбереження. // Харків : „ Рубікон", 2004. – 400 с.
2. Поліщук І.З., Цірельман Н.М. Введення в теплоенергетику : Навчальний посібник / Уфимський державний авіаційний технічний ¬ університет. - Уфа, 2003.

Лекція 5. Технологія виробництва електричної енергії на гідроелектростанціях

5.1 Технологічний процес виробництва електроенергії на гідроелектростанціях (ГЕС)

Термін "гідроенергетика" визначає галузь енергетики, де використовується енергія потоку води, що рухається, яка перетворюється в механічну або, найчастіше, в електричну. Крім гідроенергетики, водяними джерелами енергії є також морські хвилі і припливи.

Гідроенергетика – найбільш розвинута галузь енергетики на поновлюваних ресурсах. Важливо відзначити, що відновлюваність гідроенергетичних ресурсів також забезпечується енергією Сонця. Дійсно, ріки являють собою потоки води, що рухаються під дією сили ваги з більш високих на поверхні Землі місць у більш низькі і зрештою, впадають у Світовий океан. Під дією сонячного випромінювання вода випаровується з поверхні Світового океану, пара її піднімається у верхні шари атмосфери, конденсується в хмари і випадає у виді дощу, поповнюючи джерела рік, що виснажуються. Таким чином, енергія рік є перетворена в механічну енергію Сонця.

В силу тих чи інших змін атмосферних умов цей кругообіг може порушитись (ріки міліють чи висихають, виникають повені та ін.). Для виключення цих обставин на ріках перед гідроелектростанціями будують греблі, формуються водоймища, за допомогою яких регулюється постійний напір і витрати води. Умови експлуатації ГЕС (рівномірний режим роботи при відсутності екстремальних температурних і інших навантажень) сприяють їх багаторічній роботі (50 років і більше). Внаслідок цього вони працюють з високим економічним ефектом і вартість електроенергії досить низька (приблизно 4 центи США за 1 кВт) . Електроенергію, яку вироблюють ГЕС, досить легко регулювати, що важливо при її використанні в енергосистемах з великими коливаннями навантаження.

Сумарна потужність гідравлічних турбін зараз зростає в усьому світі приблизно на 5 % на рік, тобто подвоюється кожні 15 років. Потенційні можливості гідроенергетики найбільш великі в Африці, Китаї і Південній Америці, де оцінюються в $1{,}5 \cdot 10^6$ МВт. Потужність усіх ГЕС на кінець минулого століття складала приблизно 500 000 МВт, велика частина з яких мала потужність більш 10 МВт.

Проблемами гідроенергетики є: збиток, який наноситься навколишньому середовищу (особливо від затоплення великих площ при створенні водоймищ), заілювання гребель, корозія гідротурбін і великі капітальні витрати на спорудження в порівнянні з тепловими електростанціями. Тому в цей час перспективним є використання гідроенергетичних ресурсів малих рік без створення штучних водоймищ.

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків. Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в

обертання синхронні генератори. Потужність, що розвивається агрегатом, пропорційна напору H і витраті води Q.

Напір H створюється різницею рівнів води за допомогою греблі (рис. 5.1).

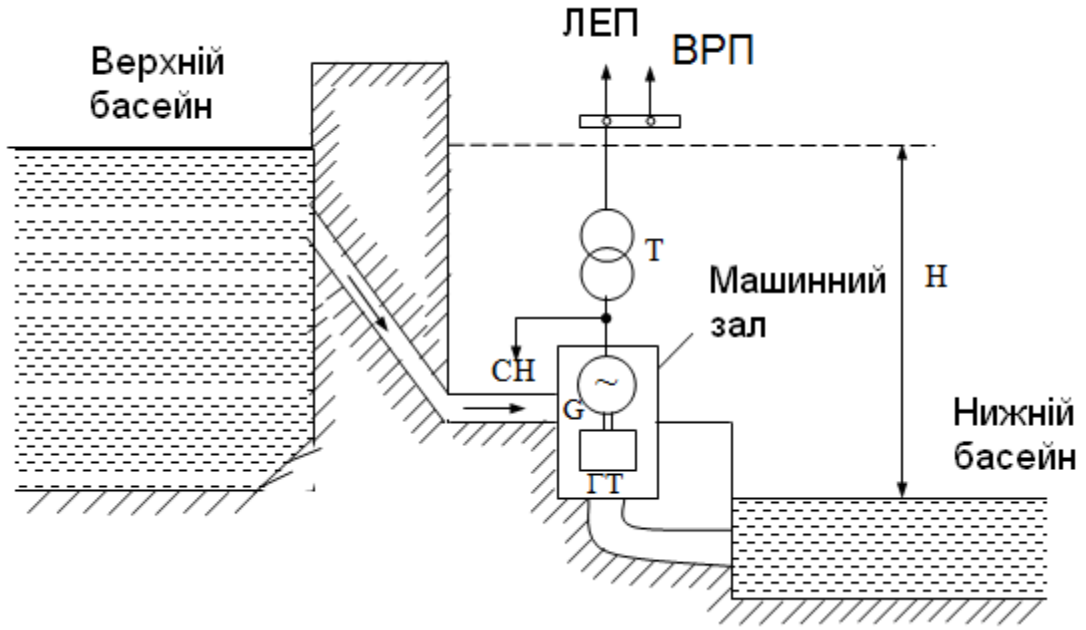


Рис. 5.1 Технологічна схема ГЕС

В електричній частині ГЕС в чомусь подібні конденсаційним станціям. Зазвичай вони віддалені від центрів споживання енергії, тому електроенергія видається на високих і надвисоких напругах (110-500 кВ).

Відмітна особливість ГЕС - невелике споживання електроенергії на власні потреби, яке в кілька разів менше, ніж на ТЕС. Це пояснюється відсутністю на ТЕС великих механізмів власних потреб.

Інша відмінна особливість – проста технологія виробництва електроенергії, що обумовлює легку автоматизацію. Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 с, тому резерв потужності в енергосистемі забезпечується саме гідростанціями. ККД ГЕС зазвичай становить 85-90%, а собівартість електроенергії в кілька разів менше, ніж на теплових електростанціях.

Особливу роль у сучасних енергосистемах займають гідроакумулюючі станції (ГАЕС). Ці електростанції мають, як мінімум, два басейни – верхній і нижній з певними перепадами висот між ними. На ГАЕС встановлюються оборотні агрегати. У години мінімуму навантаження агрегатів переводять у руховий режим, а турбіни - у насосний. Споживаючи потужність з мережі, гідроагрегати перекачують воду з нижнього басейну в верхній. У години максимальних навантажень, коли в системі дефіцит потужності, ГАЕС виробляє електроенергію за рахунок перепаду рівнів води в басейнах. У цей період станція працює як звичайна ГЕС. Таким чином, застосування ГАЕС дозволяє вирівнювати графік навантажень енергосистеми, що підвищує економічність теплових станцій.

5.2 Класифікація гідротурбін. Основні параметри

Гідротурбіна, гідравлічна турбіна, водяна турбіна - ротаційний двигун, що перетворює механічну енергію води (її енергію положення, тиску і швидкісну) в енергію обертового вала. За принципом дії гідротурбіни діляться на активні і реактивні. Основним робочим органом гідротурбіни, в якому відбувається перетворення енергії, є робоче колесо. Вода підводиться до робочого колеса в активних гідротурбінах через сопла, в реактивних – через направляючий апарат. В активній гідротурбіні (рис. 5.1) вода перед робочим колесом і за ним має тиск, рівний атмосферному.

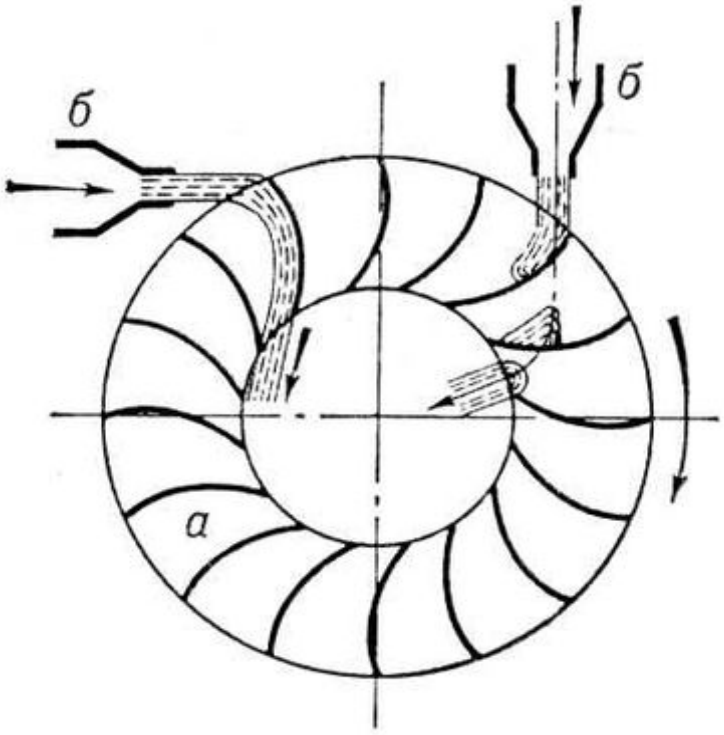


Рис. 5.1 – Схема активної гідротурбіни: а) - робоче колесо; б) - сопла.

У реактивної гідротурбіні (Рис. 5.2) тиск, води перед робочим колесом більше атмосферного, а за ним може бути як більше, так і менше атмосферного тиску.

Перша реактивна гідротурбіна, що була винайдена у 1827 французьким інженером Б. Фурнероном, мала на робочому колесі потужність 6 л. с., і через погані енергетичні властивості вже не застосовуються. У 1855 американський інженер Дж. Френсис винайшов радіально-осьове робоче колесо гідротурбіни з неповоротними лопатями, а в 1887 німецький інженер Фінк запропонував направляючий апарат з поворотними лопатками. У 1889 американський інженер А. Пелтон запатентував активно - ковшову гідротурбіну, австрійський інженер В. Каплан в 1920 отримав патент на поворотнолопатні гідротурбіни. Радіально-осьові, поворотнолопатні і ковшові гідротурбіни широко застосовуються для вироблення електричної енергії.

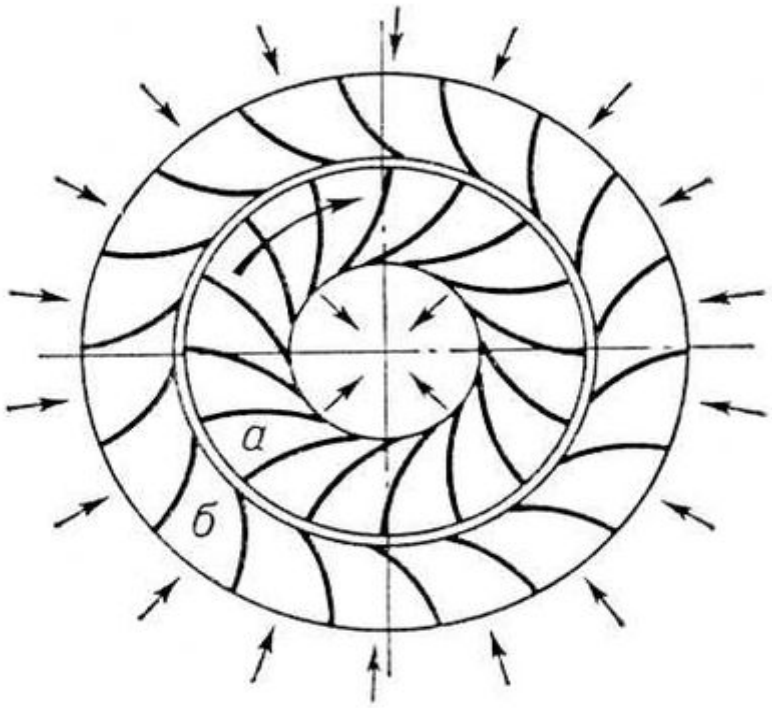


Рис. 5.2 – Схема реактивної гідротурбіни: а) - робоче колесо; б) - направляючий апарат

Для розрахунку профілю лопаті робочого колеса гідротурбіни обертового типу з постійною кутовою швидкістю використовують рівняння (рис. 5.3):

$$H \cdot \eta_r = \frac{U_1 \cdot V_1 \cdot \cos\alpha_1 - U_2 \cdot V_2 \cdot \cos\alpha_2}{g}, \qquad (5.1)$$

де Н - робочий напір гідротурбіни, тобто запас енергії 1 кг води (різниця відміток горизонтів води перед входом в спорудження гідравлічної силової установки і по виході з них за вирахуванням втрат на опір у всіх спорудах, але без вирахування втрат в самій гідротурбіні) ;

U_1 і U_2 - окружні швидкості лопатей на вході води в робоче колесо і на виході з нього, м / с;

V_1 і V_2 - абсолютні швидкості води на вході і виході;

м / с; (α_1 і α_2 - кути між напрямками окружних і абсолютних швидкостей в точках, відповідних осередненим по енергії поверхні струму, град;

g - прискорення вільного падіння, м/сек^2.

У ліву частину рівняння вводиться множник hr, що є гідравлічним ККД гідротурбіни. Частина потужності, отримана колесом, витрачається на подолання механічних опорів, ці втрати враховують механічний ККД гідротурбін h_0. Витік води в обхід робочого колеса враховується об'ємним ККД гідротурбіни.

Повний ККД гідротурбіни h = НГ • hm • h_0 - відношення корисної потужності, що віддається турбінним валом, до потужності пропускаємої через гідротурбіну води. У сучасній гідротурбіні повний ККД дорівнює 0,85-0,92; за сприятливих умов роботи кращих зразків гідротурбін він досягає 0,94-0,95.

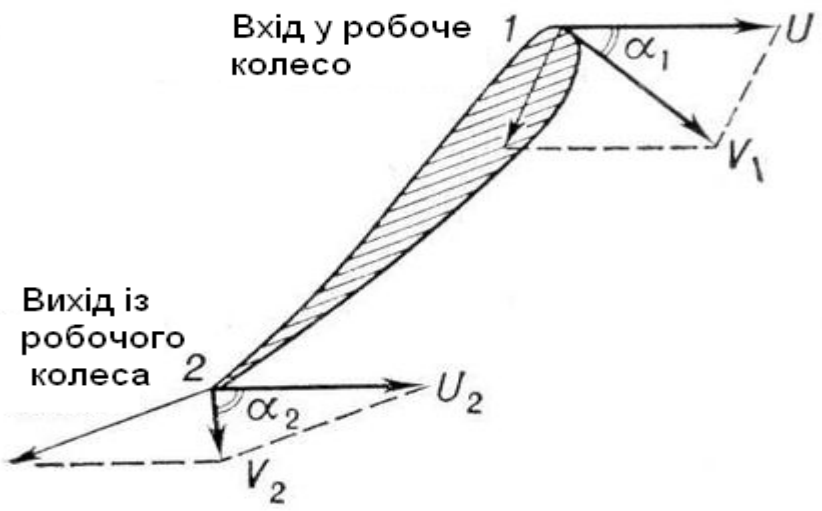


Рис. 5.3 – Трикутники швидкостей на вході в робоче колесо гідротурбіни і на виході з нього

Геометричні розміри гідротурбін характеризуються номінальним діаметром D робочого колеса. Гідротурбіни різних розмірів утворюють турбінну серію, якщо володіють однотипними робочими колесами і геометричними подібними елементами проточної частини. Визначивши необхідні параметри однієї з гідротурбін даної серії, можна підрахувати, користуючись формулами подібності, ті ж параметри для будь - якої гідравлічної турбіни цієї серії. Кожну турбінну серію характеризує коефіцієнт швидкохідності, чисельно рівний частоті обертання валу гідротурбіни, розвиваючої при напорі 1 м потужність 0,7355 квт (1 л. С.). Чим більше цей коефіцієнт, тим більше частота обертання валу при заданих напорі і потужності. гідротурбіни і електричний генератор обходяться дешевше при збільшенні частоти їх обертання, тому прагнуть будувати гідротурбіни з можливо великим коефіцієнтом швидкохідності. Проте, в реактивних гідротурбінах цьому перешкоджає явище кавітації, що викликає вібрацію агрегату, зниження ККД і руйнування матеріалу гідротурбіни.

5.3 Характеристики гідравлічних турбін

Графіки залежності величин, що характеризують гідротурбіни, називаються турбінними характеристиками. На рисунку 5.4 представлені характеристики гідротурбіни при постійному напорі і частоті обертання колеса, але при різних навантаженнях і витраті води.

У реальних умовах гідротурбіни працюють при мінливому напорі; їх поведінка в цьому випадку зображується універсальними характеристиками для моделі і експлуатаційними характеристиками - для натурної гідротурбіни. Універсальні характеристики будуються на підставі лабораторних досліджень моделі, проточна частина якої геометрично подібна до натурної.

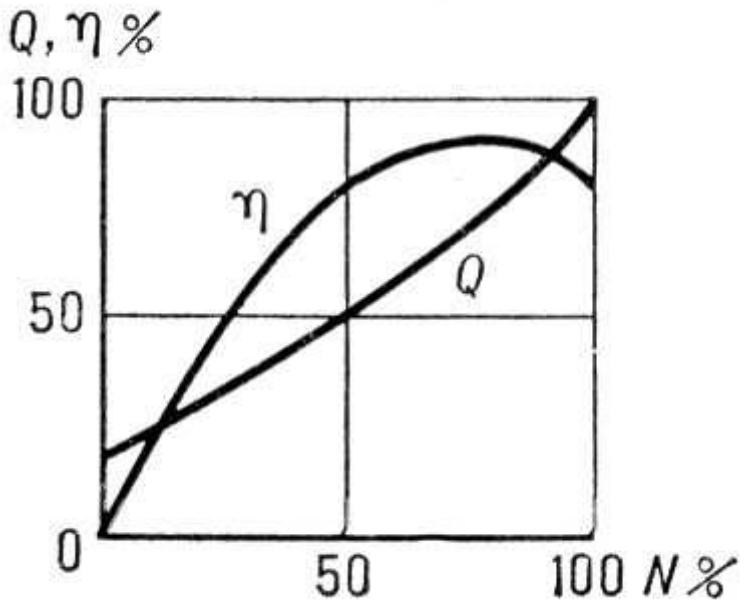


Рис. 5.4 – Характеристики гідротурбіни при постійному напорі і частоті обертання колеса: h - ККД; Q - витрата води; N - навантаження гідротурбіни

На універсальних характеристиках (рис. 5.5), виходячи з умов моделювання, в координатах наведених величин витрат Q'_1 л/сек і частоти обертання h'1 об/хв (характерних для гідротурбіни даної серії діаметром робочого колеса 1 м, що працюють при напорі 1 м) наносяться ізолінії рівних ккд h%, коефіцієнт кавітації s і відкриття направляючого апарату a_0.

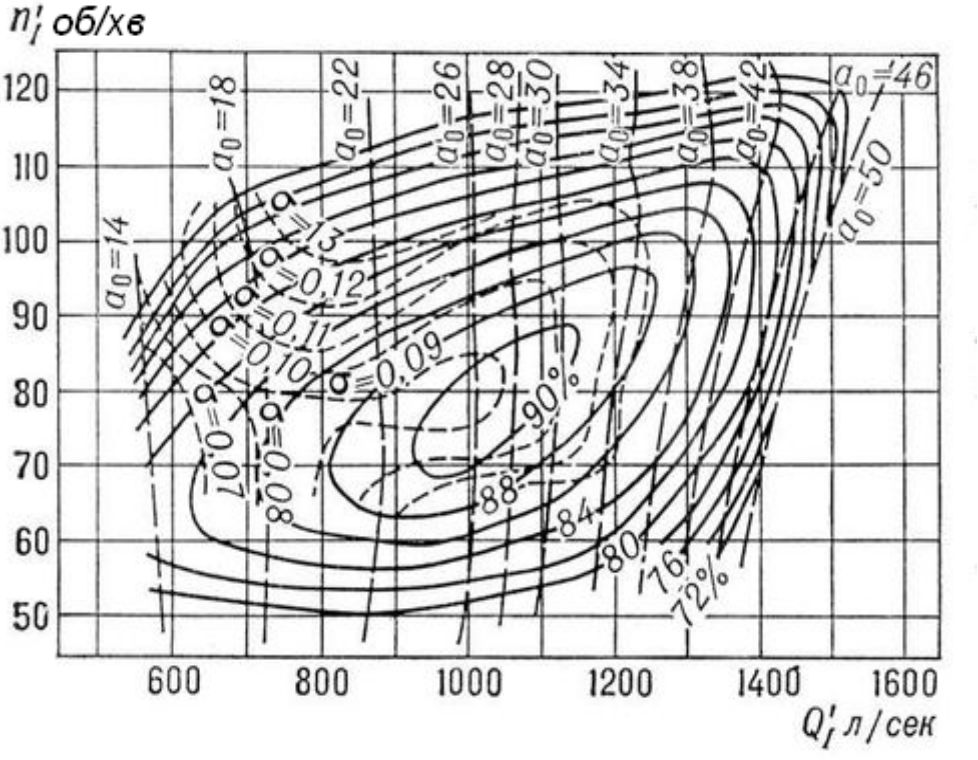


Рис. 5.5 - Універсальні характеристики для моделі гідротурбіни

Експлуатаційні характеристики (рис. 5.6) будуються на підставі універсальних і показують залежність ККД натурної турбіни h% від навантаження N Мвм і напору Нм при номінальній частоті обертання турбіни n = const.

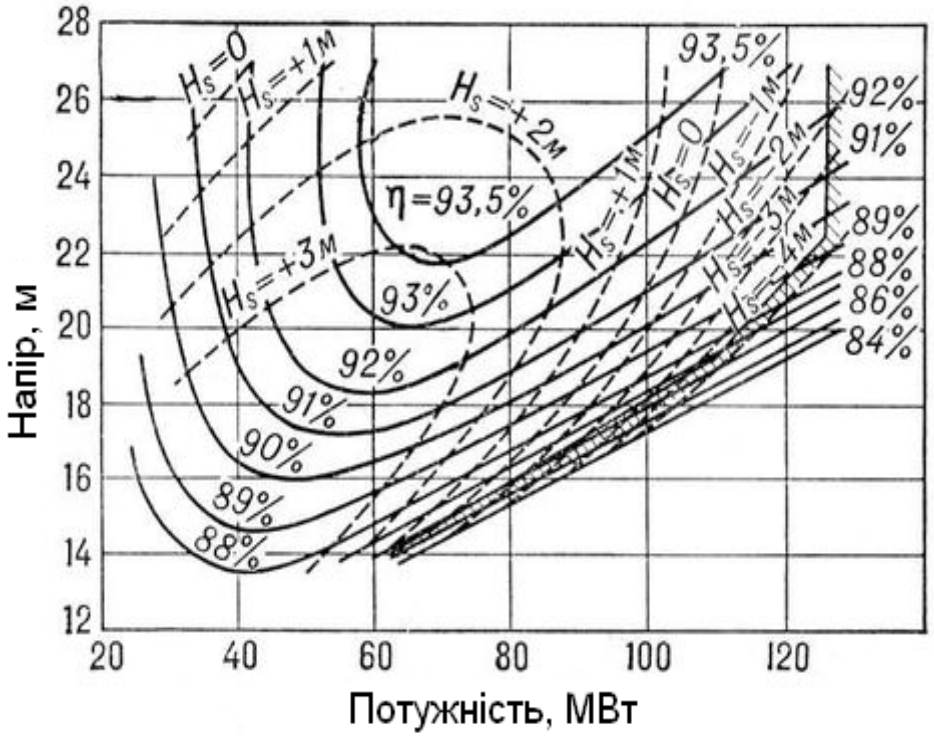


Рис. 5.6 – Експлуатаційні характеристики для моделі гідротурбіни

Тут же зазвичай наносять лінію обмеження потужності, яка має залежність гарантованої потужності від напору. На цих же характеристиках зображують лінії рівних допустимих висот відсмоктування HS м, що показують заглиблення робочого колеса гідротурбіни під рівень води в нижньому б'єфі (різниця відміток розташування робочого колеса і рівня нижнього б'єфу). Проточна частина реактивних гідротурбін складається з наступних основних елементів (рис. 5.7): спіральної камери гідротурбіни 1; направляючого апарату 2, регулюючого витрату води; робочого колеса 3 і відсмоктуючої труби 4, що відводить воду від Г.

Реактивні гідротурбіни за напрямом потоку в робочому колесі діляться на осьові і радіально-осьові. За способом регулювання потужності реактивні гідротурбіни бувають одинарного і подвійного регулювання. До гідротурбін одинарного регулювання належать гідротурбіни, що містять направляючий апарат з поворотними лопатками, через який вода підводиться до робочого колеса (регулювання в цих гідротурбінах відбувається за допомогою зміни кута повороту лопатей робочого колеса), і лопатнорегулюючої гідротурбіни, у яких лопаті робочого колеса можуть повертатися навколо своїх осей (регулювання в цих гідротурбінах відбувається зміною кута повороту лопатей робочого колеса). гідротурбіни подвійного регулювання містять направляючий апарат з поворотними лопатками і робоче колесо з поворотними лопатями.

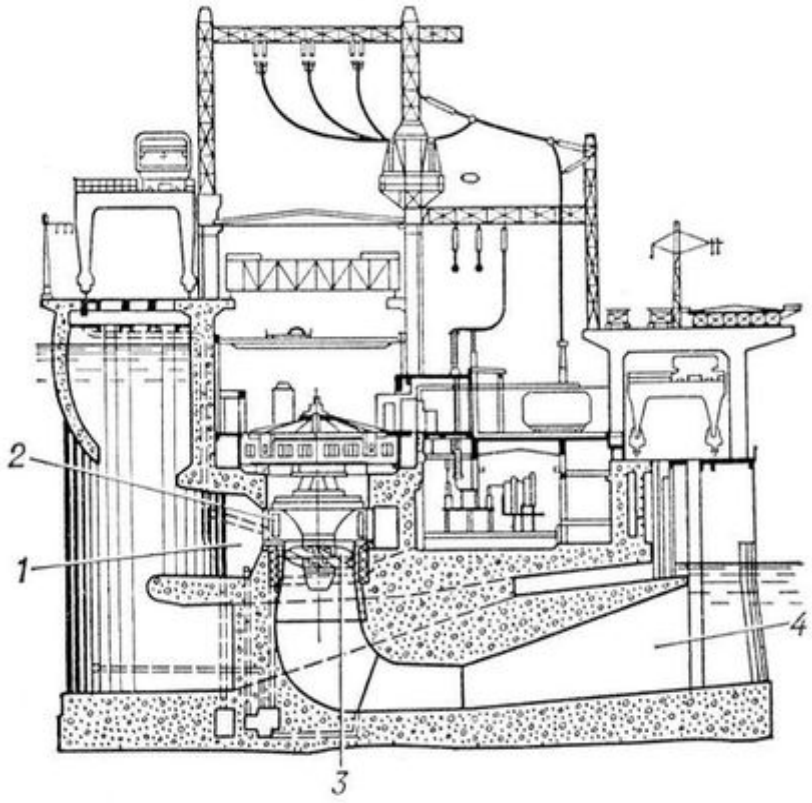


Рис. 5.7 – Проточна частина реактивної гідротурбіни

Поворотнолопатні гідротурбіни, застосовувані на натиски до 150 м, можуть бути осьовими і діагональними гідротурбінами. Різновидом осьових є двухперові, в яких на кожному фланці розміщуються по дві лопаті замість однієї. Радіально-осьові гідротурбіни одиночного регулювання застосовують на натиски до 500-600 м. Активні гідротурбіни будують переважно у вигляді ковшових гідротурбін і застосовують на натиски вище 500-600 м; їх ділять на парціальні і не парціальні. У парціальних гідротурбін вода до робочого колеса підводиться у вигляді струменів через одне або декілька сопів і тому одночасно працює одна або декілька лопатей робочого колеса. У непарціальних гідротурбінах вода підводиться однієї кільцевої струменем і тому одночасно працюють всі лопаті робочого колеса. В активних гідротурбінах відсмоктуючі труби і спіральні камери відсутні, роль регулятора витрати виконують соплові пристрої з голками, що переміщаються усередині сопів і змінюють площу вихідного перетину. Великі гідротурбіни забезпечуються автоматичними регуляторами швидкості.

За розташуванням вала робочого колеса гідротурбіни діляться на вертикальні, горизонтальні та похилі. Горизонтальні гідроагрегати з поворотно-лопатевими або пропелерними гідротурбінами можуть виконуватися у вигляді капсульного гідроагрегату.

Широке поширення отримали оборотні гідроагрегати для гідроакумулюючих та приливних електростанцій, що складаються з насосо-турбіни (гідромашини, здатної працювати як в насосному, так і в турбінному режимах) і двигуна-генератора (електромашини, які працюють як в руховому,

так і в генераторному режимах). У оборотних гідроагрегатах застосовуються тільки реактивні гідротурбіни Для приливних електростанцій використовуються капсульні гідроагрегати.

Основними тенденціями в розвитку гідротурбін є збільшення одиничної потужності, просування кожного типу гідротурбін в область підвищених напорів, вдосконалення і створення нових типів гідротурбін, поліпшення якості, підвищення надійності та довговічності обладнання. У СРСР свого часу створені і успішно працюють гідротурбіни радіально-осьового типу потужністю 508 Мвт на розрахунковий напір 93 м з діаметром робочого колеса 7,5 м для Красноярської ГЕС. Розроблялись гідротурбіни такого ж типу для Саянской ГЕС (одинична потужність 650 Мвт, розрахунковий напір 194 м, діаметр робочого колеса 6,5 м).

Великих успіхів у створенні гідротурбін досягли фірми «Хитати», «Міцубісі», «Тосіба» (Японія), «Нохаб» (Швеція), «Нейрпік» (Франція), «Інгліш електрик» (Великобританія), «Фойт» (ФРН) та ін. Наприклад, японською фірмою «Тосиба» проектуються гідротурбіни для ГЕС Гранд-Кулі-III одиничною потужністю 600 Мвт на натиск 87 м з діаметром робочого колеса 9,7 м.

5.4 Основні характеристики гідроелектростанцій

Енергетичні характеристики гідроагрегату залежать від ряду факторів, пов'язаних зі станом проточної частини гідротурбіни, а також водопідвідного і водовідвідного трактів, а для поворотно-лопатевих гідротурбін - також і зі станом комбінаторного зв'язку. У силу мінливості у часі цих факторів енергетичні характеристики можуть змінюватися в період експлуатації. Тому вводиться поняття про нормативні енергетичні характеристики, які відповідають нормальному стану проточної частини гідротурбіни за відсутності руйнувань лопатної системи і камери робочого колеса, відсутності руйнувань і сторонніх предметів (сміття) в водопідвідних і водовідвідних трактах та оптимальної комбінаторної залежності поворотно-лопатевих гідротурбін, а також сталому режиму роботи гідроелектростанції.

Наявність тих чи інших відхилень від нормальних умов може бути враховано у вигляді виправних коефіцієнтів, що знижують коефіцієнт корисної дії (ККД) гідроагрегату в порівнянні з нормативним значенням. Для обліку різних експлуатаційних факторів вводиться поняття розрахункового значення питомої витрати води, яке може бути використовано для оцінки економічності роботи ГЕС.

До складу нормативних енергетичних характеристик включаються такі:

- експлуатаційні характеристики гідроагрегату і ГЕС;
- витратно-потужності характеристики гідроагрегату;
- характеристики питомих витрат води.

Експлуатаційна характеристика призначена для представлення величини ККД гідроагрегату (або ГЕС) в робочому діапазоні зміни навантажень і напорів при дотриманні заданих обмежень по висотах відсмоктування.

Витратно-потужностні характеристики гідроагрегату призначені для визначення витрати води через гідротурбіну залежно від навантаження агрегату і чинного напору. Характеристика питомих витрат води призначена для визначення ефективності використання енергоносія (води) в залежності від навантаження ГЕС при заданих горизонтах води у верхньому б'єфі ГЕС.

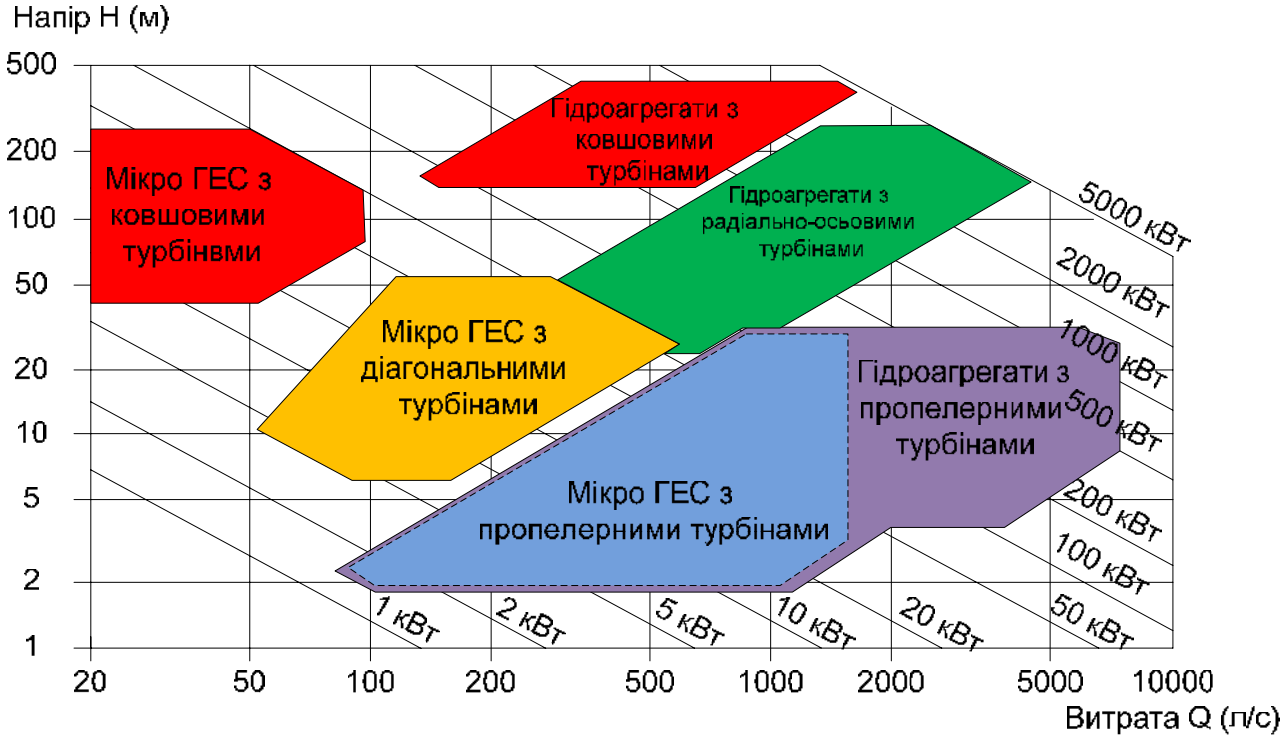


Рис. 5.8 – Класифікація гідротурбін

Контрольні запитання

1. Яким основним параметром характеризуються геометричні розміри гідротурбін?
2. Назвати основні тенденції розвитку гідротурбін.
3. На які види за принципом дії поділяються гідротурбіни ?
4. Від яких факторів залежать енергетичні характеристики гідроагрегату?
5. Перерахувати основні напрямки розвитку гідротурбін.
6. Назвати основні параметри гідротурбін. Вказати основний робочий орган гідротурбіни.
7. Сформулювати основні характеристики гідроелектростанцій.

Список джерел

1. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 288с.з іл.
2. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, ОМ. Олейников, О.І. Яковлев. -Х. : Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика.-621 с.

Лекція 6. Технологія виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях

6.1 Класифікація за принципом дії. Основні параметри ядерних реакторів

Ядерним реактором зветься пристрій, в якому йде регульований процес ділення ядер з перетворенням вивільненої енергії в теплоту.

Будова ядерних реакторів стала можливою після відкриття у кінці 30-х років XX століття різних форм ядерних перетворень, у тому числі реакції ділення урану і торію під впливом нейтронів.

У результаті реакції ділення ядер важких елементів створюється два однойменно заряджених уламка, які становлять з себе ядра нових більш легких атомів. При цьому створюється декілька (два чи три) нових нейтронів, γ - квантів, електронів і нейтрино. Так як пробіг уламків малий (близько 10 мкм), то їх енергія перетворюється в теплоту близько від міста ділення. Пробіг нейтронів і γ - квантів складає сотні міліметрів, тому їх енергія перетворюється у теплоту далеко від міста ділення. Нейтрино з речовиною не взаємодіє.

Природний уран має три ізотопи, які відрізняються кількістю нейтронів при одній і тій же кількості протонів, тобто різняться масовим числом. У природній суміші ізотопів відносна кількість їх складає: ^{238}U=99,28%, ^{235}U=0,714%, ^{234}U=0,006%.

Атомне ядро урана-235 менш стійке, ніж інші ізотопи. Під дією одного нейтрона воно розпадається приблизно на два однакових уламка, наприклад, ядра криптону і барію. Ці уламки з великими швидкостями розлітаються в різних напрямках. Так як важке ядро урану містить в собі більшу кількість нейтронів, чим потрібно для створення двох менших ядер, то при його розпаді виникає два чи три нових вільних нейтрона. Вони можуть дати початок новим реакціям ділення, а далі почнеться ланцюгова реакція, яка при відсутності управління закінчиться потужним вибухом. Тільки навчившись регулювати цей процес, люди змогли використати ядерну енергію в мирних цілях.

Реакція ділення ядра $^{235}_{92}U$

$$^{235}_{92}U + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{A_1}_{z_1}F_2 + ^{A_2}_{z_2}F_2 + 2{,}5\,^{1}_{0}n + E_f\,, \qquad (6.1)$$

де – $^{1}_{0}n$ символ нейтрона;

F_1, F_2 - символи уламків ділення;

Z_1, Z_2- атомні номера уламків ділення;

A_1, A_2 – масові числа уламків ділення;

E_f – повна енергія, що виділяється в одному акті ділення;

При проектуванні стаціонарних реакторів приймають E_f = 200 МэВ, тобто калорійність ядерного палива складає близько $0{,}8\cdot10^{14}$Дж/кг, що в $2\cdot10^{6}$ раз більше калорійності органічного палива.

При взаємодії нейтронів, крім реакції ділення, відбуваються другі нейтроно-ядерні реакції, які мають велике практичне значення для забезпечення роботи ядерних реакторів:

- реакція пружистого розсіювання, коли зі складеного ядра (ядро плюс нейтрон) вилітає нейтрон з такою енергією, що ядро залишається в початковому енергетичному стані;

- реакція непружистого розсіювання, коли після попадання в ядро-мішень і вилітає з ядра нового нейтрона з меншою енергією, останнє залишається в збудженому стані.

Перехід ядра-мішень в початковий енергетичний стан здійснюється за рахунок випромінювання γ-кванта.

$$ {}^{A}_{Z}X + {}^{1}_{0}n \rightarrow {}^{A}_{Z}X + {}^{1}_{0}n + \gamma \qquad (6.2) $$

За рахунок співударяння зменшується енергія нейтронів. Можливість ділення ядер повільними (тепловими) нейтронами в сотні раз більше можливості ділення ядер швидкими нейтронами, тому активна зона реактора створюється ядерним паливом і сповільнювачем нейтронів;

- реакція радіаційного захоплення, коли внаслідок захоплення нейтрона ядром воно буде знаходитись в збудженому стані до тих пір, поки збиток енергії не виділиться у виді одного чи декілька квантів. Внаслідок цієї реакції створюється новий ізотоп з масовим числом на одиницю більше початкового:

$$ {}^{A}_{Z}X + {}^{1}_{0}n \rightarrow {}^{A+1}_{Z}X + \gamma \qquad (6.3) $$

В цій реакції не відбувається ділення ядра, однак створюється новий вид ядерного палива, яке може використовуватися в реакторі самостійно або сумісно з основним паливом.

$$ {}^{238}\mathrm{U} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow {}^{239}_{92}\mathrm{U} + \gamma \qquad (6.4) $$

Таким способом одержують плутоній ${}^{239}_{94}Pu$, який використовується як в енергетичних реакторах ділення,так і в атомних бомбах:

$$ {}^{239}_{92}U \xrightarrow[23хв]{\beta-} {}^{239}_{93}\mathrm{N}p \xrightarrow[2,3тиж]{\beta-} {}^{239}_{94}Pu \qquad (6.5) $$

Ядерне паливо може бути металевим (уран і його сплави), керамічним (окис урану, карбід урану) і дисперсним (суміш).

З нейтронно-фізичної точки зору, кращим паливом є металеве (максимальна концентрація ядер, мінімальні втрати нейтронів), але уран і його сплави при високих температурах значно погіршують свої механічні якості. Тому керамічне паливо знаходить все більш широке використання, особливо у високотемпературних ядерних реакторах.

Ядерне паливо розміщується в герметичних оболонках, які виконуються з алюмінію, цирконію або магнію і називаються тепловиділяючими елементами (ТВЕЛ). ТВЕЛи – основні елементи активної зони ядерного реактора; в них виділяється більше ніж до 90% енергії, звільненої в реакторі, а також накопичується штучне паливо $^{239}_{94}Pu$ і ^{233}U. Активна зона реактора збирається з сотень тисяч ТВЕЛів, завдяки чому можливо створити велику поверхню теплоз'єму і забезпечити високу щільність тепловиділення. За формою ТВЕЛи бувають циліндричними, пластинчатими та ін. ТВЕЛи збираються у тепловиділяючі збірки(ТВЗ).

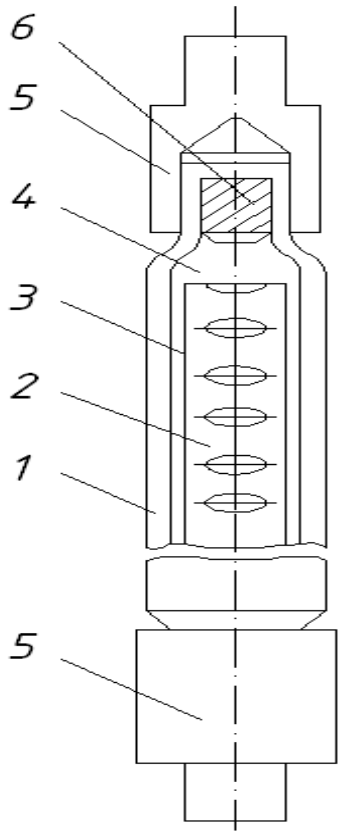


Рис. 6.1 – Схема стрижневого типу:
1 – оболонка; 2 – таблетки ядерного палива; 3 – проміжок; 4 – порожність; 5 – кінцеві деталі для закріплення ТВЕЛів у збірках; 6 — заглушка, що забезпечує зручність їх кріплення, транспортування і перевантаження

Крім того, за рахунок цього організується потік теплоносія в активній зоні реактора.

Найбільш широке використання знайшли стержневі ТВЕЛи контейнерного типу. (рис. 6.1). Оболонка 1 і затулки 6 утворюють герметичну порожнину, в якій розміщуються таблетки ядерного палива 2, частіше за все вироблені з окисних з'єднань UO_2, PuO_2 або ThO_2. Вони мають високу термічну, хімічну та радіаційну стійкість. Проміжок між оболонкою і таблетками ядерного палива заповнюється середою з високою теплопровідністю (гелієм, натрієм), що зменшує температуру ядерного палива, а порожнина 4 забезпечує помірне підвищення тиску газових продуктів ділення

(криптону, ксенону) під оболонкою ТВЕЛа. За допомогою кінцевих деталей 5 ТВЕЛи поєднуються у тепловиділяючі збірки.

6.2 Принципові схеми одно, двох, трьохконтурних електростанцій

Ядерна енергетика все більше займає міцні позиції у світовій енергетиці. Поширюються області використання ядерної енергетики: виробництво електричної енергії і теплоти, силові енергетичні установки на флоті, автономні джерела електропостачання.

Одна тонна природного урану може замінити 20-30 тис. тонн високоякісного кам'яного вугілля, що значно зменшує витрати на перевезення палива. Розвиток ядерної енергетики почався у 1954 р., коли була створена перша АЕС потужністю 5 МВТ в м. Обнінську. У 1998 році в світі експлуатувалось вже понад 300 АЕС, потужністю більше 200 тис. МВТ, що становило приблизно 17% світової потреби людства. У США на АЕС здобувається кожний п'ятий кВт електроенергії, а у Франції – близько 70% усієї електроенергії.

Ядерна енергетика базується на двох типах реакторів – на теплових і швидких нейтронах.

Використання реакторів на теплових нейтронах дає можливість використовувати лише частину (1-2%) потенційної енергії уранового палива. Значно ефективніше використання палива в реакторах на швидких нейтронах. Суттєвою особливістю таких реакторів є можливість відтворення палива. Активна зона оточується зоною відтворення, яка виконує водночас роль відбивача («отражателя»). Паливом в робочих каналах активної зони є сильно збагачений Уран або Плутоній, а робочі канали зони відтворення виконані з природного урану ^{238}U.

Класифікація АЕС проводиться за різними ознаками:

1. За кількістю контурів – одноконтурні, двоконтурні і трьохконтурні (рис. 6. 2);
2. За типом реактора – на „теплових" або „швидких" нейтронах;
3. За параметрами і типами парової турбіни – турбіни на насиченому або перегрітому парі;
4. За параметрами і типами теплоносія – „вода під тиском", рідинно-металеві, газові;
5. За конструктивними особливостями реактора – реактор канального або корпусного типу;
6. За типом сповільнювача нейтронів – графіт, важка вода, вода та ін.

Повна характеристика поєднує всі ці класифікації.

Наприклад:

А) Чорнобильська одноконтурна АЕС з реактором канального типу на теплових нейтронах з графітовим сповільнювачем і турбінами на насиченому парі;

Б) Нововоронежська двоконтурна АЕС з реактором корпусного типа на теплових нейтронах з теплоносієм „вода під тиском” і турбінами на насиченому парі.

В) Шевченківська трьохконтурна АЕС з реактором на швидких нейтронах з натрієвим теплоносієм і турбінами на перегрітому парі.

Робочим тілом на всіх діючих АЕС є водяна пара.

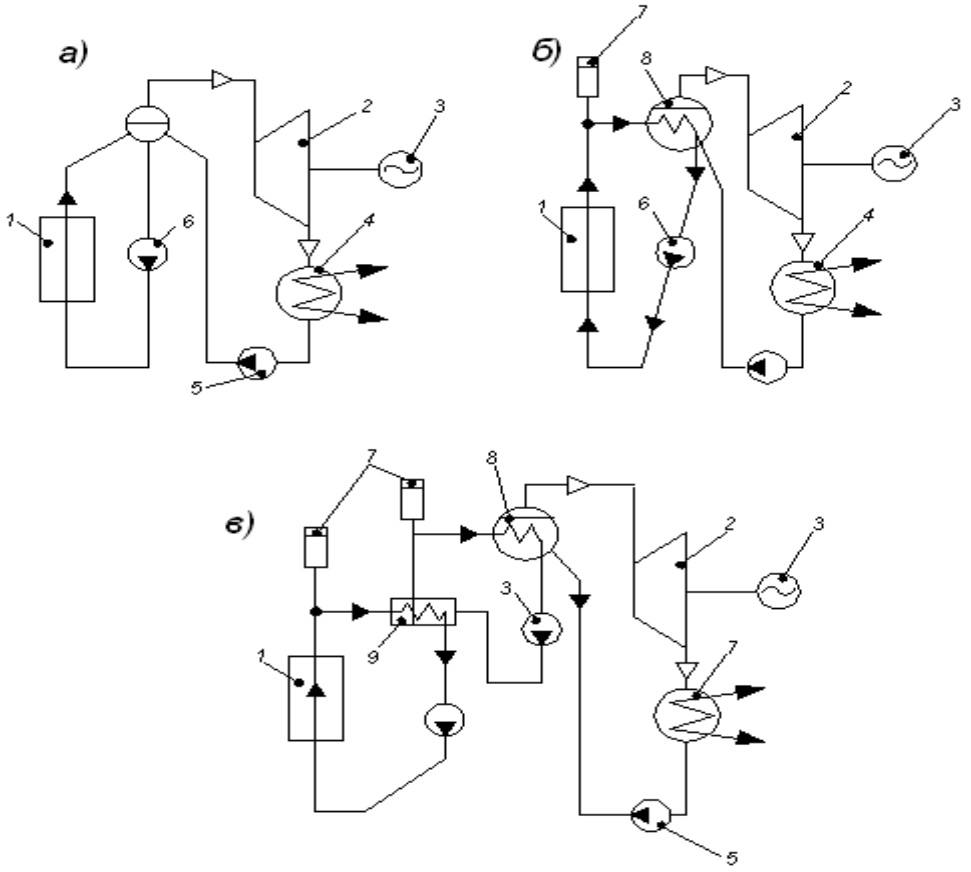


Рис. 6.2 – Класифікація АЕС за кількістю контурів:
а) одноконтурна; б) двоконтурна; в) триконтурна: 1 – реактор; 2 – парова турбіна; 3 -електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 - живлячий насос; 6 – циркуляційний насос; 7 – компенсатор об’єму; 8 – парогенератор; 9 – проміжний теплообмінник

6.3 Парогенератори атомних електростанцій

Паливом для ядерного реактора (ЯР) може бути природній уран ^{235}U або штучні ізотопи уран ^{233}U і плутоній ^{239}Pu.

Для здійснення ланцюгової реакції ділення необхідно використання сповільнювачів нейтронів: важкої води H_2O, звичайної води H_2O або графіту С та окису берилію ВеО.

Ядерне паливо і сповільнювач нейтронів разом утворюють активну зону реактора.

Для того щоб почалась і продовжувалась ланцюгова реакція ділення в ЯР повинна знаходитись критична маса палива. Для забезпечення управління ЯР використовують компенсаційні, регулюючі і аварійні стержні, які змінюють ступінь поглинання нейтронів, регулюють хід ланцюгової реакції або при необхідності її припиняють.

Стан розвитку ланцюгової реакції ділення характеризується ефективним коефіцієнтом розмножування нейтронів $К_{еф}=1+\rho$, де ρ – надлишкова реактивність.

Якщо $К_{еф}=1$ – реакція йде з постійною швидкістю і стан реактора називається критичним.

При $К_{еф}<1$ – реакція ділення самостійно йти не може, а стан реактора – підкритичний.

При $К_{еф}>1$ – реактор переходить в надкритичний стан, його потужність зростає за експонентою.

Більш ніж 99% нейтронів у реакції ділення ядер урану становлять миттєві нейтрони, а близько 1% - запізнюючі. Прийнявши ефективний коефіцієнт розмноження нейтронів $К_{еф}=0,99\text{-}1,01$ стало можливим регулювати процес ділення ядер важких елементів. Практично управління реактором досягається стержнями, які вироблені з кадмію або бористої сталі.

На критичну масу впливає багато різних факторів, особливо використання ефективних відбивачів. При вигоранні ядерного палива його концентрація зменшується. Швидкість вигорання палива у центрі активної зони більше ніж на периферії. Тому для підтримки потужності ЯР і порівняння енерговиділення через деякий час потрібно перевантаження ядерного палива.

В сучасній енергетиці найбільш широке використання знаходять:

- графітно-водяні канальні реактори на теплових нейтронах з графітовим сповільнювачем і водяним теплоносієм, тиск якого сприймають окремі трубчаті канали, які виробляють насичену або перегріту пару;

- водо-водяні реактори на теплових нейтронах з водяним сповільнювачем і теплоносієм, тиск якого сприймає корпус, в якому виробляється насичена пара (киплячий реактор) або не догріта до температури насичування вода (реактори з водою під тиском);

- швидкі натрієві реактори з натрієвим теплоносієм, тиск якого сприймає корпус, в якому виробляється не догрітий до температури насичування натрій і подільні нукліди;

- реактори з газовим охолодженням на теплових і швидких нейтронах з гелієвим теплоносієм, тиск якого сприймає корпус; в якості сповільнювача нейтронів в реакторах на теплових нейтронах використовують графіт.

Найбільше розповсюдження в країнах СНД мають реактори типу РБМК (реактор великої потужності), ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) і БН (швидкий, охолоджуваний натрієм реактор).

Реактор РБМК киплячого типу з графітовим сповільнювачем нейтронів (біля 700 т графіта) і водяним теплоносієм (рис. 6.3) призначений для вироблювання насиченої пари з тиском близько до 7 МПа.

Збірки з тепловиділяючими елементами (приблизно 290 тон ТВЕЛів з окисом урану) розміщуються в 1422 технологічних каналах з діаметром 80 мм, які сприймають тиск і в них створюється вертикальний висхідний потік теплоносія.

Зверху «каструля» реактора (діаметр приблизно 16 м) має біологічний захист з бетону близько 2 м).

Технологічні канали і графітова кладка створюють активну зону (1) реактора. Корпуси каналів активної зони і оболонки ТВЕЛів вироблені з цирконій-ніобієвого сплаву (Z+2,5% $n_в$), якій має відносно малий переріз поглинання теплових нейтронів і необхідні міцневі і корозійні властивості при температурі до 620К, що визначає необхідні параметри теплоносія реактора.

Активна зона розміщується в герметичній порожнині, яка створюється циліндричним кожухом і опорними (верхньою і нижньою) металоконструкціями.

Для того щоб запобігти окислення графіту і поліпшити відведення від нього теплоти до технологічних каналів, щілин порожнин заповнюють сумішшю гелію (біля 40%) і азоту.

Біологічний захист реактора (верхній, нижній і боковий) суттєво зменшує інтенсивність випромінювання в усіх режимах роботи АЕС.

Циркуляція теплоносія через активну зону здійснюється головними насосами (з кожного боку реактора по 4 ГЦН), які повинні при любих обставинах забезпечити надійний відвід теплоти. Надійне електропостачання ГЦН забезпечується як від основного джерела енергії, так і резервного дизель-генератора потужністю 12000 кВт з автоматичним запуском.

Головні циркуляційні насоси подають воду до напірного колектора і далі по трубопроводах до технологічних каналів. Потім пароводяна суміш надходить до барабанів-сепараторів. Після них пара подається до турбін, а вода змішується з живильною водою і по всмоктувальних водяних колекторах надходить до головних циркуляційних насосів.

Ядерне паливо перевантажується на працюючому реакторі за допомогою спеціальної машини. На сталому режимі роботи при потужності 1000 МВт на реакторі РБМК за добу перевантажують одну чи дві збірки. Реактор має численні системи контролю технологічних параметрів, а також систему контролю герметичності оболонок тепловиділяючих елементів. Обробка інформації різних систем забезпечується автоматизованою системою контролю.

Корпусний реактор ВВЕР з водяним (не киплячим) теплоносієм і водяним сповільнювачем нейтронів (Рис. 6.4) призначений для вироблювання нагрітої до температури 600К води з тиском приблизно 16 МПа, який сприймає корпус і знімне накриття.

Вхідні і вихідні патрубки теплоносія розташовані у верхній частині корпуса. В самому корпусі знаходяться корзина активної зони з опорною плитою, на яку установлюються збірки з ТВЕЛами. Зверху вони піджаті плитою, яка опирається на кільце і циліндр.

Вода з вхідних патрубків спадає в нижню частину корпуса по кільцевій щілині між корпусом і корзиною активної зони і охолоджує радіаційний захист

корпуса. З нижньої частини корпуса вода надходить в збірки ТВЕЛів, підігрівається на 20-40К і крізь одвірки у прижимному циліндрі йде до вихідних патрубків.

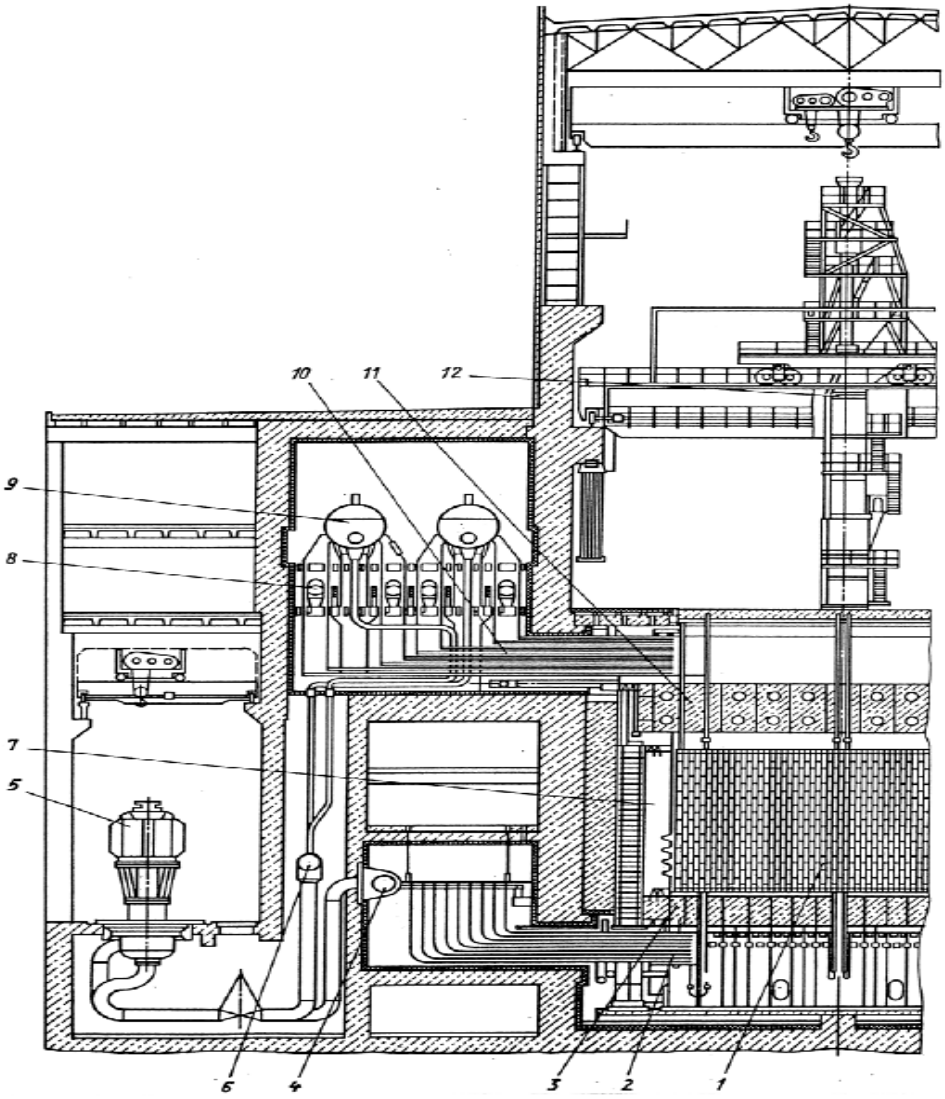


Рис. 6.3 – Загальний вигляд реактора РБМК – 1000:
1 – активна зона; 2, 10 – трубопроводи; 3, 7, 11 – відповідно нижній, боковий і верхній біологічний захист; 4 – напірний колектор; 5 – головний циркуляційний насос; 6 – усмоктувальний водяний колектор; 8 – система контролю герметичності оболонок ТВЕЛів; 9 – барабан-сепаратор; 12 – розвантажувально-завантажувальна машина

Труби над активною зоною виконують роль напрямків для штанг рушіїв системи управління і захисту (СУЗ), які регулюють швидкість реакції ділення ядер палива. Реактор закріплюється в бетонній шахті опорною конструкцією. Нижня частина корпуса тепло ізольована чохлом і має радіаційний захист з води або чавуна. Простір навколо корпуса реактора закрито кільцевим щільниковим листом.

Перевантаження тепловиділяючих збірок здійснюється тільки при зупинці реактора спеціальною машиною.

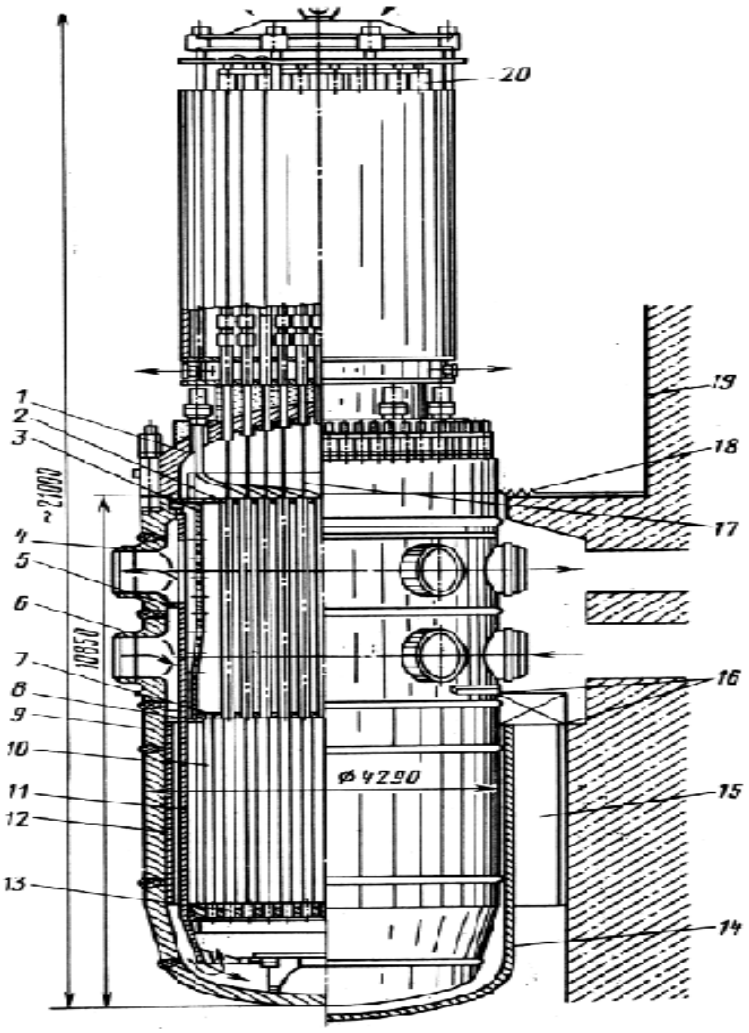


Рис. 6.4 – Загальний вигляд реактора ВВЕР – 1000:
1 – знімне накриття; 2 – труби; 3 – циліндр; 4 – вихідні патрубки; 5 – розподільне кільце; 6 – вхідні патрубки; 7 – плита; 8 – кільце; 9 – корпус; 10 – збірка з ТВЕЛами; 11 – корзина активної зони; 12 – радіаційний захист корпусу; 13 – опорна плита; 14 - теплоізоляційний чохол; 15 – радіаційний захист; 16 – опорна конструкція реактора; 17 – штанга рушія; 18 – ущільнювальний лист; 19 – бетонна шахта; 20 – рушії органів системи управління та захисту (СУЗ)

Реактор на „швидких” нейтронах БН-600 з теплоносієм у виді розтопленого натрію створений за інтегральною схемою: у корпусі реактора розташовані активна зона і технологічне обладнання контуру відводу теплоти від активної зони (Рис. 6.5).

Корпус реактора складається з циліндричного бака з діаметром 12,8 м з еліптичним днищем і конічною верхньою частиною.

Циліндричний бак поєднується з еліптичним днищем через опорне кільце, яке передає навантаження через коткові опори на фундамент.

Опорний пояс у вигляді металоконструкції коробчастого типу сприймає навантаження від усіх вузлів, які знаходяться в середині реактора. На ньому закріплена напірна камера, на якій встановлені тепловиділяючі збірки. В

центральній частині активної зони знаходяться паливо з високою концентрацією подільних нуклідів, а на периферії розташовані збірки з відтворювальними нуклідами.

Активна зона реактора має внутрішній захист, за яким встановлені циркуляційний насос натрію з електрорушієм і проміжний теплообмінник (натрій-натрій), за допомогою якого теплота від ядерного реактора відводиться до робочого тіла системи перетворення енергії. Насосом натрій по трубопроводам подається в напірну камеру, розподіляється між активною зоною (основний видаток) і внутрішньокорпусним захистом. Підігрітий в активній зоні від 650 до 823К натрій через отвори в корпусному захисті йде до теплообмінника і зливається крізь його між трубний простір в нижню частину корпуса реактора, а з відтіля знову повертається до циркуляційного насоса. Простір над рівнем натрію заповнений аргоном під тиском 0,14 МПа.

Верхня частина корпуса реактора закрита бетонним захистом, в якому розташовані оберртальні пробки з пристроями для перегрузки тепловиділяючих збірок і СУЗ. Обертальні пробки розташовані ексцентрично до осі активної зони реактора, що забезпечує наведення пристрою перегрузки на будь-яку збірку.

Перегрузка збірок здійснюється при загашеній ланцюговій реакції без розгерметизації внутрішньої порожнини реактора. Зовні корпус реактора закритий страхувальним кожухом, який забезпечує збереження рівня натрію над поверхнею активної зони при порушенні герметичності корпуса. Простір між страхувальним кожухом і корпусом перед заповнюванням його натрієм використовують для розігріву корпусу.

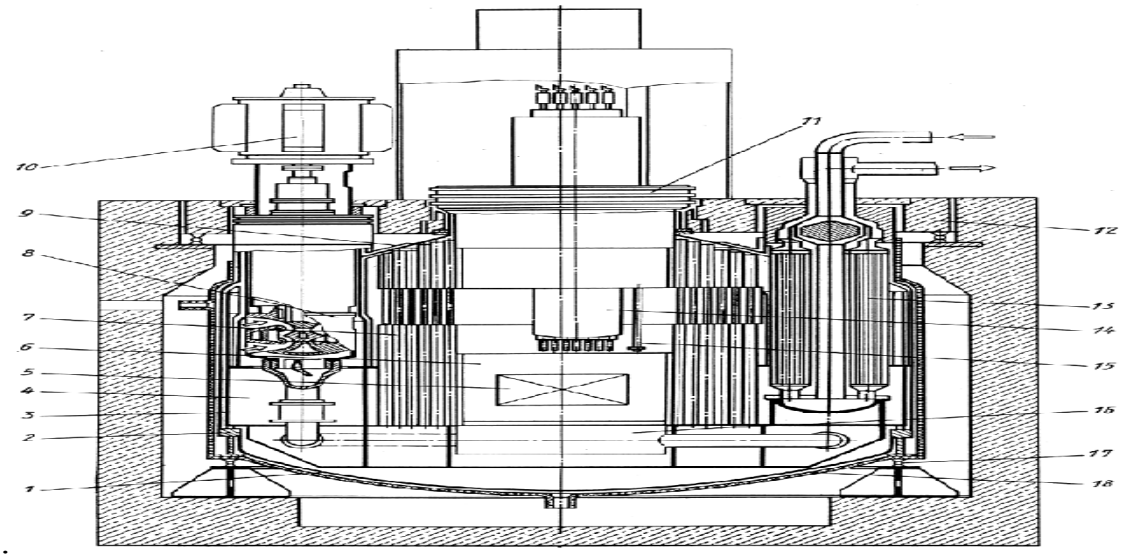


Рис. 6.5 – Загальний вигляд реактора БЕ – 600:
1 – днище; 2 – опорне кільце; 3 – корпус реактора; 4 – опорний пояс; 5, 6 – активна зона реактора; 7 – внутрішній захист реактора; 8 – циркуляційний насос; 9 – верхня частина корпуса реактора; 10 – електрорушій циркуляційного насоса; 11 – обертальні пробки; 12 – бетонний захист реактора; 13 – проміжний теплообмінник; 14 – напірна камера; 17 – каткові опори; 18 – страхувальний кожух

6.4 Основні характеристики атомних електростанцій

Серцем АЕС є реактор. В одноконтурних АЕС активна зона охолоджується пароводяною сумішшю. У двоконтурних АЕС реактор охолоджується однофазною рідиною – вода під тиском. Однофазність теплоносія потребує включення до складу АЕС компенсаторів об'єму, задачу якого в одноконтурній схемі виконує барабан-сепаратор. Також обов'язковим елементом є парогенератор.

Циркуляція теплоносія забезпечується головним циркуляційним насосом. Двигуном для приводу генератора є парова турбіна, але її параметри і конструктивна схема різна.

Для водяного теплоносія – це турбіни насиченої пари середнього тиску. Якщо реактор охолоджується рідкометалевим теплоносієм (трьохконтурні схеми АЕС), то турбіна працює на перегрітому парі високого тиску.

Для одноконтурних схем пара на турбіну подається з реактора, а для багатоконтурних – з парогенератора. Відпрацьована пара після турбіни подається в конденсатор, конденсується і насосом повертається у пароутворюючий агрегат реактора або у парогенератор.

Таким чином, технологічний процес виробки електроенергії на АЕС становить з себе:

- підвищення температури конденсата до температури насичення і одержання з нього пари;
- розширення пари у турбіні при зниженні тиску від початкових значень перед турбіною до значень, відповідаючих вакууму в конденсаторі.

Сумісне протікання цих процесів визначає термодинамічний цикл АЕС.

Принципова схема блока АЕС з графітовим канальним реактором РБМК-1000 приведена на рисунку 6.6.

Контур охолодження складається з двох ідентичних систем (на рис.6.6 приведена одна).

Розрізняють два контури: контур охолодження реактора і контур робочого тіла турбоустановки.

Контур охолодження реактора включає технологічні канали 2, в яких знаходяться тепловиділяючі елементи (ТВЕЛИ), чотири головних циркуляційних насоса 3 і два барабана-сепаратора 4, які з'єднані між собою колекторами і трубопроводами.

Витрати теплоносія через кожний технологічний канал регулюється за допомогою вентилів.

Пара з барабанів-сеператорів (Р=6,59 МПа, Т=557 К і вологість не більше 0,1% подається до швидкохідної турбіни 5 потужністю 500 МВт, на виході з якої вологість пари збільшується до 15%. Ця пара далі йде в сепаратор-перегрівач 6, в якому створюється відділення вологи та перегрів пари до температури 538 К при тиску 0,31 МПа. Перегріта пара йде в турбіну низького тиску 7, де вона розширюється до тиску 0,4 МПа (при вологості 7%).

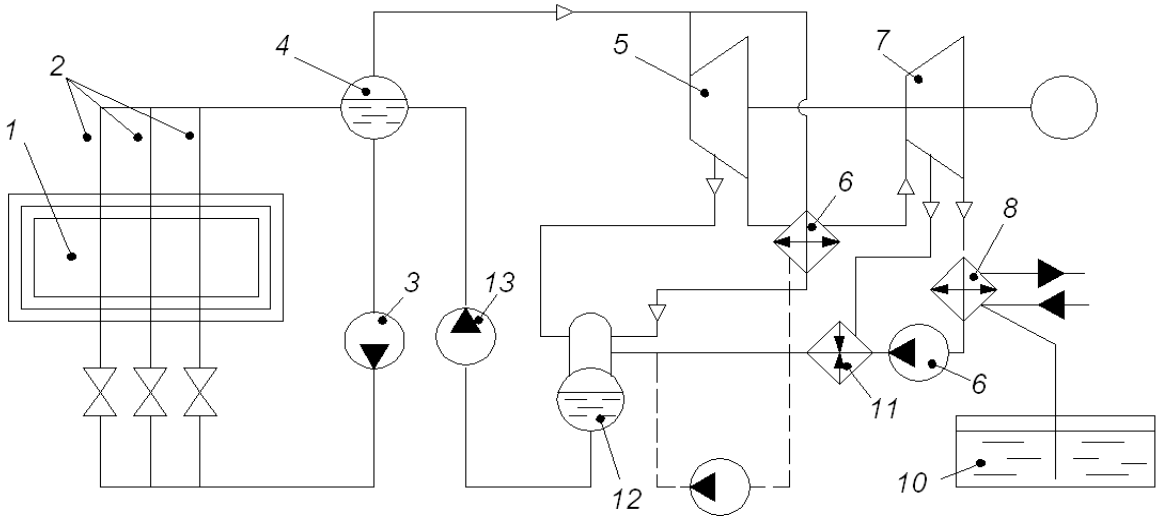


Рис. 6.6 – Принципова схема блока АЕС з реактором РБМК-1000:
1 – активна зона реактора; 2 – паровідвідний колектор; 3 – циркуляційний насос; 4 – сепаратор; 5 – швидкохідна турбіна; 6 – сепаратор-перегрівач; 7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9, 13 – насос;
11 – підігрівач; 12 – деаератор

Конденсат з конденсатора 8 насосом 9 прямує спочатку в перегрівач 11, а потім в деаератор 12 і далі насосом 13 вертається в контур циркуляції теплоносія ядерного реактора. З порожнини хімічно очищеної води 10 йде підпитка контура.

Принципова схема блока АЕС з водо-водяним реактором ВВЕР приведена на рисунку 6.7.

У корпусі реактора 1, який заповнений водою під тиском, розміщується активна зона 2. При проходженні через активну зону вода підігрівається на 20-40 К циркуляційним насосом першого контуру 3 і подається в парогенератор 4, в якому передає свою теплоту теплоносію другого контуру.

Паротурбінна установка включає турбіну високого тиску 5, сепаратор-перегрівач 6, турбіну низького тиску 7, конденсатор 8, конденсатний насос 9, підігрівач низького тиску 10, деаератор 11, насос 12.

Реактори ВВЕР потужністю 400 і 1000 МВт роблять на дві турбоустановки і мають декілька однакових систем першого контуру, одна з яких приведена на рисунку 6.7. Об’єднання витрат пари здійснюється перед турбіною високого тиску.

Принципова схема АЕС з реактором на швидких нейтронах БН-600 приведена на рисунку 6.8.

Перший контур АЕС розташований в корпусі реактора 1 і складається з активної зони 2, циркуляційного насоса 5, і теплообмінника 4. Всі елементи першого контуру розташовані під рівнем натрію 3, відділеного від кришки корпуса шаром газа. В АЕС такого типу використовують інтегральну схему, коли циркуляційний насос і теплообмінник розташовані усередині корпуса реактора. В реакторі БН-600 три однакових частини першого контуру.

Другий контур АЕС створений теплообмінником 4, циркуляційним насосом 6 і парогенератором 7.

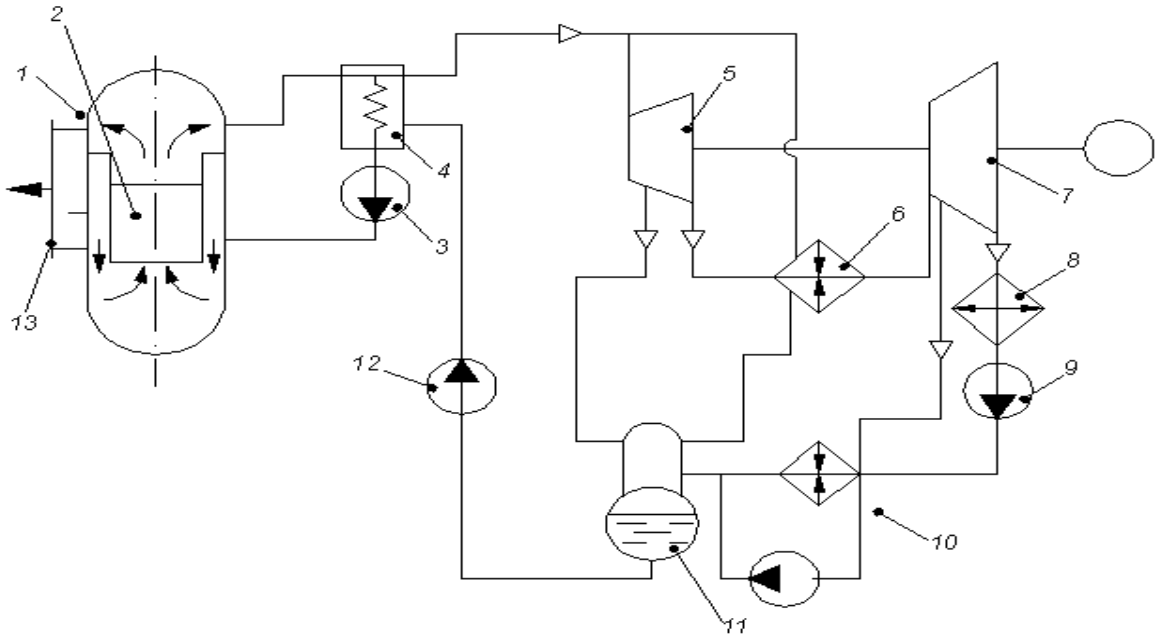


Рис. 6.7– Принципова схема блока АЕС з реактором ВВЕР:
1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – циркуляційний насос першого контуру; 4 – парогенератор; 5 – турбіна високого тиску; 6 – сепаратор-перегрівач; 7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9 – конденсатний насос; 10 – підігрівач; 11 – деаератор; 12 – живильний насос; 13 – колектор

Тиск натрію в другому контурі трохи вище, ніж у першому, що перешкоджає витікання радіоактивного натрію з першого контуру в другий.

Теплоносій другого контуру передає теплоту робочому тілу третього контуру, в якому циркулює вода і водяна пара. Паротурбінна установка складається з турбін високого „8” і низького „9” тиску. Використання трьох контурних схем виключає попадання води в активну зону реактора.

Поряд з теплотою ядерний реактор виділяє значну кількість радіонуклідів, що приводить до інтенсивного іонізіруючого випромінювання активної зони і випромінювання активної зони і всього обладнання першого контуру. Експлуатація АЕС показала, що конструкція ТВЕЛ і всього обладнання першого контуру забезпечує надійну локалізацію активності. Однак у процесі експлуатації приймаються спеціальні заходи щодо зниження радіоактивності обладнання через його дезактивацію водяними розчинами кислот та луги. Рідинні радіоактивні відходи АЕС підлягають спеціальній очистки і потім вони розвертаються у замкнутий контур станції.

Газоподібні радіоактивні відходи очищаються у спеціальних фільтрах перед виведенням їх у атмосферу перед виведенням їх у атмосферу через труби висотою більш ніж 100 м.

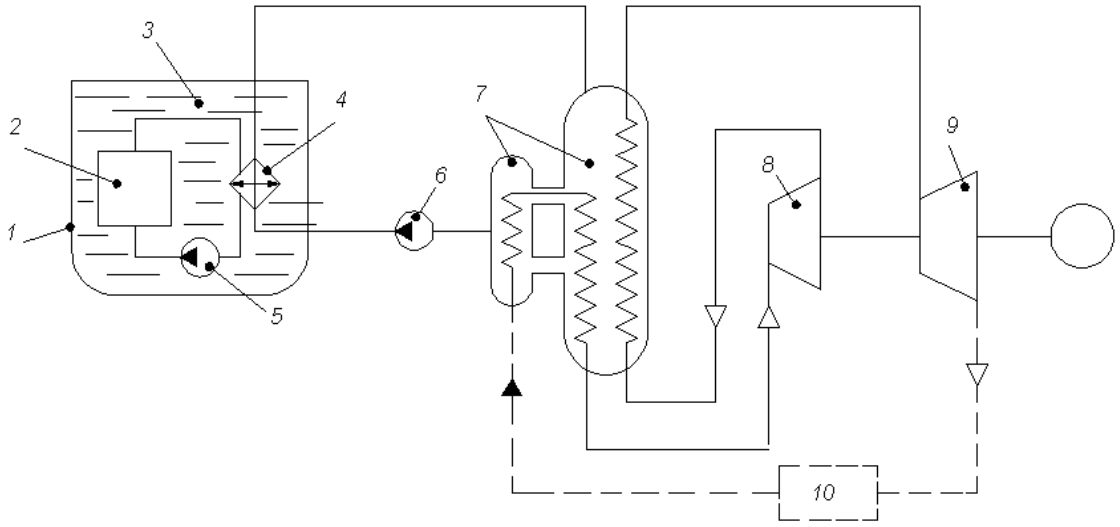


Рис. 6.8– Принципова схема блока АЕС з реактором БН-600:
1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – натрій;
4 - теплообмінник; 5, 6 – циркуляційні насоси; 7 – парогенератор; 8 – турбіна високого тиску; 9 – турбіна низького тиску; 10 – конденсатно-живильний тракт

Тверді відходи АЕС транспортуються у спеціальних контейнерах у сховища. Після гасіння ланцюгової реакції ділення у активній зоні реактора продовжується тепловиділення за рахунок радіоактивного розпаду продуктів ділення. Тому охолодження активної зони проводиться на всіх режимах роботи реактора.

Контрольні запитання

1. Які типи реакторів є базовими для ядерної енергетики?
2. Охарактеризуйте принципову схему АЕС з реактором на швидких нейтронах?
3. Що становить з себе технологічний процес виробки електроенергії на АЕС ?
4. За якими ознаками проводять класифікацію АЕС?

Список джерел

1. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 288 с. з іл.
2. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, ОМ. Олейников, О.І. Яковлев. - Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика.-621 с.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2. Нетрадиційні та поновлювані технології виробництва електричної енергії

Лекція 7. Альтернативні технології виробництва електричної енергії: основні поняття та визначення

Матеріал базується на основних положеннях стандарту «Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Основні положення. ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97) Державний стандарт України. Чинний від 1997-07-01», який встановлює основні вимоги, призначення, галузь використання нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії (НПДЕ), їх класифікацію, а також класифікацію енергоустановок, які використовують НПДЕ, та основні вимоги, що пред'являються до нормативних документів у сфері НПДЕ.

Цей стандарт є основоположним і призначений для всебічного та обґрунтованого нормативного забезпечення різноманітних аспектів НПДЕ і розповсюджується на всі види НПДЕ, енергоагрегати, що розробляються (проектуються), реконструюються та експлуатуються і призначені для перетворення енергії НПДЕ. В першу чергу це не стосується енергоустановок, які використовують сонячну енергію, енергію біомаси, енергію вітру, деякі види гідроенергії, геотермальну енергію.

Основні вимоги данного стандарту обов'язкові під час застосування у всіх видах технічної документації та літератури у сфері НПДЕ.

7.1 Класифікація нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії і енергоустановок

Основні види НПДЕ

Сонячна енергія, яка містить у собі потенціал сонячного випромінювання, придатний для:

— вироблення теплової енергії, що використовується в теплохолодопостачанні та гарячому водопостачанні технологічних процесів;

— вироблення електроенергії за тєрмодинамічним циклом;

— вироблення електроенергії шляхом фотоелектричного перетворення.

Енергія вітру, яка містить у собі вітроенергоресурси, придатні для:

— виробництва електричної енергії у складі енергосистеми;

— виробництва енергії, яка використовується автономними споживачами енергії;

— використання у різних технологічних процесах.

Енергія біомаси, яка придатна для вироблення різних видів палива, газопостачання об'єктів і містить у собі:

— енергоресурси органічних відходів тваринництва та птахівництва, харчової, м’ясо-молочної промисловості;

— енергоресурси рослинних відходів сільського господарства;

— енергоресурси рослинних відходів лісового господарства;

— енєргоресурси стічних вод та опадів стічних вод;

— енергоресурси твердих побутових відходів

Геотермальна енергія, яка придатна для вироблення теплової енергії і електроенергії і містить у собі:

— парогідротерми;
— гідротерми;
— термоаномальні зони;
— петрогеотермальні зони;
— магму.

Енергія малих річок, яка придатна для електрифікації автономних споживачів і містить у собі енергію малих водяних протоків — малих річок та струмків.

Енергія Світового океану, яка придатна для вироблення електричної енергії і містить у собі:

— енергію хвиль;
— енергію припливів та відпливів;
— енергію градієнтів солонуватості морів та океанів;
— енергію температурних градієнтів морів та океанів;
— енергію морських течій.

Класифікація і основні види енергоустановок НПДЕ

За вхідною (споживчою) енергією:

— сонячні енергетичні установки;
— вітроенергетичні установки;
— гідроенергетичні установки;
— біоенергетичні установки;
— геотермальні станції та ін.

За вихідною (одержуваною) енергією:

— з одержанням теплової енергії;
— з одержанням електричної енергії;
— з одержанням механічної енергії;
— з комбінованим виходом (одержання електричної та механічної енергії, теплової і механічної та ін.).

За вихідною (корисною) потужністю:

— енергоустановки великої потужності чи інтегровані з елементів малої і середньої потужності;
— енергоустановки середньої потужності, інтегровані з енергоустановок малої потужності;
— енергоустановки малої потужності чи інтегровані з енергоустановок мікропотужності;
— енергоустановки мікропотужності.

Примітка. Кожний із видів, класифікованих за первинним джерелом енергії, може бути класифікований, у свою чергу, за багатьма ознаками, що характеризуються параметрами первинного джерела енергії, режимом роботи, типом системи керування, типом (видом) проміжного робочого тіла енергоустановки та ін.

7.2 Основні характеристики альтернативних джерел електричної енергії

Для розгляду пропонується такий склад нетрадиційних джерел електричної енергії:

- джерела прямого перетворення різних видів енергії в електричну;
- нетрадиційні види палива;
- вторинні енергетичні ресурси.

До джерел прямого перетворення різних видів енергії в електричну відносять джерела, що передбачають безпосереднє перетворення теплової та хімічної енергій в електричну [1].

Технологіями, які перетворюють теплову енергію в електричну, є:

- магнітогідродинамічне перетворення енергії;
- використання енергії реакторів-розмножувачів на швидких нейтронах;
- використання енергії термоядерних реакцій;
- термоелектричні технології;
- термоемісійні технології;
- технології з використанням цирконію.

Безпосереднє перетворення теплової енергії в електричну дозволяє суттєво підвищити рівень ефективності використання теплових ресурсів. У класичному паросиловому циклі перетворення енергії теплота, що отримується при спалюванні палива, перетворюється у внутрішню енергію пари, температура і тиск якої при цьому підвищуються. Потім у парових турбінах енергія пари перетворюється в механічну і тільки після цього в електричну.

Процеси цих багаторазових перетворень супроводжуються неминучими втратами, які знижують ефективність усього циклу.

У магнітогідродинамічному циклі відбувається пряме перетворення теплової енергії в електричну. Однак не тільки в цьому полягає перевага МГД-перетворення. В ідеальному тепловому циклі Карно ККД залежить від максимальної та мінімальної температур робочого тіла. В сучасних топках парогенераторів температура перевищує 2000 °С, а нагрів лопатей парових турбін через обмеженість теплостійкості матеріалу не повинен перевищувати 750 °С, що обмежує ККД до 60 %. За реальних умов у результаті недосконалості паросилового циклу ККД не вдається підвищити більше ніж до 40 %. В МГД-генераторах статичні умови роботи дозволяють використовувати матеріали, на поверхні яких температура може досягати 2700-3000 °С, що відкриває широкі перспективи підвищення ККД перетворення енергії.

Значні перспективи забезпечення людства електричною енергією пов'язані з використанням реакторів-розмножувачів на швидких нейтронах і термоядерного синтезу. Якщо перші вже знаходять практичне застосування, то використання термоядерного синтезу може отримати промислове значення через не один десяток років.

Термоелектричні генератори давно використовуються в техніці й побудовані на ефекті Пелтьє. Останній полягає у виникненні термо-ЕРС в замкненому колі з двох різнорідних провідників (напівпровідників) з різною

температурою спаїв. Такі системи мають дуже низький ККД (2-3 %), але мають багато переваг: автономність, компактність, безпечність, безшумність.

Принцип дії термоемісійного перетворювача ґрунтується на емісії електронів при сильному нагріванні емітера. Пристрій такого типу подібний до двоелектродної електронної лампи. Як джерело енергії, можна використовувати ядерне паливо, органічне паливо, сонячне випромінювання. Одним із найбільш перспективних напрямів у даній галузі є створення автономних ядерних енергетичних установок із термоемісійним реактором-перетворювачем.

При прямому отриманні електричної енергії за рахунок хімічної енергії розглядаються електрохімічні генератори й паливні елементи (комірки).

З електрохімічних перетворювачів найбільший інтерес становлять паливні елементи, в яких відбувається пряме перетворення хімічної енергії в електричну. На відміну від гальванічних елементів тут наявні розхідні матеріали – паливо та окиснювач. Найбільш поширена схема використання водню як палива і кисню як окиснювача. При цьому єдиним продуктом електрохімічної реакції є вода, тобто паливний елемент є цілковито чистим, з екологічної точки зору, джерелом енергії. З енергетичної точки зору перевагою паливних елементів є максимальний на сьогодні ККД (тобто коефіцієнт перетворення хімічної енергії в електричну) – до 50 - 70 %.

До нетрадиційних видів палива насамперед слід віднести водень, водневу енергетику [2]. Вона цікава насамперед тим, що використовується водень, який має теплотворну здатність в 2,5 разу вище, ніж природний газ. Запаси водню необмежені, він екологічний, єдиним продуктом його спалювання є вода. До того ж водень можна використовувати для прямого перетворення хімічної енергії в електричну в паливних елементах.

Також до цієї групи джерел енергії віднесений метан вугільних шахт, метан сміттєвих звалищ, синтез-газ, енергія газів геотермальних вод, енергія біомулу очисних споруджень тощо.

7.3 Перспективи використання нетрадиційних джерел енергії

Серед нетрадиційних джерел енергії на майбутні декілька десятиліть найбільш перспективним буде використання термоелектричних генераторів, водню, паливних комірок.

З усіх різновидів термоелектричних генераторів найбільший інтерес становлять термофотоелектричні генератори (ТФЕГ). ТФЕГ завдяки створенню високоефективних фотоелектроперетворювачів та узгоджених із ними за спектром випромінювачів знайдуть широке використання як автономні джерела електричної енергії в наземних і космічних умовах. Питома вартість електроенергії, що може бути отримана за допомогою ТФЕГ, становить у наземних умовах 2-3 дол. США за 1 Вт встановленої потужності, що приблизно в 2 рази нижче питомої потужності наземних сонячних батарей. При цьому кількість електроенергії, яка виробляється за допомогою ТФЕГ еквівалентної потужності, приблизно в 3 рази більша за рахунок їх безперервної роботи. Крім того, питома кількість електроенергії, що виробляється з одиниці площі

фотоперетворювачів, у ТФЕГ в 100-200 разів більша, ніж у звичайних сонячних батареях.

Значний економічний ефект за рахунок більш високого ККД і терміну служби забезпечить використання ТФЕГ замість електромеханічних (на основі двигунів внутрішнього згоряння) і термоелектричних генераторів. Не менш важливою є екологічна чистота процесу спалювання палива в ТФЕГ, що забезпечить також значний економічний ефект від заміни дизельних електрогенераторів на ТФЕГ. Це робить перспективним використання ТФЕГ для автономного забезпечення електричною енергією будинків котеджного типу в сільській місцевості, геологічних партій, маяків, ретрансляторних і радіолокаційних станцій тощо.

Використання ТФЕГ дасть суттєвий ефект у системах енергоживлення космічних апаратів, особливо тих, які запускаються в бік від Сонця, тобто в умовах, коли використання сонячних батарей неможливе або неефективне, а використання хімічних або інших джерел енергії забезпечить менший ККД або короткий ресурс роботи.

Сьогодні у світі спостерігається значний інтерес до паливних елементів. Значна кількість наукових організацій і фірм працюють над різними схемами та практичними застосуваннями паливних елементів. Значний інтерес становлять щодо цього галузі енергетики, космічної техніки, транспорту, мікроелектроніки. Одна з технічних проблем полягає в тому, що для електродів (катода) необхідно використовувати високорозвинуті поверхні. Очікується, що це завдання буде вирішено у зв'язку з досягненнями в галузі нанотехнологій, які дозволяють виробляти наноструктури типу нанотрубок, наноконусів, фулеренів із розмірами до кількох наномікрон. Саме такі наноструктури можуть бути основою для принципово нових і високоефективних складових паливних елементів.

Водень – це енергетичний ресурс майбутнього, але способи отримання його на сьогодні потребують значних капітальних витрат. У цьому напрямі наявні екзотичні проекти великомасштабного виробництва водню за допомогою бактерій. Процес відбувається за схемою фотосинтезу: сонячне світло поглинається, наприклад, синьо-зеленими водоростями, які швидко ростуть. Ці водорості можуть бути їжею для деяких бактерій, які в процесі життєдіяльності виділяють з води водень. Однак щоб здійснити цю ідею, необхідно вирішити багато наукових та інженерних задач.

7.4 Розвиток нетрадиційної енергетики в Україні

В Україні проблемам використання нетрадиційних та поновлювальних джерел енергії значну увагу почали приділяти лише після проголошення незалежності, значно пізніше, ніж у розвинених країнах світу.

Недостача енергетичних ресурсів в Україні сприяє підвищенню уваги до використання нетрадиційних джерел отримання паливно-енергетичних ресурсів. І це при тому , що значна кількість теплоти (більше 70 %) газотурбінних установок, що працюють на компресорних станціях

магістральних газопроводів розсіюється з вихлопними газами, з температурою 270 - 400 °С. Достатньо перспективним, є метан вугільних родовищ. Ресурси метану в українській частині Донбасу оцінюються на 6-13 трлн $м^3$. Згідно з оцінками іноземних експертів, із надр Донецького басейну за умовою інвестування приблизно на 180 млн дол. США щорічно можна добувати більше 12 млрд $м^3$ газу, тоді як загальне добування природного газу в Україні становить близько 20 млрд м за рік.

У перспективі головними цілями розвитку та використання нетрадиційних та поновлювальних джерел енергії в Україні є:

- підвищення рівня енергетичної незалежності та виконання вимог енергетичної безпеки;
- зниження негативного впливу на довкілля;
- вирішення соціально-економічних питань розвитку держави.

Засобом досягнення цих цілей є державна політика в напрямі підтримки розвитку нетрадиційних і поновлювальних джерел енергії та економічне зростання з нарощуванням виробництва ПЕР.

Контрольні питання

1. Що розуміється під поняттям "нетрадиційні джерела енергії"?

2. Яким чином може відбуватися пряме перетворення теплової енергії в електричну? Які є основні установки?

3. Пряме перетворення хімічної енергії в електричну. За допомогою яких пристроїв воно здійснюється?

4. Що собою являють нетрадиційні види палива, які є їх види?

5. Що належить до вторинних енергетичних ресурсів, які є їх види?

6. Які види нетрадиційних джерел енергії використовуються у світі?

7. Про які нетрадиційні джерела енергії можна вести мову в Україні, які перспективи їх використання?

Список джерел

1. Кривцов В.С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев. - Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика.- 621 с.

2. Веников В. А., Путятин Е. В. Введение в специальность. Электроэнергетика. - М.: Высш. шк., 1988.

3. Козин Л. Ф., Волков С. В. Водородная энергетика и экология. - К.: Наукова думка, 2002.

4. Розенгарт Ю. И., Якобсон Б. И., Мурадова З. А. Вторичные энергетические ресурсы черной металлургии и их использование. -К.: Вища школа, 1988.

Лекція 8. Технологія виробництва електричної енергії на вітроелектростанціях

8.1 Загальна характеристика вітроенергетики

Вітер – це рух повітряних мас земної атмосфери, викликаний перепадом температур в атмосфері через нерівномірне нагрівання її сонцем. Використання енергії вітру - перетворення енергії сонця в механічну. Пристрої, що в свою чергу, перетворюють енергію вітру в будь–яку іншу (механічну, теплову, електричну), називають вітроенергетичними установками (ВЕУ) [1].

Інтерес до ВЕУ різко виріс після енергетичної кризи 1973 року, коли різко підвищилась ціна на нафтопродукти. З того часу побудовано велику частину вітроустановок з широким використанням досягнень аеродинаміки, механіки, мікроелектроніки для контролю і керування. Вітроустановки потужністю від декількох кіловатів до мегаватів виробляються в Європі, США й інших частинах світу. Велику частину з них використовують для виробництва електроенергії як у складі енергосистеми, так і автономно.

8.2 Умови впровадження вітроустановок

Одна з основних умов при проектуванні вітроустановок - забезпечення захисту від руйнування сильними випадковими поривами вітру. В середньому раз у 50 років у кожній місцевості бувають вітри зі швидкістю, яка у 5-10 разів перевищує середню. Тому вітроустановки проектують з великим запасом міцності, але максимальна проектна потужність визначається для стандартної швидкості вітру, за яку звичайно приймають 12 м/с.

ВЕУ потрібно встановлювати досить високо над місцевими перешкодами, щоб вітровий потік був сильним та однорідним з мінімальними змінами напрямку і швидкості, яка збільшується з висотою над поверхнею Землі. Найкращим місцем для розміщення ВЕУ є гладка куполоподібна, нічим не затінена, височина. Бажано, щоб в радіусі декількох сотень метрів вона була оточена полями чи водяною поверхнею. Як правило, голівки вітроустановок знаходяться на висоті від 5 до 50 м.

Для визначення швидкості U_z на цих висотах використовують апроксимаційну формулу, в яку входить значення стандартної швидкості вітру для даної місцевості U_{10} на висоті 10 м, а саме:

$$U_z = U_{10}\left(z/10\right)^b, \qquad (8.1)$$

де z, м – висота, а b =0,14 – параметр для відкритих місць.

Чим менше значення швидкості, тим менше розрізняється навантаження, що зазнає лопать вітроколеса в нижнім та верхнім положенні. Значення параметра b різні в різну пору року і протягом однієї доби. Тому приведеною вище формулою треба користуватися дуже обачно, особливо для висот більш 50 м.

Таблиця 8.1 – Сила вітру по шкалі Бофорта та її вплив на вітроустановки та умови роботи

Бали Бофрта	Швид - кість вітру	Характеристи - ка сили вітру	Спостережливі ефекти дії	Вплив вітру на ВЕУ	Умови для роботи ВЕУ
1	0,4-1,8	Тихий	Дим з труби ледве відхиляється, на воді з'являються брижі	-	Відсутні
2	1,8 - 3,6	Легкий	Вітер відчувається лицем, шелестять листя, на воді виразне хвилювання	-	Відсутні
3	3,6-5,8	Слабкий	Хитається листя на деревах, розгортаються легкі прапори. На окремих хвилях з'являються „баранці"	Починають обертатися лопаті тихохідних ВЕУ	Погані для всіх установок
4	5,8-8,5	Помірний	Хитаються тонкі гілки дерев, підіймається пил та клаптики паперів, на воді багато „баранців"	Починають обертатися колеса всіх ВЕУ	Гарні
5	8,5-11	Свіжий	Починають розкачуватись листвяні дерева, всі хвилі в „баранцях"	Потужність ВЕУ досягає 30% від проектної	Дуже гарні
6	11-14	Сильний	Розкачуються великі гілки дерев, гудять телефонні провода, піняться гребні хвиль	Потужність у розрахунковому діапазоні близька до максимальної	Сприятливі для міцних малогабаритних установок
7	14-17	Міцний	Всі дерева розкачуються, з гребенів хвиль зривається піна	Максимальна потужність	Крайні допустимі
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, трудно йти проти вітру, з хвиль зриваються клаптики піни	ВЕУ починають відключатися	Недопустимі
При швидкості вітру 21—34 м/с — шторм, понад 34 м/с — ураган.					

У районах зі сприятливими вітровими умовами середньорічне виробництво електроенергії вітроустановками складає 25-35% його максимального проектного значення, термін служби вітроустановок – 15-20 років, а вартість – від 1000 до 1500 доларів США за 1 кВт проектної потужності. Офіційні оцінки можливої частки вітроенергетики в енергетиці, наприклад, у Великобританії і Західній Німеччині, що не передбачають яких-небудь серйозних змін у сформованій інфраструктурі енергоспоживання, складають не менш 20 %.

Автономні вітроустановки дуже перспективні для заміни дизельних електростанцій і опалювальних установок, що працюють на нафтопродуктах, особливо у віддалених районах, і можуть бути призначені для безпосереднього виконання механічної роботи (наприклад, приводу водяного насоса) або для виробництва електроенергії. В останньому випадку вони приводять в дію електрогенератор і разом з ними називаються вітрогенераторами.

Таблиця 8.2 – Параметри вітроенергетичних установок різної проектної потужності при швидкості вітру 12 м/с

Клас ВЕУ	Розрахункова (проектна потужність), кВт	Діаметр вітроколеса, м	Період обертання, с
Малі	10 25	6,4 10	0,3 0,4
Середні	50 100 150	14 20 25	0,6 0,9 1,1
Великі	250 500 1000	32 49 64	1,4 2,1 3,1
Дуже великі	2000 3000 4000	90 110 130	3,9 4,8 5,7

Таблиця 8.3 -- Вітротехничні показники вітроагрегатів, рекомендованих до впровадження

Зональна середньорічна швидкість вітру, м/с	Діапазон робочих швидкостей вітру ВЕУ, м/с	Розрахункова швидкість вітру, що відповідає номінальній потужності, м/с	Орієнтована частка використання ВЕУ, %
До 4,5	3-20	8	40
4,5-5,5	4-24	9	30
понад 5,5	4-24	10-12	30

Принцип дії і класифікація ВЕУ. Як уже було сказано, у вітроенергетичних установках енергія вітру перетворює в механічну енергію робочих органів. Первинним і основним з них є вітроколесо, що безпосередньо приймає на себе енергію вітру і перетворює її в кінетичну енергію обертання.

Обертання вітроколеса під дією вітру обумовлено тим, що на будь-яке тіло, яке обтикається потоком газу, діє сила Р, яку можна розкласти на дві складові: - уздовж швидкості потоку (силу лобового опору F_o), і у напрямку, перпендикулярному швидкості потоку, що набігає піднімальною силою $F_п$. Величини цих сил залежать від форми тіла, орієнтації його в потоці газу і швидкості. Під дією цих сил вітроколесо приводиться в обертання.

8.3 Класифікація вітроустановок

Вітроустановки класифікуються по двох основних ознаках: геометрії вітроколеса і його положенні щодо напрямку вітру. Якщо вісь обертання

вітроколеса паралельна повітряному потоку, то установка називається горизонтально-осьовою, якщо перпендикулярна - вертикально-осьовою. Установки, що використовують силу лобового опору , як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопатей, яка більше швидкості вітру.

Кожне вітроколесо характеризується:

– охоплюємою площею S, тобто площею, що покривається його лопатями при обертанні і дорівнює

$$S = \pi D^2 / 4, \qquad (8.2)$$

де D - діаметр вітроколеса;

- геометричним заповненням, рівним відношенню площі проекції лопаті на площину, перпендикулярну потоку, до ометаємої площі (так, наприклад, при однакових лопатях чотирилопатне колесо має вдвічі більше заповнення, чим дволопатне),

- коефіцієнтом потужності C_p, який характеризує ефективність використання енергії вітрового потоку та залежить від конструкції вітроколеса;

- коефіцієнтом швидкохідності Z, рівним відношенню швидкості кінця лопаті до швидкості вітру.

При швидкості вітру U та щільності повітря ρ вітроколесо з охоплюємою площиною S розвиває потужність

$$P = C_p S \rho U^3 / 2, \qquad (8.3)$$

яка пропорційна кубу швидкості вітру. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі, максимум потужності досягається при невеликих обертаннях колеса. ВЕУ з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих обертаннях, та потребують більш великого часу при виході на цей режим. Тому перші використовуються у водяних насосах і навіть при слабкому вітру зберігають працездатність, а другі – у якості електрогенераторів, де необхідна висока частота обертання.

Виробництво електроенергії ВЕУ. Використання вітроустановок для виробництва електроенергії є найбільш ефективним засобом утилізації енергії вітру. Вимоги до показників частоти та напруги електроенергії, яка виробляється ВЕУ, залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги досить тверді при роботі ВЕУ у рамках єдиної енергетичної системи і доволі м’які - при використанні енергії вітроустановок в освітлювальних та нагрівних установках.

Основними елементами вітроелектрогенераторів є : вітроустановка, електрогенератор, система керування параметрами генерувальної електроенергії в залежності від змінювання сили вітру та швидкості обертання колеса. Для виключення перебоїв в електропостачанні ВЕУ потрібні акумулятори електричної

енергії або необхідно запаралелення з електроенергетичним обладнанням інших типів, тому що неминучі періоди безвітря.

Одним із засобів керування електроенергією вітру є випрямлення перемінного струму ВЕУ, а потім перетворення його в перемінний струм з заданими стабілізованими параметрами.

В таблиці 8.3 приведено характеристики вітру і показники ВЕУ, рекомендованих до впровадження.

8.4 Система енергозабезпечення навантажень 220В/50Гц на основі ВЕУ-08

Основні характеристики систем енергозабезпечення навантажень 220В/50Гц на основі ВЕУ-08 (Рис. 8.1):
Номінальна потужність - 800 Вт;
Діаметр вітротурбіни - 3.1 м;
Стартова швидкість вітру - 2.5 м/с;
Стартова швидкість вітру - 8 м/с;
Макс. експлуатаційна швидкість вітру - 50 м/с;
Номінальна частота обертання - 310 об/хв;
Метод зупинки - флюгування;
Регулювання обертів - зміна шагу;
Номінальна напруга генератора - 24 В;
ЕДС генератора - до 60 В;
Висота щогли, що рекомендується - 11..17 м.
У типовий склад системи енергозабезпечення навантажень 220В/50Гц на основі ВЕУ-08 входять наступні компоненти:

- Головка ВЕУ-08 - виробляє "грубу" електроенергію з нестабільними параметрами, залежними від швидкості вітру.
- Фотоелектричний модуль (ФМ) - опціональний компонент, що виробляє додаткову "грубу" енергію, залежну від освітленості. Підвищує надійність енергозабезпечення і сумарне вироблення енергії.
- Акумуляторна батарея (АБ) - накопичувач енергії для узгодження графіків вироблення і споживання енергії. Застосовується кислотна АБ з номінальною напругою 24В і ємкістю, що рекомендується, 190АЧ. Може складатися з двох автомобільних стартерів АБ 12В.
- Джерело безперебійного живлення ІБП-1.5/3С-ВГ/ФМ - пристрій, що погоджує між собою вказані вище компоненти, навантаження і зовнішню мережу 220В. Заряджає АБ від ВЕУ, ФЕМ і зовнішній мережі 220В. Перетворює накопичену в АБ енергію в стабілізовані 220В/50Гц з номінальною потужністю до 1.5кВт з синусоїдальною формою сигналу. Автоматично комутує навантаження на живлення від зовнішньої мережі 220В або від перетворювача. Відображає параметри системи на цифровому індикаторі.

- Щогла - використовується для встановлення головки на висоті 11 або 17м, на якій вітровий потік не затінюється перешкодами і має достатню швидкість [2].

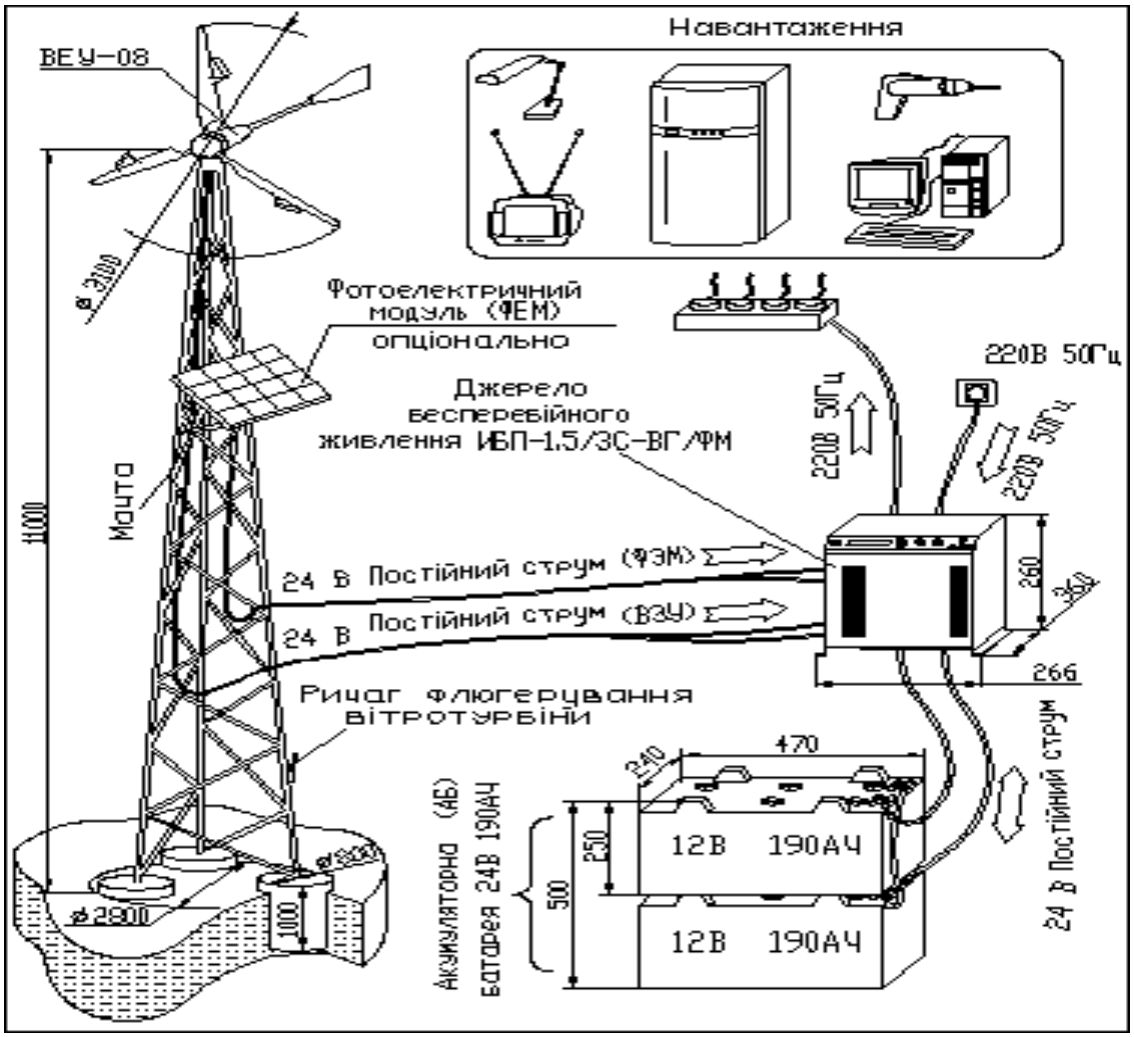


Рис. 8.1 – Система енергозабезпечення навантажень 220В/50Гц на основі ВЕУ-08

8.5 Варіанти виконання вітроустановок

Вітряні установки мають два основних варіанта виконання: автономні та підключені до зовнішньої мережі. Автономні застосовуються тоді, коли будинок або офіс повністю відключені від зовнішньої мережі і ВЕУ генерує всю необхідну електроенергію.

Підключені до зовнішньої електромережі установки живлять потрібних споживачів та одночасно видають надлишки енергії у зовнішню мережу. Таким чином, якщо у звітний період часу, якщо спожити енергії менше, ніж виробила ВЕУ, то енергопостачальна організація теоретично повинна компенсувати цю різницю.[3]

Приведемо декілька популярних схем роботи вітрогенераторних систем із

споживачем. Це всього лише деякі приклади, тому можливі і інші схеми роботи. В кожному випадку складається індивідуальний проект, який здатний вирішити поставлене перед нами завдання.

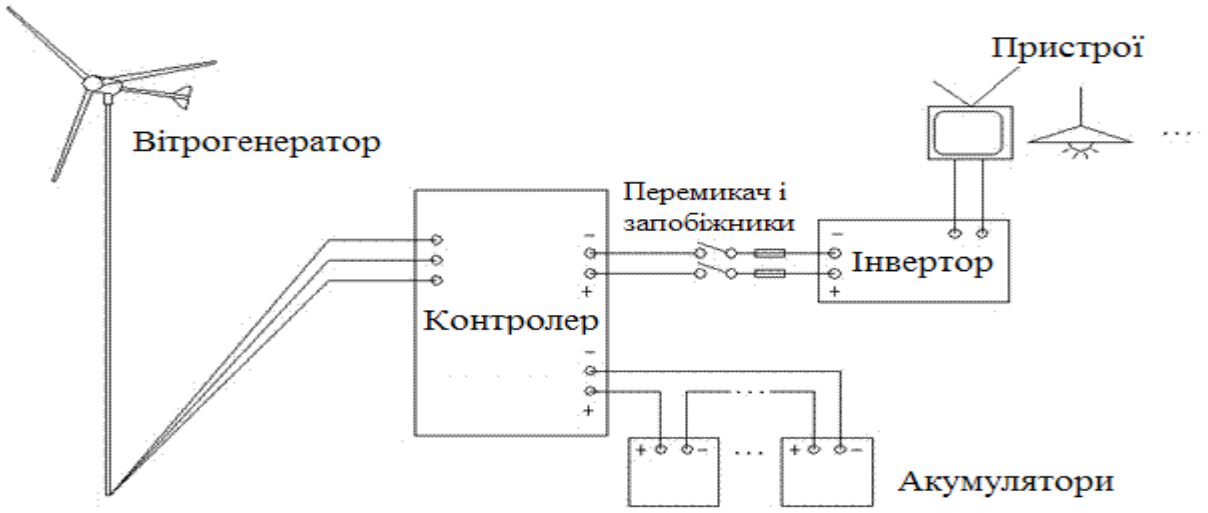


Рис. 8.2– автономне забезпечення об'єкта (з акумуляторними батареями).

Об'єкт живиться тільки від вітроенергетичної установки.

Рис. 8.3 – Вітрогенератор (з акумуляторами) и комутація з мережею

АВР дозволяє перемкнути живлення об'єкта за відсутності вітру і повному розряді акумуляторів на електромережу. Ця ж схема може використовуватися і навпаки – вітрогенератор як резервне джерело живлення. У цьому випадку АВР перемикає на акумуляторні батареї вітрогенератора при відсутності живлення від електромережі.

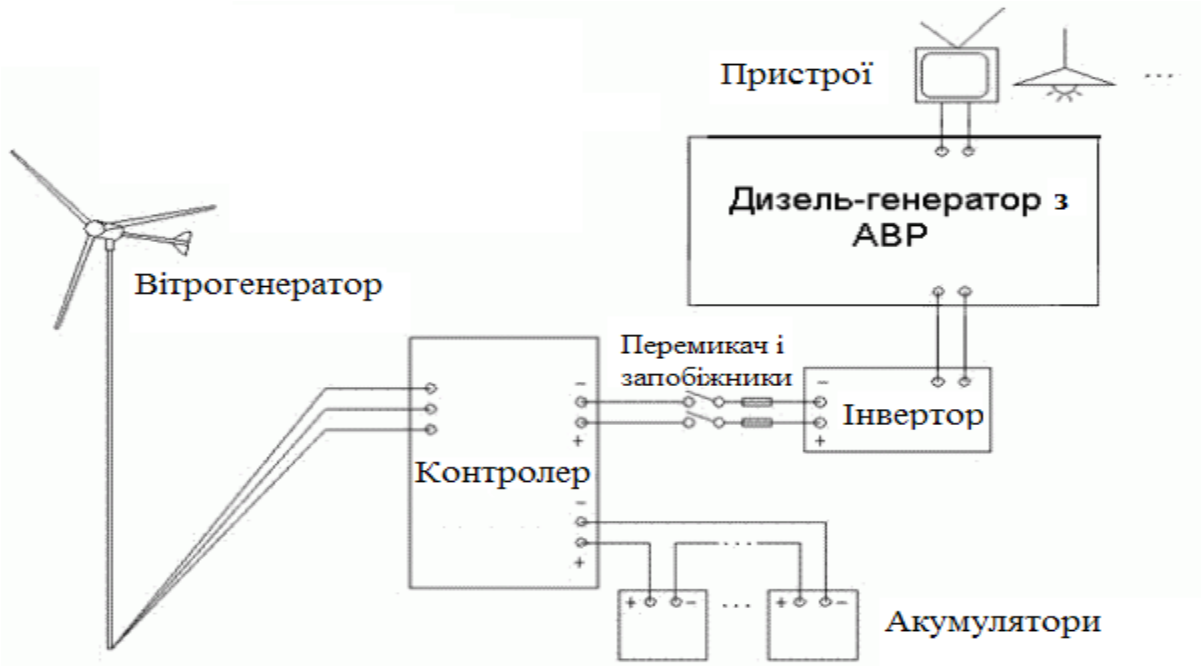


Рис. 8.4 – Вітрогенератор (з акумуляторами) і резервний дизель-(бензо-) генератор

У разі відсутності вітру та при розряді акумуляторної батареї відбувається автоматичний запуск резервного дизель-генератора.

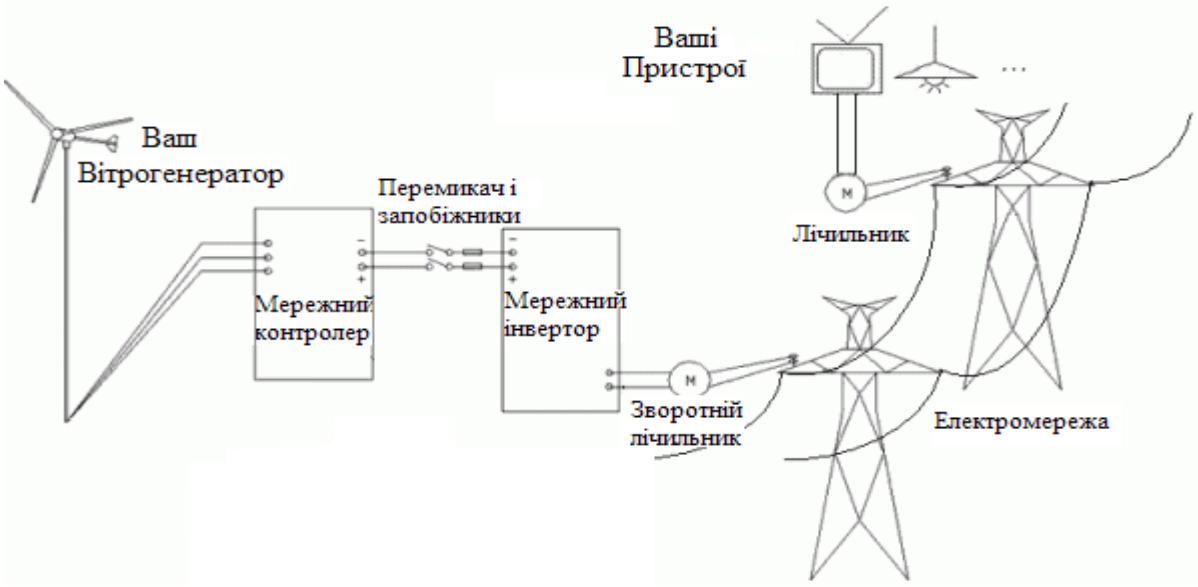


Рис. 8.5 – Вітрогенератор (без акумуляторів) і комутація з мережею

Суспільна електромережа використовується замість акумуляторної батареї – в неї вирушає вся вироблена електроенергія і з неї споживається. Ви платите лише за різницю між виробленою і спожитою електроенергією. Така схема роботи поки-що не дозволена в Україні і в багатьох інших країнах.

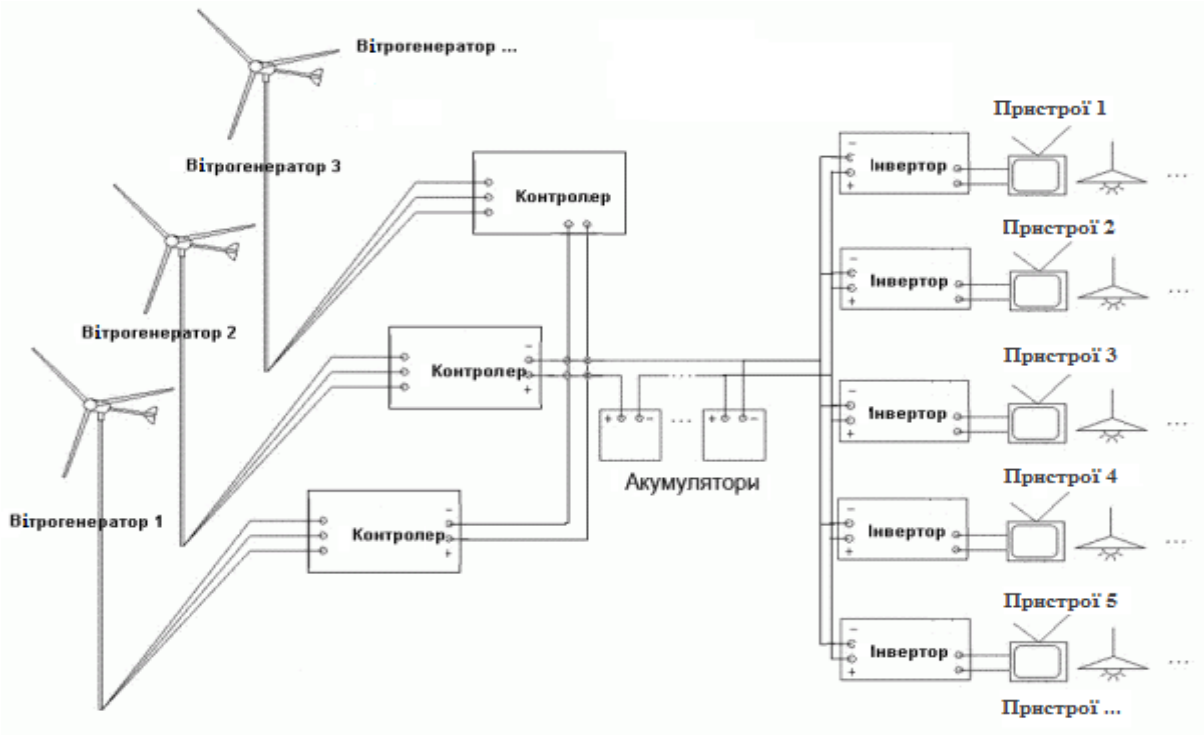


Рис. 8.6 – Збільшення продуктивності системи

Можливо встановити два і більше генератора, інвертора і комплекту акумуляторів для збільшення потужності системи.[3]

Контрольні запитання

1. Дати загальну характеристику вітроенергетики як галузь коммунального господарства?
2. За яких умов впровадження вітроустановок стає доцільним, а за яких умов збитковим?
3. Проаналізувати варіанти виконання вітроустановок. Розглянути переваги та недоліки кожного випадку.
4. Проаналізувати схеми роботи вітрогенераторних систем із споживачем.

Список джерел

1. Маляренко В. А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник // Харків: ХНАМГ, 2007. – 288с.з іл.
2. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев. - Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн.3: Альтернативна енергетика.-621 с.

Лекція 9. Технологія виробництва електричної енергії на геотермальних електростанціях

9.1 Геотермальні ТЕС на родовищах пароводяної суміші з протитисковими турбінами.

Рис. 9.1– Загальний вигляд геотермальної станції

На родовищах пароводяної суміші у вулканічних районах (у Росії це Камчатка і Курильські острови) найпростішим способом отримання електроенергії є використання протитискових парових турбін.

Пароводяна суміш надходить із геотермального резервуара по підйомній свердловині 1 (рис. 9.2) і направляється в сепаратор 2, де відбувається поділ на рідку (вода з розчиненими солями і газами) і газову (водяна пара і пластові неконденсуючі гази) фази. Потім парогазова суміш поступає на протитискову парову турбіну з генератором 3, відпрацьований пар з неконденсуючими газами скидається в атмосферу, а отсепарована вода після можливого використання для теплопостачання повертається в геотермальний резервуар по нагнітальній (реінжекційній) свердловині 4. При низькому солевмісті можливе скидання відпрацьованої води у відкриті водойми.

Енергоблоки з протитисковими турбінами зазвичай застосовуються при дуже високому вмісті в газовій фазі неконденсуючих газів (12 ... 15% за масою), коли їх видалення з конденсатора стає енергетично та економічно невигідним. Якщо за геологічних причин час експлуатації геотермального родовища недостатньо для окупності конденсаційних енергоблоків, то розробка родовища аж до виснаження може проводитися протитисковими енергоблоками. Крім того, енергоблоки з протитисковими турбінами іноді використовують при

розробці геотермальних родовищ для приводу бурових верстатів замість дизелів, а також в якості пускових комплексів Геотес з наступною можливою заміною на конденсаційні блоки.

Такі турбіни випускаються в Японії, США, Італії. Їх потужність зазвичай не перевищує 10 МВт.

У Росії енергоблоки з протитисковими турбінами встановлені і експлуатуються на о. Кунашир. На Калузькому турбінному заводі розроблені енергоблоки Омега-500, Туман-2 і Туман-2, 5, їх основні характеристики наведені нижче в таблиці 9.1.

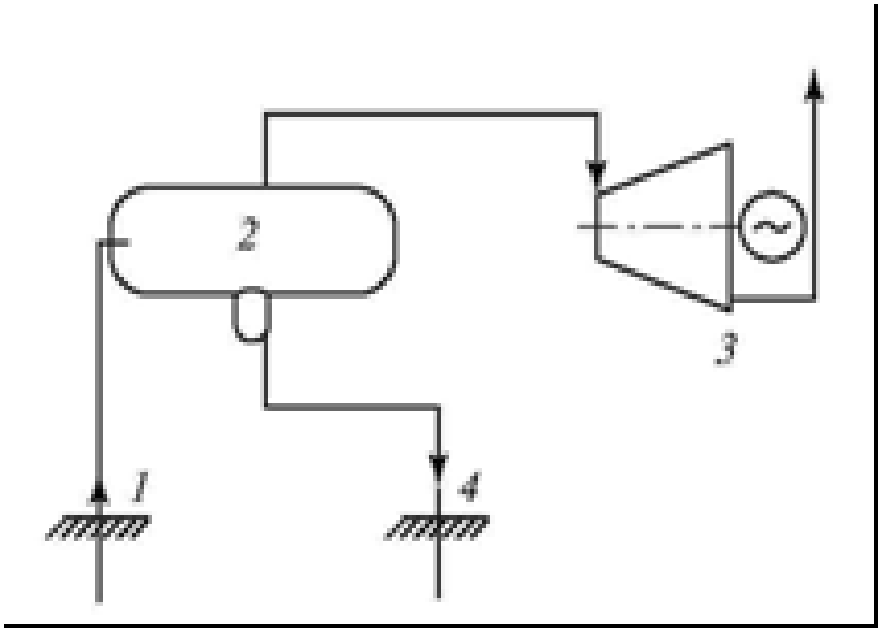


Рис. 9. 2
1 – підйомна свердловина; 2 - сепаратор; 3 - парова турбіна з генератором; 4 - нагнітальна свердловина

Таблиця 9.1 – Основні характеристики геотермальних турбін Калузького турбінного заводу

Показник	ГеоТЕС Малої потужності				ГеоТЕС середньої потужності			
	Омега-500	Туман -2	Туман - 2,5	Туман -4к				
Потужність, МВт	0,5	1,7	2,5	4	6	12	20,0... (25,0)	23
Тиск на вході , МПа	0,7	0,5	0,7	0,8	0,2	0,6	0,7	0,7
Тиск за турбіною, МПа	0,1	0,1	0,1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Витрата пари, т/ч	10	38	44	32	75	90	147	170
Частота, Гц	50	50	60	50	50	50	50	60

Оскільки протитискові турбіни значно простіше конденсаційних за своєю конструкцією, їх ціна помітно нижча. Якщо для конденсаційних енергоблоків типові питомі капіталовкладення 1000 ... 1200 дол за встановлений кіловат (без урахування витрат на розвідку родовища, буріння свердловин і облаштування родовища), то для протитискових блоків капіталовкладення знижуються до 600 ... 700 дол за встановлений кіловат. Однак різниця в собівартості електроенергії значно менше, так як питома витрата пари на одиницю потужності у протитискових турбін приблизно вдвічі вище, ніж у конденсаційних.

9.2 Геотермальні ТЕС на родовищах пароводяної суміші з конденсаційними турбінами

На більшості діючих ГеоТЕС застосовують теплову схему з конденсаційними турбінами. Вона більш ефективна в порівнянні з тепловою схемою з протитисковими турбінами.

Геотермальна пароводяна суміш або вологий пар з неконденсуючими газами (НКГ) з підйомної свердловини 1 (рис. 9.3) подається в сепаратор 2, звідки пара надходить на вхід конденсаційної турбіни 3, а мінералізована вода спрямовується на реінжекційну свердловину 8 для повернення в пласт. Відпрацьована пара подається в змішуючий конденсатор 4. Оскільки в більшості випадків на геотермальних родовищах немає джерел охолоджуючої води (річки чи ставка-охолоджувача), та застосовується зворотний системі відводу скидного тепла, що включає циркуляційний насос 6, баштову градирню 5 і конденсатний насос 7. Неконденсуючі гази, зазвичай містять велику кількість сірководню, видаляються з конденсатора ежекторами і подаються на верхній зріз градирні для розсіювання в атмосфері разом з паровим факелом. Обладнання для таких ГеоТЕС випускається в ряді країн: Італії, США.

Максимальна потужність конденсаційного енергоблоку становить 100 МВт (ГеоТЕС Гейзери, США), але зазвичай потужності енергоблоків знаходяться в інтервалі 12 ... 50 МВт.

У ВАТ «Наука» на основі розробок ВАТ «ЕНІН ім. Г. М. Кржижановського» по горизонтальним гравітаційним сепараторам запропоновані і виготовляються на російських заводах високоефективні геотермальні сепаратори (таблиця 9.1). Ці сепаратори встановлені в модульних енергоблоках Верхньо-Мутновского ГеоТЕС і на першій черзі Мутновского ГеоТес. Сепаратори забезпечують рекордну якість пари (вологість на виході не вище 0,05%), що значно знижує ерозію турбінних лопатей. Можлива сумарна потужність таких ГеоТЕС в Росії визначається, в основному, потребою в електроенергії вулканічних районів Камчатки і деяких Курильських островів (всього близько 1 млн кВт).

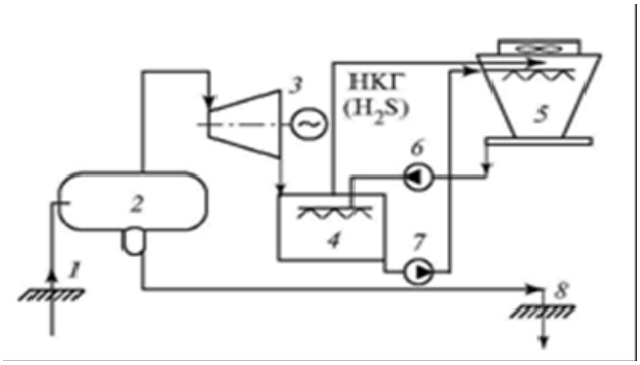


Рис. 9. 3 – Схема ГеоТЕС з конденсаційною турбіною: 1 - підйомна свердловина; 2 - сепаратор, 3 - конденсаційна турбіна; 4 - конденсатор; 5 - градирня; 6 - циркуляційний насос; 7 - конденсатний насос, 8 - нагнітальна свердловина

Питомі капвкладення в будівництво власних електростанцій такого типу становлять 1000 ... 1200 дол / кВт, а сумарні питомі інвестиції з включенням витрат на розвідку родовища, буріння свердловин і облаштування геотермального промислу - 2000 ... 2500 дол / кВт. Собівартість електроенергії після періоду окупності приблизно вдвічі, ніж на розташованих у цих районах ТЕС на органічному паливі.

Геотермальні ТЕС на родовищах пароводяної суміші або геотермальних розсолів з конденсаційними турбінами і одно або багаторазовим розширенням геотермального флюїду.

Якщо на родовищах пароводяної суміші температура отсепарованої води досить висока (вище 100 ° С), то можна шляхом розширення [скиданням тиску в розширнику 9 (рис. 9.4) отримати додатковий пар, який направляється на проміжний вхід турбіни.

Це дозволяє отримати додаткову роботу і тим самим підвищити ККД енергоустановки. Таких каскадів теоретично може бути декілька. На практиці, однак, можливість застосування таких схем обмежується солевідкладень в елементах обладнання в результаті підвищення концентрації солей вище граничної розчинності. На родовищах пароводяної суміші раніше всього утворюються відкладення кремнієвої кислоти, розчинність якої швидко зменшується при зниженні температури. На родовищах геотермальних розсолів, що добуваються з карбонатних колекторів (Північний Кавказ), при розширенні розсолів виділяється розчинений CO_2, якщо призводить до порушення вуглекислотного рівноваги і утворення відкладень кальциту, магнезиту і т.п. Тому застосування схем з розширювачами можливо лише за відсутністю масивних солевідкладень або при використанні регулярного очищення обладнання.

Розширювачі є порівняно дешевими об'ємними апаратами і, тому їх застосування практично не збільшує капіталовкладення, що залишаються на рівні 1000 дол / кВт.

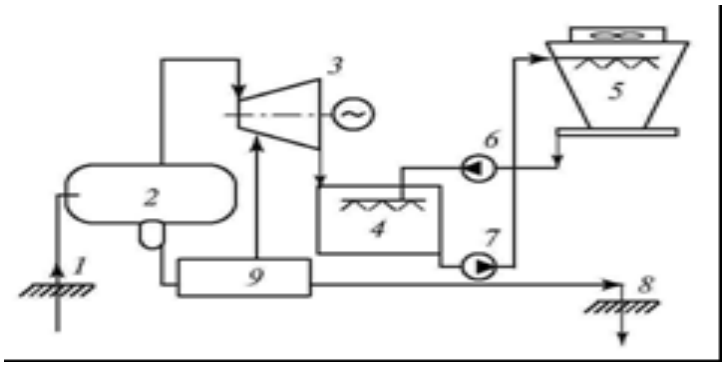


Рис. 9.4 – Схема ГеоТес з конденсаційної турбіною і розширенням геотермального флюїду:
1 - підйомна свердловина; 2 - сепаратор, 3 - конденсаційна турбіна;
4 - конденсатор; 5 - градирня; 6 - циркуляційний насос; 7 - конденсатний насос,
8 - нагнітальна свердловина; 9 - розширювач

9.3 Геотермальні ТЕС з використанням низькокип'ячих чистих або сумішевих робочих тіл

Щоб уникнути солевідкладень, яківиникають при упарюванні геотермальних розсолів у схемах з розширювачами, застосовується схема з використанням низькокип'ячих робочих тіл (рис. 9.5).

Геотермальний розсіл з підйомної свердловини 1 надходить в теплообмінник-парогенератор 2 (який зазвичай виконується у вигляді двох кожухотрубних апаратів - випарника і підігрівача (економайзера)). Після охолодження до граничної температури, яка визначається умовою відсутності солевідкладень, розсіл повертається назад в пласт за нагнітальною свердловиною 3. У зв'язку з високою вартістю свердловин для збільшення витрати геотермального розсолу іноді застосовуються заглибні насоси, що розміщуються на глибині до 200 м в підйомній свердловині, а для зворотного закачування практично завжди використовується нагнітальний насос перед реінжекційною свердловиною. Витрата електроенергії на привід цих насосів іноді досягає 20% від виробітку електроенергії.

В якості робочих тіл таких ГеоТЕС використовують холодоагенти (вуглеводні: пропан, бутан, фреони, останнім часом розглядається можливість застосування водоаміачної суміші). Рідке робоче тіло підігрівається і випаровується в парогенераторі 2 і подається на вхід турбіни 4. Розширення пара низькокип'ячих робочих тіл в турбіні відбувається (на відміну від водяної пари) в області сухої пари, що пов'язано з аномальним видом правої гілки їх кривих насичення в T, s-діаграмі-ентропія зменшується при зниженні температури, тому з турбіни виходить суха пара. Якщо його температура значно вище температури конденсації, яка визначається зазвичай температурою повітря, доцільно повернути надлишкове тепло в цикл, для чого використовується непоказаний на схемі рекуперативний теплообмінник, установлюваний перед конденсатором 5, який зазвичай є

повітроохолоджувальним через дефіцит охолоджуючої води. Сконденсоване робоче тіло циркуляційним насосом 6 подається на вхід парогенератора (за наявністю рекуператора - через нього).

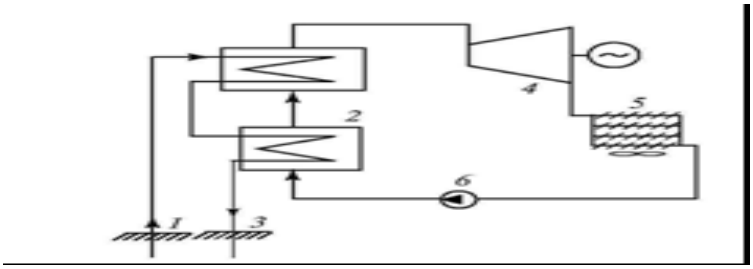


Рис. 9. 5 – Схема ГеоТес з використанням низькокиплячих робочих тіл:
1 - підйомна свердловина; 2 - теплообмінник-парогенератор, 3 - нагнітальна свердловина, 4 - турбіна; 5 - конденсатор; 6 - циркуляційний насос

Перша в світі геотермальна енергоустановка за такою схемою з фреоном-22 в якості робочого тіла була виготовлена в 1956 р. і випробувана на Пирятинському родовищі термальних вод на Камчатці. Обладнання для таких ГеоТес з різними робочими тілами виготовлялося рядом фірм у США, Японії, Італії, Австрії. В даний час промисловий випуск енергомодуля потужністю 0,5 ... 3 МВт з низькокиплячими робочими тілами здійснюється фірмою «Ормат» (Ізраїль). Загальна потужність ГеоТЕС, побудованих в багатьох країнах з цими енергомодулями, перевищує 350 МВт. У нашій країні на Кіровському заводі був спроектований енергомодуль потужністю 1,5 МВт на озонобезпечному фреоні-42b. У даний час роботи по створенню спеціальної турбіни ведуться у ВАТ «Наука».

В останні роки особлива увага приділяється використанню водоаміачних сумішей в якості робочого тіла. Цей інтерес обумовлений зміною температури в процесі пароутворення суміші - спочатку при більш низькій температурі википить, в основному, аміак і в міру зменшення його концентрації температура киплячої суміші зростає. В результаті вдається зблизити криві охолодження геотермального розсолу і нагріву і пароутворення водоаміачної суміші в I, t-діаграмі, що призводить до зниження необоротних втрат ексергії при теплообміні і підвищенню ККД цикла ГеоТЕС. Крім того, шляхом зміни концентрації аміаку в суміші можна ефективно використовувати одну і ту ж турбіну на геотермальних родовищах з температурами розсолів 80 ... 200 ° С.

. Геотермальні ТЕС комбінованого циклу з паровою турбіною у верхньому циклі і низькокип’ячим робочим тілом в нижньому циклі (рис. 9 6). Для більш повного використання теплового потенціалу геотермальної пароводяної суміші доцільно використовувати комбіновану теплову схему.

З підйомної свердловини 1 пароводяна суміш подається в сепаратор 2, звідки пара направляється в протитискову парову турбіну 3, після виходу з турбіни пара надходить у конденсатор 4, що є парогенератором низькокипячого робочого тіла. Утворений конденсат використовується на станції. Отсепарирован гарячий геотермальний розсіл подається в пароперегрівач

низкокипящей робочого тіла 5, після чого повертається в пласт за нагнітательною свердловиною 10. Перегріта пара низкокип'ячого РТ подається на вхід бінарної турбіни 6, після розширення в якій йде в рекуператор 7, де охолоджується і йде в повітряний конденсатор 8. Сконденсоване низькокипляче РТ живильним насосом 9 подається на попередній підігрів в рекуператор 7 і потім в парогенератор 4. Така схема дозволяє використовувати тепло від сепарованого розсолу для перегріву низькокип'яче РТ, що призводить до збільшення ККД ГеоТЕС. Особливо ефективним є застосування такої схеми при низьких температурах повітря, тому що завдяки низьким температурам замерзання низко кип'ячих РТ (нижче - 50 ° С) можна здійснювати конденсацію. Для умов Мутновського родовища пароводяної суміші (середньорічна температура повітря - 5 ° С) вироблення електроенергії на комбінованій ГеоТЕС збільшується на 20% порівняно з традиційним конденсаційним циклом. Відповідний патент отриманий спільно з ВАТ «Наука» і ВАТ «ЕНІН ім. Г.М. Кржижановського ».

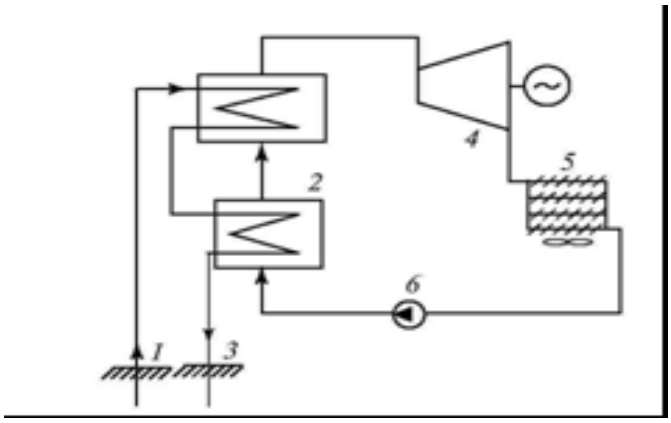


Рис. 9. 6 – Схема ГеоТес комбінованого циклу:
1 - підйомна свердловина; 2 - сепаратор; 3 - парова турбіна, 4 - конденсатор; 5 - пароперегрівач; 6 - бінарна турбіна; 7 - рекуператор; 8 - повітряний конденсатор; 9 - живильний насос; 10 - нагнітальна свердловина

Обладнання ГеоТес комбінованого циклу випускається ізраїльською фірмою «Ормат», воно встановлене на ряді геотермальних станцій на Філіппінах і Індонезії. У Росії за цією схемою планується побудувати 4-й блок Верхньо-Мутновського ГеоТЕС загальною потужністю 6 МВт.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати геотермальні ТЕС на родовищах пароводяної суміші з протитисковими турбінами.
2. За яким принципом працює обладнання ГеоТЕС?
3. Зробити порівняльну характеристику різних схем роботи ГеоТЕС.
4. Які холодоагенти використовують для роботи ГеоТЕС.

Список джерел

1. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, ОМ. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст.нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн.3: Альт. енергетика.-621 с.

Лекція 10. Технології прямого перетворення різних видів енергії в електричну

10.1 Загальні відомості

Сучасні засоби отримання електричної енергії ґрунтуються переважно на марнотратному використанні органічного палива. В майбутньому через зростаючу потребу у великій кількості дешевої енергії і в більш раціональному використанні природної сировини для виробництва продуктів хімічної, фармацевтичної та інших галузей промисловості неминуче на зміну традиційним засобам перетворення енергії прийдуть якісно нові, насамперед такі засоби, що безпосередньо перетворюють тепло й хімічну енергію в електричну. Ці засоби безпосереднього перетворення різних видів енергії на електричну ґрунтуються на фізичних явищах та ефектах, що були відкриті в минулому, їх практичне використання вдосконалюється разом зі зростанням прогресу в науці й техніці, з накопиченням значного експериментального матеріалу та використанням новітніх технологій.

Однак засоби безпосереднього отримання електричної енергії поки що не є конкурентоспроможними порівняно із засобами перетворення енергії, що використовуються на сучасних електричних станціях. Пряме отримання великої кількості електроенергії перетворенням теплоти, хімічної та ядерної енергій належить до нових, перспективних засобів, які, безперечно, в майбутньому стануть головними й значно збільшать доступні енергетичні ресурси планети.

Безпосереднє отримання електричної енергії вже широко використовується в автономних джерелах енергії невеликої потужності, для яких показники економічності роботи не мають вирішального значення, а мають значення надійність роботи, компактність, зручність обслуговування, невелика маса тощо. Такі джерела енергії використовуються в системах збирання інформації у важкодоступних місцях Землі та в міжпланетному просторі, на космічних апаратах, літаках тощо. Сумарна установлена потужність мільярдів автономних джерел енергії, незважаючи на їхні малі розміри, перевищує потужність усіх стаціонарних електростанцій разом узятих.

Робота автономних джерел, що безпосередньо перетворюють різні види енергії в електричну, ґрунтується на хімічних або фізичних ефектах. У хімічних джерелах, наприклад, таких, як гальванічні елементи, акумулятори, електрохімічні генератори, використовується енергія окисно-відновних реакцій хімічних реагентів. Такі фізичні джерела електроенергії, як термоелектронні генератори, фотоелектричні батареї, термоемісійні генератори, працюють, відповідно на основі різних фізичних ефектів.

10.2 Технологія виробництва електричної енергії на основі фотоелектричного ефекту

Сонце є основним джерелом енергії, що забезпечує існування життя на Землі. Унаслідок реакцій ядерного синтезу в його активному ядрі досягаються температури до 10^7 К. При цьому поверхня Сонця має температуру близько 6000 К. Електромагнітним випромінюванням сонячна енергія передається в космічному просторі і досягає поверхні Землі, з потужністю близько $1{,}2\text{-}10^{11}$ Вт. Одержання такої енергії протягом однієї години досить, щоб задовольнити енергетичні потреби всього населення Земної кулі протягом року. Максимальна щільність потоку сонячного випромінювання, що приходить на Землю, складає приблизно 1кВт/м^2. В залежності від місця, часу доби і погоди потоки сонячної енергії міняються від 3 до 30 МДж/м^2 у день (для різних населених районів).

Для створення комфортних умов життя одній людині, в середньому, потрібно приблизно 2 кВт х час на добу, або приблизно 170 МДж енергії. Якщо прийняти ефективність перетворення сонячної енергії в зручну для споживання форму - 10% та потік сонячної енергії - 17 Мдж/м^2 у день, то необхідну для однієї людини енергію можна одержати з 100 м^2 площі земної поверхні. При середній щільності населення в містах - 500 чоловік на 1км^2, на одну людину приходиться близько 2000 м^2 земної поверхні. Тобто, досить всього 5% цієї площі, щоб за рахунок сонячної енергії, що знімається з її, задовольнити енергетичні потреби людини.

Для характеристики сонячного випромінювання і взаємодії його з речовиною використовуються наступні основні величини.

Потік випромінювання– енергія, що випромінюється електромагнітними хвилями за одну секунду через одиницю довільної поверхні [Дж/с=Вт].

Щільність потоку випромінювання (енергетична освітленість) - відношення потоку випромінювання до площі поверхні, що опромінюється. Щільність потоку випромінювання від Сонця, що падає на перпендикулярну йому площадку поза земною атмосферою, ще називається **сонячною константою** δ.

Коефіцієнт поглинання – відношення потоку випромінювання, що поглинається поверхнею тіла, до потоку випромінювання, який падає на цю поверхню в тому же спектральному інтервалі. Залежить від частоти (довжини хвилі) випромінювання , природи і температури тіла. Тіло, для якого коефіцієнт поглинання дорівнює одиниці, поглинає все падаюче на нього випромінювання і називається абсолютно чорним тілом.

Відбивна здатність тіла - відношення потоку випромінювання, відбитого поверхнею тіла, до потоку, падаючого на його поверхню. Для поверхонь, що розсіюють падаюче сонячне випромінювання, цю величину називають *альбедо.*

10.3 Сонячні системи для одержання електроенергії (сонячні електростанції)

Концентрація сонячної енергії дозволяє одержувати температури до 700^0С, що досить для роботи звичайного теплового двигуна з прийнятним коефіцієнтом корисної дії. Наприклад, параболічний концентратор з діаметром дзеркала 30 м дозволяє сконцентрувати потужність випромінювання порядку 700 кВт, що дає можливість одержати до 200 кВт електроенергії. Колектор передає сонячну енергію теплоносію (останній у цьому випадку може являти собою водяну пару високої температури), яка направляється в парову турбіну для вироблення електроенергії.

Для створення сонячних електростанцій великої потужності (порядку 10 МВТ) можливі два варіанти: розосереджені колектори і системи з центральною сонячною вежею. Сонячна електростанція з розосередженими колекторами складається з безлічі невеликих концентруючих колекторів, кожний з яких незалежно стежить за Сонцем, передає енергію рідині (теплоносію), яка збирається від усіх колекторів в центральної енергостанції і надходить на турбіну електрогенератора. Сонячна електростанція з центральною вежею складається з плоских дзеркал, які розташовані на великій площі, стежать за Сонцем і відбивають сонячні промені на центральний приймач, розміщений на вершині вежі.

10.4 Пряме перетворення сонячної енергії в електричну (фотоелектричні перетворювачі)

Найбільш оптимальним є пряме перетворення сонячної енергії в електричну, що стає можливим при використанні *фотоефекту.*

Фотоефект – електричне явище, яке відбувається при освітленні речовини, а саме: вихід електронів з металів (фотоелектрична емісія чи зовнішній фотоефект); переміщення зарядів через границю розділу напівпровідників з різними типами провідності (+p, -n) (вентильний фотоефект); зміна електричної провідності (фотопровідність).

При освітленні границі розділу напівпровідників з різними типами провідності (p-n) між ними встановлюється різниця потенціалів (фото ЕДС). Це явище називається вентильним фотоефектом, на використанні якого засноване створення фотоелектричних перетворювачів енергії (сонячних елементів і батарей).

Сонячні елементи характеризуються коефіцієнтом перетворення сонячної енергії в електричну, який є відношенням падаючого на елемент потоку випромінювання до максимальної потужності електричної енергії, що виробляється. Кремнієві сонячні елементи мають коефіцієнт перетворення 10-15 %, тобто при освітленості 1 кВт/м^2 виробляють електричну потужність 1-1,5 Вт з кожного квадратного дециметра.

Типова структура сонячного елемента з p-n переходом зображена на рис. 12.1 і включає до себе: 1 - шар напівпровідника (товщиною 0,2-1,0 мікрон)

з n-провідністю; 2 - шар напівпровідника (товщиною 250 - 400 мікронів) з p-провідністю; 3 - додатковий потенційний бар'єр (товщиною 0,2 мкм); 4 - металевий контакт з затилляcторони; 5 - сполучний провідник з лицьовою поверхнею попереднього елемента; 6 - противідзеркакльне покриття; 7- лицьовий контакт; 8 - провідник з'єднання з контактом наступного елемента. Сонячні елементи з'єднуються послідовно в сонячні модулі, які, в свою чергу, паралельно – в сонячні батареї (рис. 10.2).

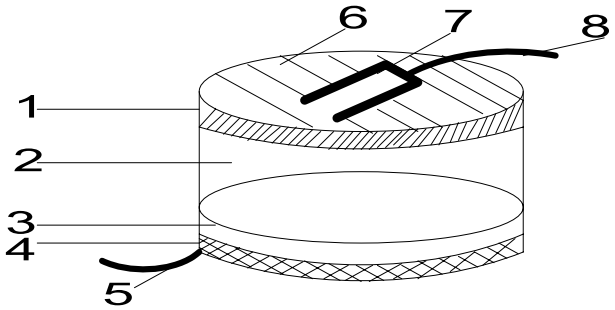


Рис. 10.1 – Сонячний елемент

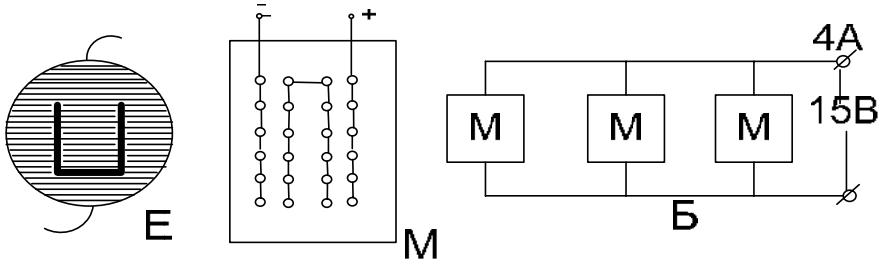


Рис. 10.2– Е – сонячний елемент, М – сонячний модуль, Б – сонячна батарея

Важливим показником, що характеризує можливість широкого використання фотоелектричних перетворювачів сонячної енергії в електричну є вартість 1 Вт максимальної потужності, яка на даний час дорівнює 0,8 доларів США. При повній вартості сонячних елементів 4 долари США за 1Вт, допоміжної апаратури - 2 долари США за 1 Вт, опроміненні місцевості 20 МДЖ/м^2 у день та довговічності сонячних батарей 20 років вартість електроенергії складе приблизно 16 центів США за 1кВтч (4,4 центи за МДж). Така цілком конкурентоздатна вартість електроенергії, що виробляється дизель-генераторами у віддалених районах, де вартість доставки палива й обслуговування різко зростає. Слід очікувати, що в найближчий час сонячні батареї будуть широко використовуватись в освітлювальних системах, системах тепло- і водопостачання, в першу чергу, у сільських місцевостях .

Основними компонентами сонячної енергетичної установки є сонячна батарея з приладами контролю і керування, акумуляторна батарея, інвертор для перетворення постійного струму сонячної батареї в перемінний струм промислових параметрів, що споживається більшістю електричних пристроїв.

Незважаючи на нерівномірність добового потоку сонячного випромінювання і його відсутність у нічний час, акумуляторна батарея за рахунок накопичення електрики, яка виробляється сонячною батареєю, дозволяє забезпечити безупинну роботу сонячної енергетичної установки.

10.5 Магнітогідродинамічні перетворювачі енергії

До одного з центральних фізико-технічних завдань енергетики належить створення магнітогідродинамічних генераторів (МГД-генераторів), що безпосередньо перетворюють теплову енергію на електричну. Можливість практичної реалізації такого роду перетворення енергії в широких промислових масштабах з'являється завдяки успіхам в атомній фізиці, фізиці плазми, металургії та ряді інших галузей.

Пряме перетворення теплової енергії на електричну дозволяє суттєво підвищити рівень ефективності використання паливних ресурсів.

Перший магнітогідродинамічний генератор струму був випробуваний ще в 1832 р. англійським фізиком М. Фарадеєм, який намагався виявити виникнення електрорушійної сили (ЕРС) між двома електродами, що були опущені у воду річки Темза поблизу моста Ватерлоо в Лондоні. Згідно з відкритим Фарадеєм законом електромагнітної індукції, переміщення провідника (в даному випадку солонуватої води з річки) в магнітному полі Землі мало супроводжуватися виникненням ЕРС та електричного струму в провідниках, що з'єднували електроди. А згідно із законом електромагнітної індукції сила струму в провідниках пропорційна індукції магнітного поля Землі і швидкості течії води в річці. Вимірювальна техніка, яку мав Фарадей, не дозволила йому виявити ефект, на який він очікував, але в цьому експерименті було застосовано всі принципові елементи сучасного МГД-генератора струму: провідну речовину, що рухається каналом, поперечне магнітне поле і струмознімальні електроди.

Ефект електромагнітної індукції використовується й у звичайних джерелах струму - електромашинних генераторах, де поперек магнітного поля рухаються жорсткі провідники, які розміщені на обертовому роторі. На відміну від них, в МГД-генераторі жорсткі провідники замінено провідною рідиною або газом. Які переваги при цьому виникають? Ротор електромашинного генератора обертає парова турбіна або інший тепловий двигун, у якому теплова енергія перетворюється в механічну. МГД-генератор дозволяє безпосередньо перетворювати теплову енергію на електричну без проміжних складних пристроїв типу парової турбіни або двигуна внутрішнього згорання.

Галузь науки, яка вивчає взаємодію між магнітним полем і струмопровідною рідиною або газом, називається магнітогідродинамікою.

Принципову схему дії сучасного МГД-генератора наведено на рисунку 10.3. У цій схемі між металевими пластинами, розташованими в сильному магнітному полі, пропускається струмінь іонізованого газу, який має кінетичну енергію руху частинок. При цьому відповідно до закону електромагнітної індукції з'являється ЕРС, що створює протікання струму між електродами всередині каналу генератора і в зовнішньому колі. Потік іонізованого газу -

плазма - гальмується під дією електродинамічних сил, що виникають при взаємодії струму, який тече в плазмі, та магнітного потоку.

Донедавна було відомо три стани речовини: твердий, рідкий і газоподібний. Газ вважався електрично нейтральним, бо атоми і складені з них молекули є нейтральними. Заряд електронів в атомах повністю врівноважується зарядом ядра.

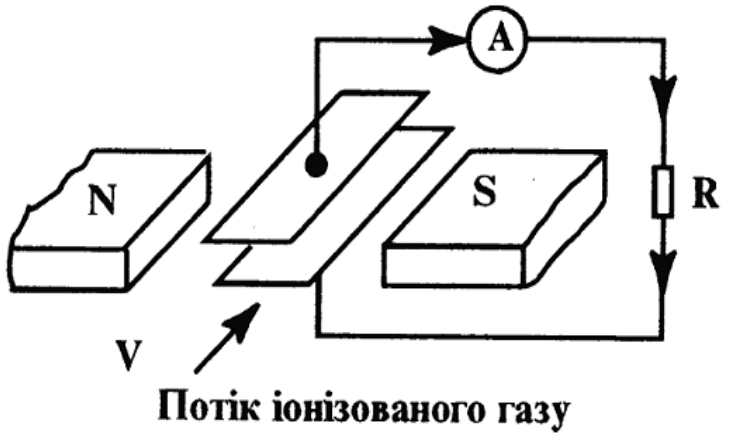


Рис. 10.3 – Принципова схема дії МГД-генератора

При нагріванні газу в результаті інтенсивних співударів атомів відбувається вибивання зовнішніх електронів. Якщо відділити всі електрони від ядер, то речовина перебуватиме в четвертому стані, що називається плазмою. Хоча плазма має високу електропровідність, її значно збільшують додаванням деяких лугових металів, які легко іонізуються (калій, натрій тощо).

Якщо який-небудь газ нагріти до високої температури (приблизно 3000° С), збільшивши тим самим його внутрішню енергію і перетворивши його на електропровідну плазму, то при наступному розширенні плазми в робочих каналах МГД-генератора відбудеться пряме перетворення теплової енергії на електричну.

Принципову конструктивну схему МГД-генератора наведено на рисунку 10.4.

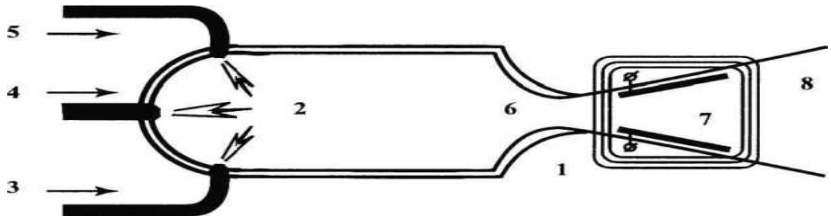


Рис. 10.4 – Принципова конструктивна схема МГД-генератора:
1 - обкладка електромагніту; 2 - камера згорання; 3 - присадка; 4 - повітря;
5 - паливо; 6 - сопло; 7 - електроди; 8 - продукти згорання

В камеру згорання для отримання високих температур подається паливо, повітря і присадки для збільшення іонізації плазми. Після проходження сопла

(звуженої частини конструкції) відбувається розширення плазми, збільшення швидкості її руху й утворення ЕРС між електродами. Продукти згорання являють собою потік теплової енергії, їх можна буде використати для паросилового пристрою.

Принципову схему МГД-генератора з паросиловим пристроєм наведено на рисунку 10.5. В камері згорання спалюється органічне паливо, а продукти в плазмовому стані, що утворюються при цьому разом із доданими присадками спрямовуються в канал МГД-генератора, що розширюється. Сильне магнітне поле утворюється потужними електромагнітами. Температура газу **в** каналі генератора має бути не нижче 2000°С, а в камері згорання - 2500-2800°С. Необхідність обмеження мінімальної температури газів, що виходять з МГД-генератора, зумовлена настільки значним зменшенням електропровідності газів при температурах нижче 2000° С, що в них практично зникає магнітогідродинамічна взаємодія з магнітним полем.

Теплота відпрацьованих у МГД-генераторах газів спочатку використовується для підігріву повітря, що подається в камеру згорання палива, а отже, – для підвищення рівня ефективності процесу його спалення. Потім у паросиловому пристрої теплота витрачається на утворення пари і доведення його параметрів до необхідної величини.

Гази, що виходять із каналу МГД-генератора, мають температуру приблизно 2000° С, а сучасні теплообмінники, на жаль, можуть працювати при температурах, що не перевищують 800° С. Через це при охолодженні газів частина тепла втрачається.

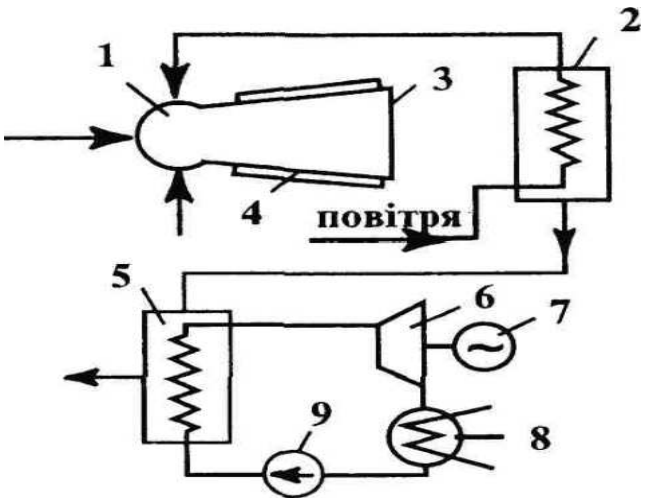


Рис. 10.5 – Принципова схема МГД-генератора з паросиловим пристроєм:
1 - камера згорання; 2 - теплообмінник; 3 – МГД - генератор; 4 - обмотка електромагніту; 5 - парогенератор; 6 - турбіна; 7 - електрогенератор; 8 - конденсатор; 9 – насос

На рисунку 10.6 схематично показано основні елементи МГД-електростанції з паросиловим пристроєм та їхні взаємозв'язки.

Труднощі у створенні МГД-генераторів полягають у виготовленні матеріалів необхідної міцності. Незважаючи на статичні умови роботи, до матеріалів ставлять високі вимоги, бо вони повинні тривалий час працювати

в агресивних середовищах при високих температурах (2500-2800°С). Для потреб ракетної техніки створено матеріали, що здатні працювати за таких умов, однак протягом кількох хвилин. Тривалість роботи промислових енергетичних пристроїв вимірюється місяцями і більше.

Жаростійкість залежить не тільки від матеріалів, але й від середовища. Наприклад, вольфрамова нитка в лампі розжарювання при температурі 2500 - 2700°С може працювати у вакуумі або середовищі нейтрального газу декілька тисяч годин, а в повітрі плавиться за декілька секунд.

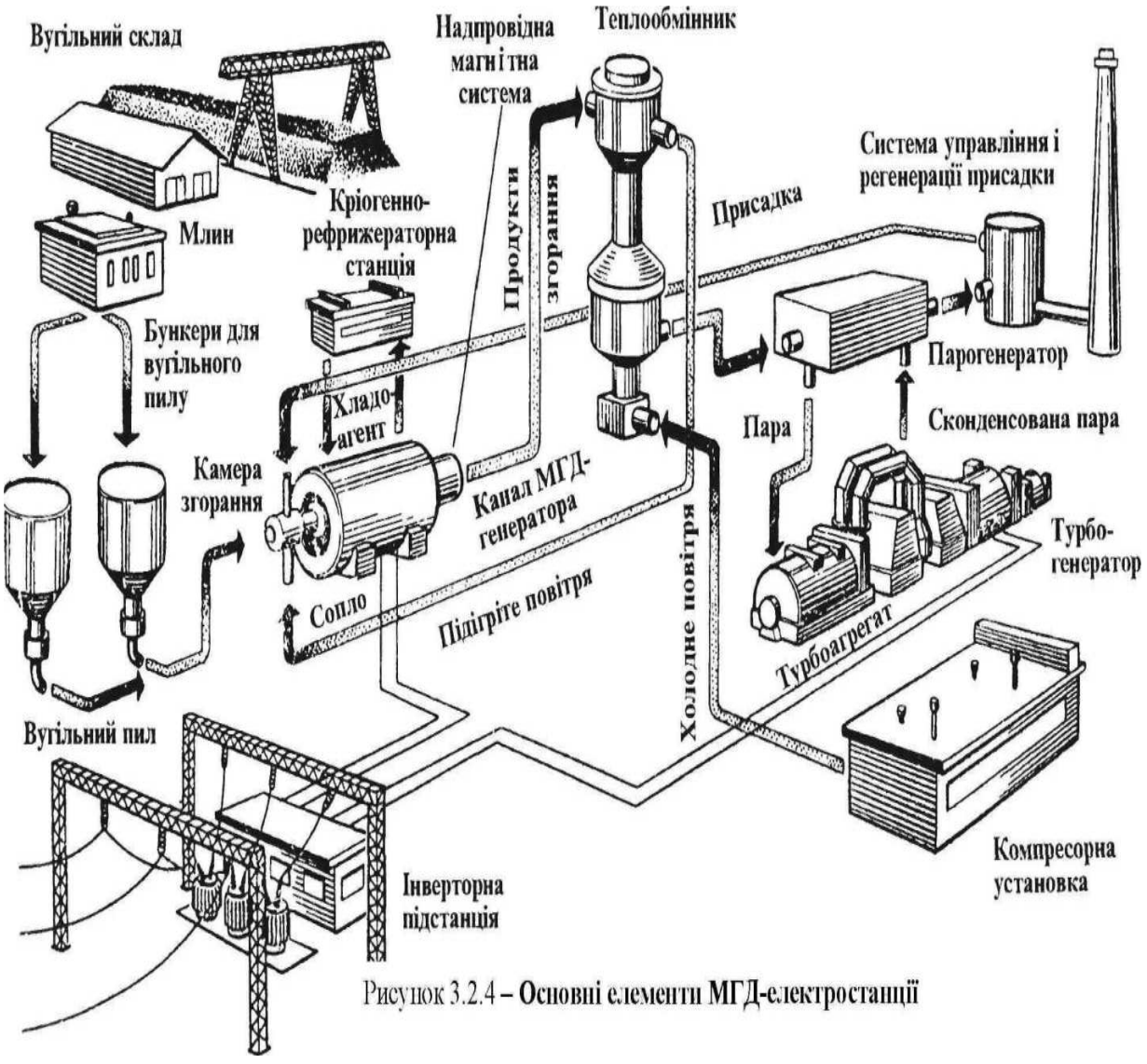


Рисунок 3.2.4 – **Основні елементи МГД-електростанції**

Рис. 10.6 – Схематичне зображення основних елементів МГД-електростанції з паросиловим пристроєм та їхні взаємозв'язки

Зниження температури плазми з додаванням до неї присадок спричиняє підвищену корозію конструкційних матеріалів. Нині створено матеріали, які можуть працювати тривалий час при температурі 2200 -2500° С (графіт, оксид магнію тощо), проте вони не здатні протистояти механічним напруженням.

Незважаючи на досягнуті успіхи, завдання створення матеріалів для МГД-генераторів поки що не вирішено. Тривають також пошуки газу з найліпшими властивостями. Гелій з невеликим додаванням цезію при температурі 2000° С має однакову провідність із продуктами згорання мінерального палива при температурі 2500°С. Розроблено проект МГД-генератора, що працює по замкненому циклу, в якому гелій безперервно циркулює в системі.

Для роботи МГД-генератора необхідне сильне магнітне поле, яке можна отримати пропусканням великих струмів по обмотках. Щоб виключити сильне нагрівання обмоток і втрати енергії в них, опір провідників має бути якнайменшим. Для цього в ролі таких провідників доцільно використовувати надпровідні матеріали.

Перспективними МГД-генератори з ядерними реакторами, які використовуються для нагрівання газів та їх термічної іонізації. Схему такого пристрою наведено на рисунку 10.7.

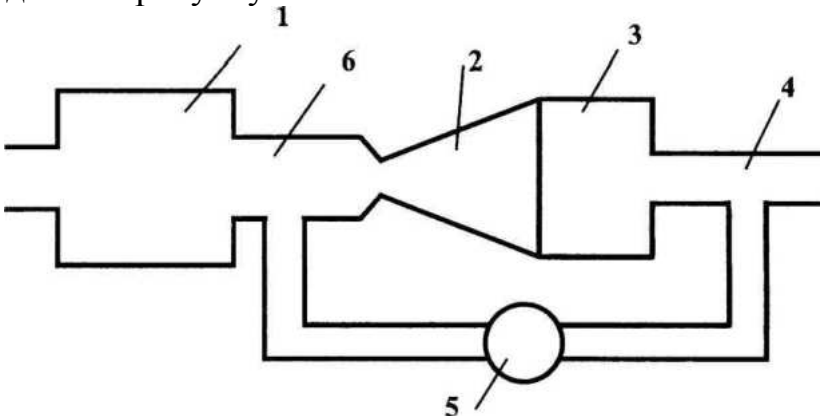


Рис. 10.7 – МГД-генератор із ядерним реактором:
1 - ядерний реактор; 2 - сопло; 3 – МГД - генератор;
4 - місце конденсації лугових металів; 5 - насос;
6 - місце введення лугових металів.

Труднощі створення МГД-генератора з ядерним реактором полягають у тому, що сучасні тепловидільні елементи, які вміщують уран і покриті оксидом магнію, витримують температуру близько 600 °С, а для іонізації газів необхідна температура близько 2000 °С.

Інтерес становить МГД-генератор із пульсуючою плазмою (рис. 10.8), у якому можна отримати електричну енергію змінного струму. Складається генератор із замкненої камери, в якій міститься радіоактивний газ в такій кількості, що при його рівномірному розміщенні не відбувається ланцюгова реакція. При стисканні газу в одному з кінців камери досягається закритичний об'єм і відбувається ланцюгова реакція, в результаті чого утворюється ударна хвиля. Слідом за хвилею переміщується плазма. В протилежному кінці камери знову відбувається ланцюгова реакція, і плазма рухається в протилежному напрямку, що зумовлює зміни у ЕРС [2].

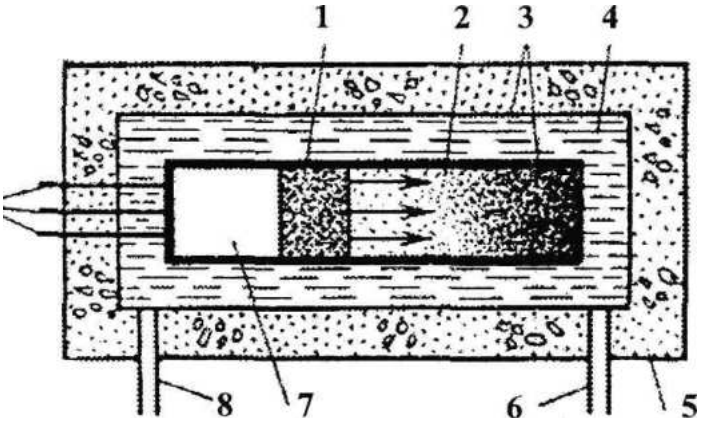


Рис. 10.8 – МГД-генератор з пульсуючою плазмою:
1 - плазма; 2 - камера згорання; 3 - алюмінієві баки; 4 - теплоносій-затримувач; 5 - бетонний захист; 6, 7 - критична область; 8 - подавання та відведення теплоносія-затримувача; 9 - регулювальні стержні

Перші експериментальні конструкції МГД-генераторів мають поки що високу вартість. У майбутньому можна очікувати суттєвого їхнього здешевлення, що дозволить успішно використати МГД-генератори для покриття піків навантаження в енергосистемах, тобто в режимах відносно недовгочасної роботи. В цих режимах ККД не має вирішального значення і МГД-генератори можна використовувати й без паросилового пристрою.

Нині у світі споруджено потужні дослідно-промислові зразки МГД-перетворювачів енергії, на яких ведуться дослідження щодо вдосконалення їх конструкцій і створення ефективних МГД-електростанцій, які зможуть конкурувати із звичайними електростанціями.

10.6 Термоелектричні генератори

З усіх пристроїв, що безпосередньо перетворюють теплову енергію в електричну, термоелектричні генератори (ТЕГ) відносно невеликої потужності використовуються найширше.

Основні переваги ТЕГ:

- відсутність рухомої частини, що робить їх роботу безшумною;
- можна використовувати будь-які джерела теплоти;
- мають великий ресурс роботи;
- мають тривалий термін служби і практично необмежений термін зберігання при повній готовності до роботи в будь-який час;
- не бояться короткого замикання та режиму холостого ходу;
- стійкі в роботі, дають стабільну напругу;
- не потребують спеціального обслуговування.

Завдяки цим властивостям термоелектричні генератори знаходять застосування в галузях, де є потреба в надійніших джерелах електроенергії, яким властивий тривалий термін експлуатації і які не потребують обслуговування: автономні космічні апарати, ракети, підводні човни, морські маяки, автоматичні метеостанції та інші установки невеликої потужності.

До недоліків термоелектричних генераторів відносяться порівняно невисокі енергетичні показники: питома маса - 10-15 кг/кВт, поверхнева густина потужності - ЮкВт/м (на одиницю поперечного перерізу елемента), об'ємна густина потужності - 200-400 кВт/м і порівняно низький коефіцієнт перетворення енергії (2-5 %).

Залежно від призначення ТЕГ можуть перетворювати на електричну енергію теплоту, яка отримується в атомних реакторах, енергію сонячної радіації, енергію органічного палива тощо. Орієнтовно визначають, що за електричними потужностями від 1 до 10 кВт доцільні радіоактивні ізотопи та сонячні концентратори різного виконання, а за більшими рівнями потужності - ядерні реактори.

Теплову енергію, що утворюється в процесі розпаду радіоактивних ізотопів і ділення ядер важких елементів у реакторах, використовують у ТЕГ з кінця 1950-х років.

Принцип роботи термоелемента ґрунтується на ефекті Зеєбека. В 1921 р. Зеєбек повідомив про експеримент, пов'язаний із відхиленням магнітної стрілки поблизу термоелектричних кіл. У цих дослідженнях він не розглядав задачу отримання енергії. Сутність відкритого ефекту полягає в тому, що в замкненому колі, яке складається з різнорідних матеріалів, протікає струм за різними температурами контактів матеріалів.

Ефект Зеєбека можна пояснити тим, що середня енергія вільних електронів є неоднаковою в різних провідниках і по-різному збільшується з підвищенням температури. Якщо вздовж провідника існує перепад температур, то виникає направлений потік електронів від гарячого спаю до холодного, в результаті чого біля холодного спаю утворюється надлишок від'ємних зарядів, біля гарячого - надлишок позитивних. Цей потік буде інтенсивнішим у провідниках з більшою концентрацією електронів.

У простішому термоелементі, замкнене коло якого складається з двох провідників із різними концентраціями електронів, а спаї підтримуються при різних температурах, виникає електричний струм. Якщо коло термоелемента розімкнене, то накопичення електронів на холодному кінці збільшує його від'ємний потенціал, доки не встановиться динамічна рівновага між електронами, що зміщуються до холодного кінця, й електронами, що відходять від холодного кінця під дією різниці потенціалів, яка виникла. Чим менша електропровідність матеріалу, тим менша швидкість зворотного перетікання електронів і, отже, тим вище ЕРС. Тому напівпровідникові елементи ефективніші, ніж метали. В загальному разі величина ЕРС термопари залежить від використаних матеріалів і температур гарячого і холодного спаїв:

$$E = a\text{-}(T_г\text{-}T_х), \qquad (10.1)$$

де а - коефіцієнт термо-ЕРС, який залежить від матеріалів термопари;

$T_г$, $T_х$ — відповідно абсолютна температура гарячого й холодного спаїв.

Термо-ЕРС у напівпровідників більше ніж у 40 разів вища, ніж у металів. Добра

теплоізоляційна здатність напівпровідників дозволяє створювати на їх основі ТЕГ зі значними перепадами температур, а це означає, із більшими величинами термо-ЕРС. Принципову схему напівпровідникового термоелектричного генератора, який має одну гілку *p* - провідності і одну гілку *n* -провідності, наведено на рисунку 10.9.

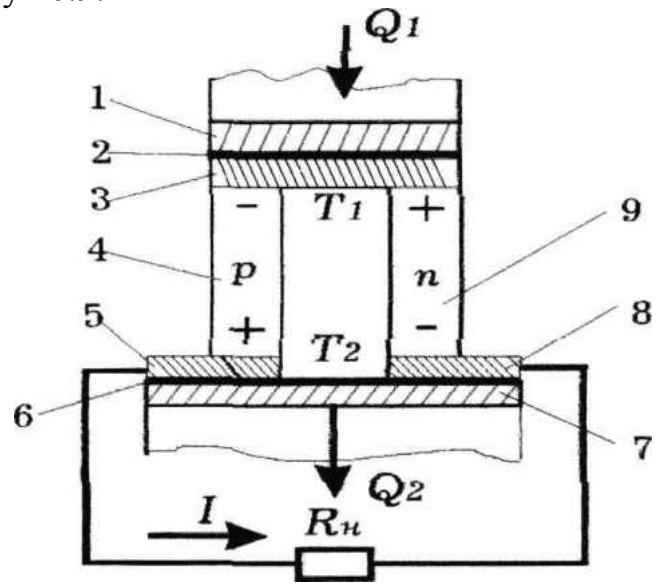


Рис. 10.9 – Принципова схема напівпровідникового термоелектричного генератора

Теплота (Q_1 підводиться до ТЕГ через стінку нагрівача 1 за допомогою теплоносія (наприклад, рідинно-металевого), теплової труби або при безпосередньому контакті з зоною тепловиділення реактора. Через стінку 7 холодильника теплота (2_2 відводиться від ТЕГ (випромінюванням, теплоносієм або тепловою трубою). Спаї напівпровідникових кристалічних термостовпчиків 4 і 9 утворені металічними шинами 3, 5 і 8, які електрично ізольовані від стінок 1 і 7 шарами діелектрика 2, 6. Ефективність ТЕГ забезпечується суттєвою різнорідністю структури гілок 4 і 9. Гілка *p-типу* з дірковою провідністю утворюється введенням у сплав Vi-Ce акцепторних домішок атомарного бору B. Гілка *n-типу* з електронною провідністю утворюється при легуванні Vi-Ce донорними атомами фосфору P. Через підвищену хімічну активність і малу механічну міцність напівпровідникових матеріалів з' єднання їх з шинами 3, 5 і 8 виконується прошарками зі сплаву кремній-бор. Для досягнення стабільної роботи батарея ТЕГ герметизована металевою касетою, заповненою аргоном.

Нині створено напівпровідники, що працюють при температурі більше 500° С. Однак для промислового ТЕГ є потреба в температурі гарячого спаю приблизно до 1100°С. При такому підвищенні температури напівпровідники різних типів виявляють тенденцію до перетворення на власне провідники, у яких кількість носіїв позитивних і від'ємних зарядів однакова. Ці заряди при утворенні градієнта температури переміщуються від гарячого спаю до холодного в рівній кількості і накопичення потенціалу не відбувається, тобто не утворюється термо-ЕРС. Таким чином, подібні напівпровідники не корисні для генерування термоелектричного струму.

На сьогодні широко ведуться дослідження щодо створення напівпровідників, які працюють при високих температурах.

Для роботи ТЕГ можна використовувати теплоту, що її отримують у реакторах у процесі ділення ядер важких елементів. Однак у цьому випадку потрібно вирішити кілька завдань, що стосуються ефекту сильного радіаційного впливу на напівпровідникові матеріали, бо ядерне паливо може знаходитися в безпосередньому контакті з напівпровідниковими матеріалами. Питання про доцільність використання тих чи інших джерел енергії вирішується на користь ТЕГ у тих випадках, коли головне значення має не ККД, а компактність, надійність, портативність, зручність.

На сьогодні можна визначити три напрями використання синтез-газу:

- теплоенергетика - пряме спалювання синтез-газу в опалювальних котлах загальною продуктивністю до 20 Гкал/год;
- електроенергетика - виробництво електроенергії дизельними міні-електростанціями (синтез-газ як паливо для дизель - і турбогенераторів);
- рідке паливо - використання синтез-газу для отримання рідких вуглеводнів паливного класу (дизпаливо, бензин тощо).

Природний радіоактивний розпад ядер супроводжується виділенням кінетичної енергії частинок і квантів. Ця енергія поглинається середовищем, що оточує радіоактивний ізотоп, і перетворюється на теплоту, яку можна використати для отримання електричної енергії термоелектричним способом. Пристрої, що перетворюють енергію природного радіоактивного розпаду на електричну енергію за допомогою термоелементів називаються радіоізотопними термогенераторами. Радіоізотопні термогенератори надійні в роботі, мають великий термін служби, компактні та успішно використовуються як автономні джерела енергії для різних пристроїв космічного й наземного призначення.

Сучасні радіоізотопні генератори мають ККД 3-5 % і термін служби від 3 місяців до 10 років. Техніко-економічні характеристики цих генераторів у майбутньому можуть бути значно поліпшенні. Нині створюються проекти генераторів потужністю до 10 кВт [1].

Радіоізотопні генератори становлять інтерес для різних галузей науки й техніки, зокрема, їх збираються використовувати у вигляді джерела енергії штучного серця людини, а також для стимулювання роботи різних органів у живих організмах. Особливо зручними виявилися радіоізотопні термогенератори при освоєнні космічного простору, де необхідні джерела енергії, що здатні довго та надійно працювати за несприятливих умов впливу іонізуючих випромінювань, у радіаційних поясах, на поверхні інших планет та їх супутників.

10.7 Термофотоелектричні генератори

У термофотоелектричних генераторах відбувається перетворення теплового випромінювання в електричну енергію за допомогою елементів, які чутливі в ближній інфрачервоній частині спектра. Цей принцип відомий уже

більше 40 років, але його практична реалізація можлива лише тепер завдяки розробці високоефективних гетероструктурних фотоперетворювачів на основі матеріалів із малою шириною забороненої зони E = 0,6 - 0,75 еВ і створенню ефективних випромінювачів з робочою температурою 1000-1500°С. Найбільш перспективними для цього є гетероструктури на основі антимоніду галію E = 0,7 еВ, твердих розчинів галій-індій-сурма-миш'як E = 0,5 - 0,6 еВ і галій-індій-миш'як E = 0,75 еВ. Фотоелектричне перетворення на основі цих матеріалів забезпечує ефективність термофотоелектричного перетворення, яка перевищує 20 % при температурах випромінювання 1300 - 1500°С.

Максимальна розрахункова ефективність фотоелектричного перетворення становить близько 40 % для теплового випромінювання, яке поглинається в напівпровіднику при температурі 1300-1500°С. ККД системи в цілому буде нижчий внаслідок втрат інфрачервоного випромінювання, що не поглинається в напівпровіднику, втрат у процесі генерації теплового випромінювання та інших теплових втрат. Втрати можуть бути зведені до мінімуму в результаті перетворення випромінювання за допомогою селективно-випромінювальних емітерів і фільтрів, що відбивають довгохвильове випромінювання у випромінювач.

Подальше удосконалення фотоелектричних перетворювачів (каскадні гетероструктури, перетворювачі з тильним дзеркалом) і випромінювачів (багатошарові емітери, нові типи фільтрів) дозволить збільшити ефективність термофотоелектричного перетворення до 30 %. При цьому ККД системи в цілому може перевищити 20 %.

Як джерела теплоти в термофотоелектричних генераторах можуть бути використані природний газ, пропан, бензин, водень тощо.

Термофотоелектричні генератори мають ряд переваг у порівнянні з іншими видами автономних джерел електричної енергії.

Порівняно з електромеханічними генераторами на основі двигунів внутрішнього згорання позитивним при використанні термофотоелектричних генераторів є:

- більший термін служби внаслідок відсутності швидко зношуваних рухомих частин;
- зменшення забруднення довкілля внаслідок більш повного безперервного процесу спалювання палива;
- безшумність роботи.

Порівняно з сонячними батареями термофотоелектричні генератори мають такі переваги:

- можливість цілодобової роботи (при наявності палива), в той час як наземні сонячні батареї працюють тільки 40 % часу на добу;
- більше питоме енергознімання з поверхні фотоперетворювача в ТФЕГ - більше 2 Вт/см , що еквівалентно 18 кВт-год/см на рік; це в 100-150 разів перевищує середнє питоме енергознімання з поверхні космічних сонячних батарей і в 300-400 разів більше питомого енергознімання наземних сонячних батарей.

У порівнянні з іншими типами електрогенераторів (термоелектричні,

термоемісійні тощо) ТФЕГ мають більш високий ККД, який може становити більше 20 %.

10.8 Термоемісійні генератори

Явище термоелектронної емісії було відкрите Т. Едісоном 1883 р. Працюючи над створенням електричної лампи, Едісон розміщував у колбі дві нитки. Коли перегорала одна з них, він повертав лампу і вмикав іншу. Під час дослідів ламп виявилося, що певна кількість електрики переходить до холодної нитки, тобто електрони "випарюються" з гарячої нитки - катода - і рухаються до холодної нитки - анода - і далі в зовнішнє електричне коло. При цьому частина теплової енергії, що йде на нагрівання катода, переноситься електронами та віддається аноду, а частина енергії електронів виділяється в зовнішньому електричному колі під час протікання електричного струму.

У металі навіть при кімнатній температурі має місце значна кількість вільних електронів, що перебуваються у хаотичному тепловому русі. Швидкості вільних електронів у будь-який фіксований момент часу різні і змінюються внаслідок взаємодії електронів між собою та з іонами кришталевої решітки металу. Всередині металу сили притягання електрона збалансовані позитивно зарядженими ядрами; безпосередньо для поверхні на електрони діють підсумкові сили притягання, для подолання яких і для виходу за межі металу електрон повинен мати достатню кінетичну енергію. При нагріванні металу швидкості електронів і їх кінетична енергія зростають, у результаті чого електрони отримують достатній запас кінетичної енергії, щоб подолати роботу виходу з металу.

При кімнатній температурі лише незначна кількість електронів металу має запас енергії, достатній для виходу з металу, тому в цих умовах емісія електронів практично є непомітною. Збільшити кількість електронів, що покидають метал, можна шляхом надання електронам додаткової енергії або зменшення роботи виходу з металу.

Додаткова енергія надається електронам шляхом нагрівання катода. Якщо нагріти катод (рис. 10.10) до температури Т = 1100 —2500 К, то з поверхні металу катода почнуть вилітати електрони в напрямі анода, в результаті чого анод розігрівається за рахунок теплоти, що переноситься електронами. Якби температури катода й анода $T_л$ були однаковими, то теплота "випарювання" електронів із катода точно дорівнювала б теплоті "конденсації" електронів на аноді і не було б перетворення теплоти на електричну енергію. Чим менша температура анода порівняно з температурою катода, тим більша частина теплової енергії перетворюється в електричну.

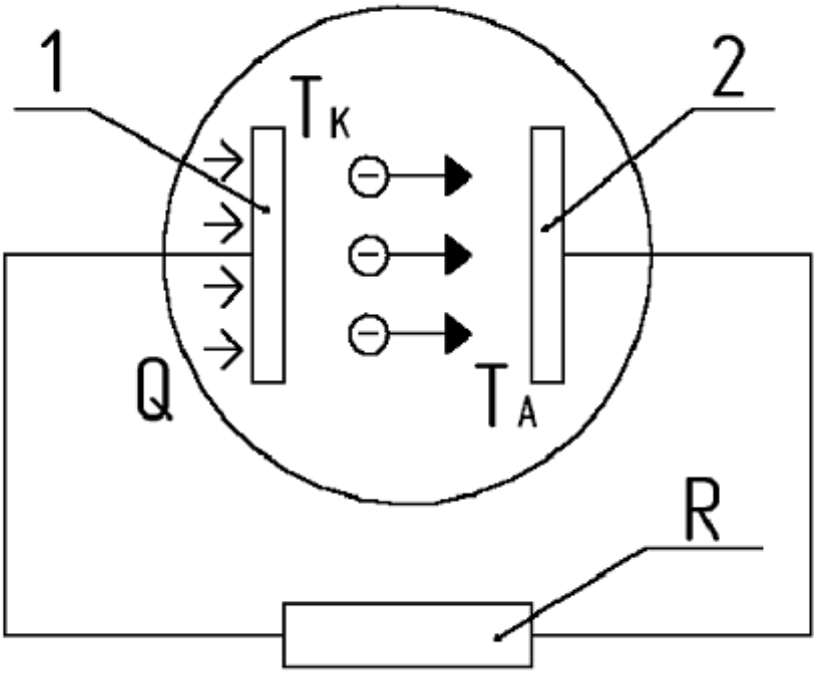


Рис. 10.10 – Схема дії термоемісійного перетворювача енергії:
1 - катод; 2 - анод; (Q – нагрівальний елемент; R – навантаження)

Найбільшу термоемісійну здатність має цезій, барій та ін., найменшу - вольфрам. Однак цезій легко випаровується, а вольфрам добре переносить розігрів до 2700 К. Тому для ламп використовуються активовані катоди, які мають вольфрамову основу, покриту тонким (атомарним) шаром торію, барію або іншого металу з малою роботою виходу. В результаті при торієвому покритті робота виходу зменшується в 1,7 разу, при барієвому - в 3,1 разу.

У звичайній двоелектродній лампі потужність, що витрачається на нагрівання катода, приблизно дорівнює 10 Вт, а вихідна потужність, що знімається з анода, становить 1 мкВт. Таким чином, на нагрівання витрачається потужність у 10 разів більша. ККД перетворювача має мізерно малу величину - 10 %. Якби ККД був навіть у мільйон разів більший, то цей пристрій все одно неможливо було б застосовувати як перетворювач енергії для промислових цілей. Однак завдяки прогресу у розвитку термоемісійних перетворювачів значному вдалося довести ККД сучасних діодних перетворювачів енергії до 20%.

У базовому виконанні практично всі види термоемісійних генераторів складаються з двох плоских (або коаксіальних) електродів, розділених невеликим вакуумним проміжком (0,1-0,001 мм) із вимкненим в мережу опором навантаження.

Розрізняють вакуумні та газонаповнені термоемісійні генератори.
У вакуумних термоемісійних генераторах з малою міжелектродною відстанню (до 0,01 мм) забезпечується такий рівень розрядження (тиск близько 10 -10 мм рт. ст.), при якому рух електронів відбувається практично без штовхання із

залишеними молекулами газу, вакуум у даному разі не є теплопровідним середовищем.

Більш широке розповсюдження отримали газонаповнені термоемісійні генератори, в яких компенсація просторового заряду відбувається введенням позитивних іонів у міжелектродний простір, який генерується поверхневою або об'ємною іонізацією, для чого зазвичай використовується цезій.

При використанні додаткового третього електрода (рис. 10.11) відбувається допоміжний розряд на катод, на який витрачається 10-20 % всієї потужності генератора. До переваг генератора належить відносно низька температура катода, що не перевищує 1500 К; ККД установки - до 10 %.

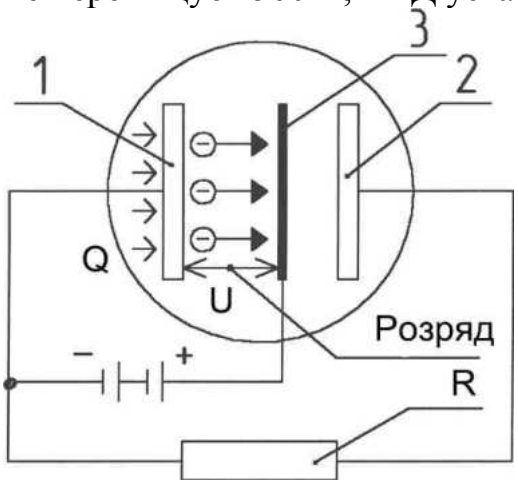


Рис. 10.11 – Газонаповнений триелектродний генератор
з об'ємною іонізацією:
1 - катод; 2 - анод; 3 - допоміжний електрод (екран)
(Q - нагрівальний елемент; U - напруга між катодом та екраном;
R – навантаження)

Наступний тип газонаповненого термоемісійного генератора, що набув значного поширення, ґрунтується на використанні ефекту поверхневої іонізації нейтрального газу на катоді. При ударі таких атомів об поверхню гарячого металу вони віддають свої електрони, перетворюючись у позитивно заряджені іони. При цьому відбувається нейтралізація просторового заряду електронів, що знаходяться над поверхнею катода. Цезій, який заповняє міжелектродний простір і має низький потенціал іонізації (ср = 3,89В), нейтралізує об'ємний просторовий заряд електронів. Кількість іонів цезію та іонізованого газу при тиску 10 мм рт. ст є відносно невеликими. Вже достатньо, що електричне поле в міжелектродному просторі дорівнювало нулю. Чим вищий тиск парів цезію, тим більша емісія електронів із катода на анод. У цілому частково сконденсований на електродах цезій підвищує вихідну напругу елемента.

Ще одним розповсюдженим видом термоемісійних генераторів є генератор з об'ємною дуговою нейтралізацією. Під час роботи в ньому за визначених умов між електродами може виникнути довгочасна низьковольтна холодна дуга. Напругу такого елемента вдається підняти до 6 Вт (всі термоемісійні генератори є низьковольтними). З одиниці площі такого генератора можна отримати до 250 кВт потужності та підняти ККД установки

до 17 % при температурах катода й анода відповідно 2000 К і 1000 К.

В енергетичних термоемісійних генераторах для нагрівання катода можна скористатися теплотою, що її отримують у результаті ядерної реакції. Схему ядерного термоемісійного перетворювача наведено на рисунку 10.12. ККД перших таких перетворювачів був на рівні 15 %, за прогнозами його можна довести до 40 %.

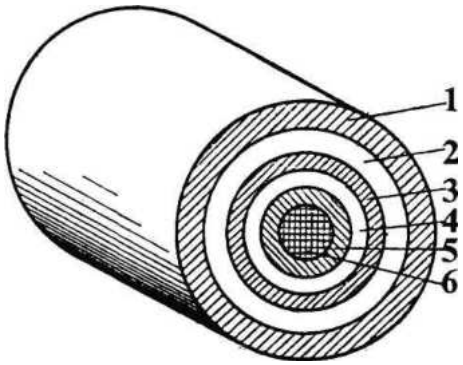


Рис. 10.12 – Ядерний термоемісійний перетворювач:
1 - захист; 2 - охолоджувач; 3 - анод; 4 - вакуум;
5 - катод; 6 - ядерне паливо

Випускання електронів у термоемісійних генераторах спричиняється нагріванням катода. В процесі радіоактивного розпаду електрони випускаються внаслідок природних властивостей елементів. Безпосередньо використовуючи цю властивість, можна здійснити пряме перетворення ядерної енергії в електричну (рис. 10.13).

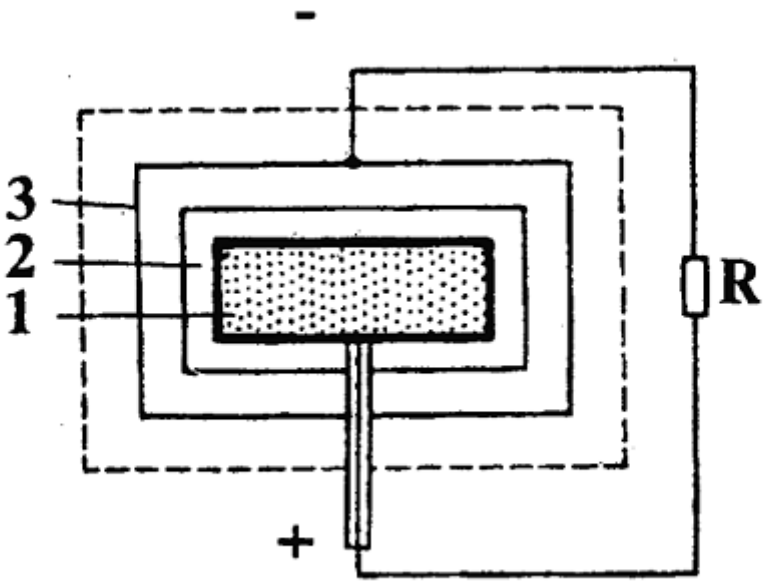


Рис. 10.13 – Схема пристрою прямого перетворення ядерної енергії в електричну:1 - радіоактивний випромінювач; 2 - металева ампула;
3 - металева посудина

Контрольні запитання

1. Чи являються засоби безпосереднього отримання електричної енергії конкурентоспроможними порівняно із засобами перетворення енергії, що використовуються на сучасних електричних станціях?
2. Яке явище лежить в основі перетворення сонячної енергії в електричну?
3. Сформулювати напрями використання синтез-газу.
4. Назвати основні переваги термоелектричних генераторів.

Список джерел

1. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь : Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика.- 621 с.

Лекція 11. Технологія виробництва електричної енергії електрохімічними джерелами

11.1 Історія створення

Перше хімічне джерело струму було винайдено італійським вченим Алессандро Вольта в 1800 році. Це був «елемент Вольта» - посудину з солоною водою з опущеними в нього цинковим і мідними пластинками, сполученими дротом. Потім учений зібрав батарею з цих елементів, яка згодом була названа «вольтовим стовпом» рис. 11.1. Цей винахід згодом використовували інші вчені у своїх дослідженнях. Так, наприклад, в 1802 році російський академік В. В. Петров сконструював вольтів стовп з 2100 елементів для отримання електричної дуги. У 1836 році англійський хімік Джон Даніель удосконалив елемент Вольта, помістивши цинковий і мідний електроди в розчин сірчаної кислоти. Ця конструкція стала називатися «елементом *Даніеля».*

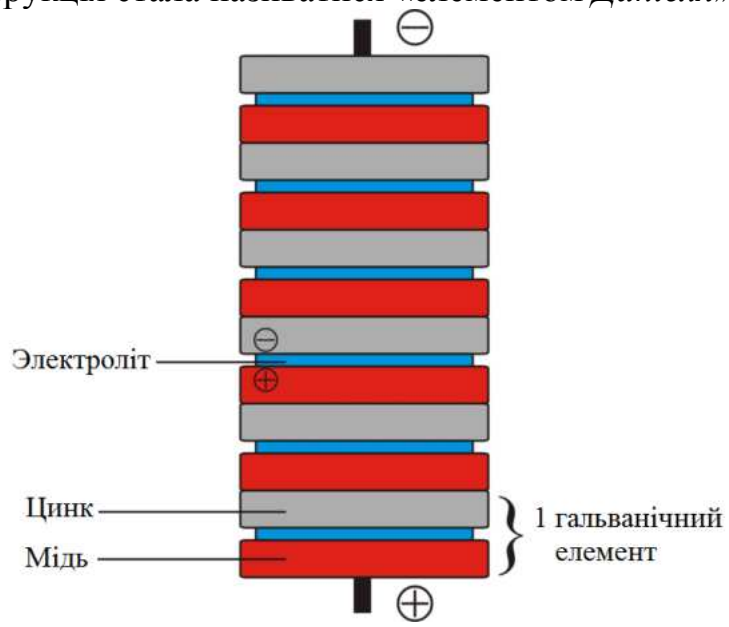


Рис. 11.1 – Вольтів стовп

У 1859 році французький фізик Гастон Планте винайшов свинцево-кислотний акумулятор, помістивши скручену в рулон тонку свинцеву пластину в сірчану кислоту. Цей тип елемента і донині використовується в автомобільних акумуляторах.

У 1865 році французький хімік Ж. Лекланше запропонував свій гальванічний елемент (елемент Лекланше), що складався з цинкового стаканчика, заповненого водним розчином хлористого амонію або іншої хлористої солі, в який був поміщений агломерат з оксиду марганцю (IV) MnO_2 з вугільним токоотводом. Модифікація цієї конструкції використовується до цих пір в сольових батарейках для різних побутових пристроїв.

У 1890 році в Нью-Йорку Конрад Губерт, іммігрант з Росії, створює перший кишеньковий електричний ліхтарик. А вже в 1896 році компанія

National Carbon приступає до масового виробництва перших у світі сухих елементів Лекланше «Columbia». Самий довгоживучий гальванічний елемент - сірчано-цинкова батарея, що виготовлена в Лондоні в 1840 році. Підключений до неї дзвінок працює і донині в Кларендонської лабораторії Оксфорда.

11.2 Принцип дії

Основу хімічних джерел струму складають два електроди (негативно заряджений анод , що містить відновник , і позитивно заряджений катод , що містить окислювач) , які контактують з електролітом. Між електродами встановлюється різниця потенціалів - електрорушійна сила , відповідна вільній енергії окислювальновідновної реакції . Дія хімічних джерел струму грунтується на протікання при замкнутої зовнішньої ланцюга просторово - розділених процесів: на негативному аноді відновник окислюється і утворені вільні електрони переходять із зовнішнього ланцюга до позитивного катода, створюючи розрядний струм , де вони беруть участь у реакції відновлення окислювача . Таким чином , потік негативно заряджених електронів із зовнішнього ланцюга йде від анода до катода , тобто від негативного електрода (негативного полюса хімічного джерела струму) до позитивного . Це відповідає протіканню електричного струму в напрямку від позитивного полюса до негативного , так як напрям струму збігається з напрямком руху позитивних зарядів в провіднику.

У сучасних хімічних джерелах струму використовуються :

• в якості відновника (матеріал анода) - свинець Pb , кадмій Cd , цинк Zn та інші метали ;

• в якості окислювача (матеріал катода) - оксид свинцю (IV) PbO_2 , гідроксооксід нікелю NiOOH , оксид марганцю (IV) MnO_2 та інші;

• в якості електроліту - розчини лугів , кислот [1] або солей.

11.3 Класифікація

По можливості або неможливості повторного використання хімічні джерела струму діляться на :

• гальванічні елементи (первинні ХІТ) , які через незворотності, що протікають у них реакцій, неможливо перезарядити ;

• електричні акумулятори (вторинні ХІТ) - перезаряджаються гальванічному елементук , які за допомогою зовнішнього джерела струму (зарядного пристрою) можна перезарядити ;

• паливні елементи (електрохімічні генератори) - пристрої , подібні гальванічного елемента , але відмінне від нього тим , що речовини для електрохімічної реакції подаються в нього ззовні , а продукти реакцій видаляються з нього , що дозволяє йому функціонувати безперервно .

Слід зауважити , що поділ елементів на гальванічні та акумулятори до

деякої міри умовне , так як деякі гальванічні елементи, наприклад, лужні батарейки , піддаються підзарядці , але ефективність цього процесу вкрай низька.

За типом використованого електроліту хімічні джерела струму діляться на кислотні (наприклад свинцево-кислотний акумулятор, свинцево-плавиковий елемент) , лужні (наприклад ртутно-цинковий елемент , ртутно-кадмієвий елемент , нікель-цинковий акумулятор , нікель-кадмієвий акумулятор) і сольові (наприклад , марганцево-магнієвий елемент , цинк-хлорний акумулятор).

11.4 Деякі види хімічних джерел струму

Гальванічний елемент – це хімічне джерело електричного струму , названий на честь Луїджі Гальвані. Принцип дії гальванічного елемента заснований на взаємодії двох металів через електроліт , що приводить до виникнення в замкнутому ланцюзі електричного струму.

Дивись також Категорія : Гальванічні елементи .

Тип	Катод	Електроліт	Анод	Напруга, В
Марганцево-цинковий елемент	MnO_2	KOH	Zn	1.56
Марганцево-олов’яний елемент	MnO_2	KOH	Sn	1.65
Марганцево-магниєвый елемент	MnO_2	$MgBr_2$	Mg	2.00
Свинцово-цинковий елемент	PbO_2	H_2SO_4	Zn	2.55
Свинцово-кадмієвий елемент	PbO_2	H_2SO_4	Cd	2.42
Свинцово-хлорний елемент	PbO_2	$HClO_4$	Pb	1.92
Ртутно-цинковий елемент	HgO	KOH	Zn	1.36
Ртутно-кадмієвий елемент	HgO_2	KOH	Cd	1.92
Окисно-ртутно-олов’яний елемент	HgO_2	KOH	Sn	1.30
Хром-цинковий елемент	$K_2Cr_2O_7$	H_2SO_4	Zn	1.8—1.9

Інші типи:

- Свинцево-плавиковий елемент.
- Мідно-окисний гальванічний елемент.
- Вісмутісто-магнієвий елемент.
- Ртутно-вісмутісто-індієвий елемент.
- Літій-хромсеребряний елемент.
- Літій-вісмутатний елемент.
- Літій-окісномедний елемент.
- Літій-йодсвинцовий елемент.
- Літій-йодний елемент.
- Літій-тіонілхлоридний елемент.
- Літій-оксидванадієвий елемент.
- Літій-фторомідний елемент.
- Літій-двуокисносірковий елемент.

• Діоксісульфатно-ртутний елемент.
• Сірчано-магнієвий елемент.
• Хлористосвинцово-магнієвий елемент.
• Хлорсеребряно-магнієвий елемент.
• Хлористомідно-магнієвий елемент.
• Йодатно-цинковий елемент.
• Магній-перхлоратний елемент.
• Магній-м-ДНБ елемент.
• Цинк-хлорсрібляний елемент.
• Хлор-срібний елемент.
• Бром-срібний елемент.
• Йод-срібний елемент.
• Магній-ванадієвий елемент.
• Кальцій-хроматних елемент.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати принцип дії хімічних джерел струму?
2. Як за типом використовуваного електроліту поділяються хімічніджереластруму?
3. Що складає основу хімічних джерел струму?
4. Як по можливості або неможливості повторного використання діляться хімічні джерела струму ?

Список джерел

1. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика.- 621 с.

Лекція 12. Технологія виробництва електричної енергії паливними елементами

12.1 Загальні відомості

Паливні елементи відносять до хімічних джерел струму. Вони здійснюють пряме перетворення енергії палива в електричну, обминаючи малоефективні процеси горіння, що відбуваються з великими втратами. Цей електрохімічний пристрій в результаті високоефективного "холодного" горіння палива безпосередньо виробляє електроенергію. Біохіміки встановили, що біологічний воднево-кисневий паливний елемент "вмонтований" у кожну живу клітину.

Джерелом водню в організмі служить їжа – жири, білки і вуглеводи. В шлунку, кишечнику, клітинах вона в кінцевому підсумку розкладається до мономерів, які, у свою чергу, після ряду хімічних перетворень дають водень, який приєднується до молекули-носія. Кисень із повітря потрапляє в кров через легені, з'єднується 3 гемоглобіном і розноситься по всіх тканинах. Процес з'єднання водню з киснем становить основу біоенергетики організму. Тут за сприятливих умов (температура тіла, нормальний тиск, водне середовище) хімічна енергія з високим ККД перетворюється в теплову (підтримання температури тіла), механічну (рух м'язів), електрику (морський електричний скат), світло (комахи, що випромінюють світло). Людина в котрий раз повторила створення природою пристрою отримання енергії, що свідчить про перспективність цього напряму, адже всі процеси в природі є раціональними.

Першість відкриття воднево-кисневого паливного елемента в 1838 р. належить англійському вченому У. Грову, який досліджуючи розклад води на водень і кисень, виявив побічний ефект – електролізер виробляв електричний струм. У цих перетворювачах енергії можна отримати значення ККД вищі, ніж у теплових машинах. У 1893 р. німецький фізик і хімік Нернст вирахував, що теоретичний ККД електрохімічного процесу перетворення хімічної енергії вугілля в електричну дорівнює 99,75 %.

Основу будь-якого хімічного джерела струму становить два електроди, з'єднані електролітом. Паливний елемент складається з анода, катода й електроліту. На аноді окиснюється, тобто віддає електрони, відновник (паливо CO або H_2), вільні електрони з анода надходять у зовнішню мережу, а позитивні іони утримуються на границі анод-електроліт (CO , H^+). З іншого кінця мережі електрони підходять до катода, на якому відбувається реакція відновлення (приєднання електронів окиснювачем 0). Потім іони окиснювача переносяться електролітом до катода.

У паливному елементі разом з'єднані три фази фізико-хімічної системи:
- газ (паливо, окиснювач);
- електроліт (провідник іонів);
- металічний електрод (провідник електронів).

У паливних елементах відбувається перетворення енергії окисно-відновної реакції в електричну, при цьому процеси окиснення та відновлення

просторово розділені електролітом. Електрод та електроліт не беруть участі у реакції, але в реальних конструкціях із часом забруднюються домішками палива. Електрохімічне горіння може відбуватися при невисоких температурах і практично без втрат.

Паливні елементи виробляють електроенергію подібно до електрохімічних акумуляторів. Однак на відміну від акумулятора вони мають зовнішнє джерело енергії - звичайно водень - і генеруватимуть електроенергію доти, поки надходить пальне. Таким чином, вони ніколи не потребують електричного перезарядження.

12.2 Газові паливні комірки

На теперішній час існує декілька різних видів паливних елементів, проте всі вони мають однакову схему роботи. Шари матеріалів із різними електрохімічними властивостями розміщуються послідовно, формуючи єдину гальванічну комірку.

Протонно-обмінна мембрана паливної комірки має найбільше поширення через низьку робочу температуру, відносну нейтральність до домішок та високу енергетичну густину.

Водневий газ (H_2) витікає в канали на одній стороні паливної комірки і протікає через електрод. Одночасно такий самий процес відбувається з киснем (0_2), звичайно від оточуючого повітря вздовж протилежного електрода. Хімічна реакція, прискорена каталізатором, сприяє тому, що водень окиснюється до водневих протонів і віддає свої електрони сусідньому електроду, який таким чином, стає анодом. Негативний заряд проходить шляхом найменшого опору крізь зовнішнє коло до іншого електрода (катода). Цей потік електронів, проходячи крізь коло, створює електричний струм (Рис. 10.1).

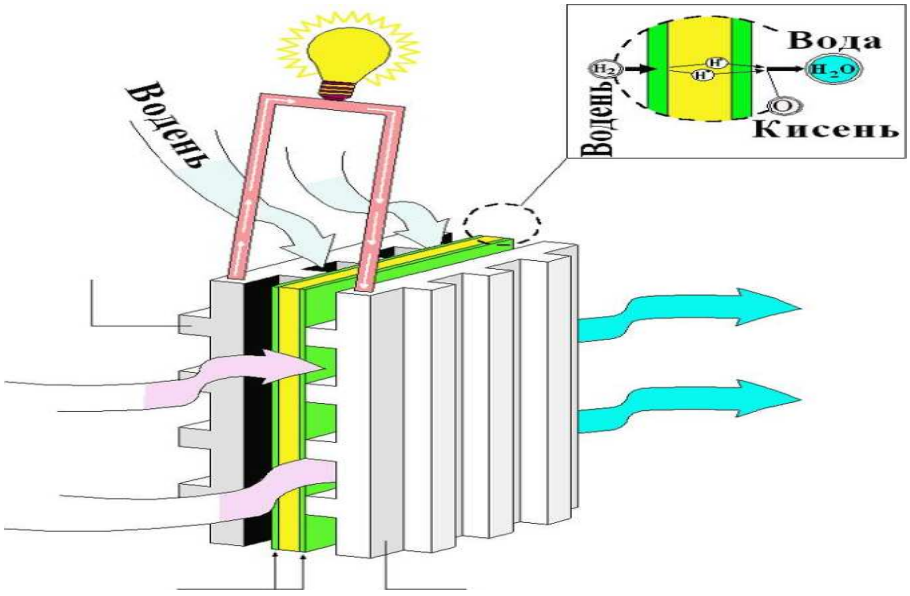


Рис. 12.1 – Схема роботи паливної комірки

Проте цей процес не зможе довго тривати без повного електрохімічного циклу. Одночасно з появою електричного струму в зовнішньому колі водневі протони проходять крізь мембрану від анода до катода. Коли електрони повертаються, виконавши роботу, вони реагують із киснем і водневими протонами на поверхні катода, утворюючи воду. Під час молекулярної реакції відбувається виділення теплоти (екзотермічна реакція), так само, як і в процесі тертя іонів під час проходження крізь мембрану. Ця теплова енергія може використовуватися за межами паливної комірки. Таким чином, анодна реакція є такою:

$$H_2 \rightarrow 2H^{+}+2e"; \quad (12.1)$$

катодна реакція є такою:

$$X0_2 + 2H^{+} + 2e^{-} \rightarrow H_20. \quad (12.2)$$

Одна паливна комірка створює постійний струм при низькій напрузі. З метою задоволення загальних енергетичних потреб паливні комірки з'єднують одна з одною в серії, щоб створити стек (батарею) паливних комірок. Цей модульний принцип паливних комірок дозволяє виробляти їх фактично будь-якого розміру.

Паливні комірки загалом розподіляються за категоріями залежно від речовини електроліту, що знаходиться між двома електродами. Характеристики цього матеріалу визначають оптимальну робочу температуру і пальне, що використовується для генерації електроенергії (табл. 12.1). Кожний з типів комірок має свій специфічний набір переваг та недоліків.

Таблиця 12.1 – Типи паливних комірок

Тип паливної комірки	Електроліт	Газ анода	Газ катода	Температура	Ефектив-ність
Proton Exchange Membrane (PEM)	тверда полімерна мембрана	водень	чистий або атмосферний кисень	75 °C	35-60 %
Alkaline (AFC)	калієвий гідроокис	водень	чистий кисень	Нижче 80 °C	50-70 %
Direct Methanol (DMFC)	тверда полімерна мембрана	метанол, розчинений у воді	атмосферний кисень	75 °C	35-40 %
Phosphori c Acid (PAFC)	фосфор	водень	атмосферний кисень	210 °C	35-50 %
Molten Carbone (MCFC)	лужно-карбонатна	водень, метан	атмосферний кисень	650 °C	40-55 %
Solid Oxide (SOFC)	керамічно-оксидна	водень, метан	атмосферний кисень	800-1000 °C	45 - 60 %

12.3 Полімерна електролітична мембранна паливна комірка

Більш відома як протонно обмінна мембранна паливна комірка, Proton Exchange Membrane або PEM – це один з найбільш багатообіцяючих типів паливних комірок широкого використання. Паливна комірка PEM використовує сучасний пластичний електроліт для перенесення протонів від анода до катода. Твердий електроліт паливної комірки PEM набагато легший для керування і використання, ніж рідкий аналог, і його низька робоча температура дозволяє швидкий запуск.

Тонкий платиновий каталізатор хімічно активує реакцію в електродах. У минулому через платину ці пристрої були дуже дорогими, але нові технології значно зменшили товщину платинового шару, що дозволило зменшити ціну на ці пристрої менше ніж на 3000 дол. США/кВт. Паливні комірки PEM є найбільш придатними для застосовування при потужності від 1 до 100 кВт.

12.4 Лужна паливна комірка

Лужні паливні комірки широко використовують в космічних програмах. Ці пристрої були розроблені MA8A для використання в проекті Сетіпі та подальшого використання на 8расе 8тіп1е. АРС є дуже ефективними, виділяють після реакції тільки чисту воду. Проте ці пристрої потребують найчистішого водню й кисню та електроліту з лужного калієвого гідроокису, який дуже дорого коштує.

Оскільки під час роботи утворюється деяка кількість двооксиду вуглецю, яка руйнує лужний каталізатор, паливні комірки АРС знаходять застосування тільки на окремих нішах ринку.

12.5 Фосфорно-кислотна паливна комірка

Цей різновид комерційно доступний, починаючи з 1992 р. Паливні комірки PAPC мають потенціал для використання в маленьких стаціонарних системах енергетичної генерації. Вони відомі своєю високою надійністю, досконалою роботою та високою ефективністю - більше 80 % (у режимі когенерації). Вони працюють у середньому температурному режимі і можуть працювати на забрудненому домішками водні. Такий генератор потужністю 250 кВт, створений фірмами "Сименс" і "Вестинхауз", працює в Москві в офісі компанії 'Тазпром" з 1995 р. Найкрупніша у світі фосфорна електростанція потужністю 11 МВт працює в Токіо.

12.6 Паливна комірка на розплавленому карбонаті

У паливних комірках на розплавленому карбонаті використовують керамічну матрицю з включенням солі як електроліту. Оскільки МСРС діють при температурі 650 С, їх доцільніше застосовувати на великих стаціонарних установках. Слід зазначити те, що вони потенційно є найбільш

корисними, оскільки діють з ефективністю 85 % (у режимі когенерації). Багато МСРС сьогодні проходить світову перевірку, і набувають комерційного значення. Вони є особливо корисними у лікарнях, тобто в таких будівлях, де постійно необхідна електрична та теплова енергії (нагрівання або охолодження).

12.7 Твердооксидні паливні комірки

Ці паливні комірки найбільш придатні для великих стаціонарних електричних генераторів, що можуть забезпечити електроенергією фабрику або місто. 80 РС виконуються з керамічних елементів між електродами. Подібно до МСРС, вони діють при високих температурах (800-1000 С). Ці паливні комірки є чудовими пристроями когенерації. Їх оптимальне індустріальне застосування можливе у випадках, коли потрібні високотемпературні потоки. Вони виходять на комерційний конкурентний рівень у 2006-2007 р.

Оскільки електрична напруга елемента є невеликою (приблизно 1 В), то елементи послідовно з'єднують у батареї. ККД паливних елементів дуже високий, теоретично він близький до одиниці, а практично дорівнює 60-80 %.

Використання водню як палива пов'язане з високою вартістю експлуатації паливних елементів, тому вишукуються можливості використання інших дешевших видів палива, насамперед, природного та генераторного газу. Однак швидкість перебігу реакції окиснення газу задовільна при високих температурах (800-1200 К), що виключає використання водних розчинів лугу як електролітів. У цьому випадку можливо використовувати тверді електроліти з іонною провідністю.

Нині широко ведуться роботи щодо створення ефективних високотемпературних паливних елементів. Поки що питома потужність паливних елементів ще не є великою, вона в декілька разів нижча, ніж у двигунів внутрішнього згорання. Однак успіхи електрохімії та конструктивне вдосконалення паливних елементів у недалекому майбутньому уможливлять використання паливних елементів в автотранспорті та енергетиці.

До переваг енергоустановок на основі паливних елементів можна віднести:

- кількість питомих викидів шкідливих компонентів на 1,5-2,5 разу нижче, ніж у традиційних енергоустановках;
- відсутні тверді відходи, що забруднюють атмосферу;
- високий ККД (40-70 %), відносно малозалежний від установлених потужностей і навантаження;
- можливість використання різних видів палива;
- безшумність роботи;
- споживають на порядок менше води;
- модульний характер, швидкий монтаж, простота обслуговування;
- когенерація роботи - одночасне вироблення теплоти і води.

Паливні елементи ніби створені для міста. Низькотемпературні паливні елементи не потребують повітряного або водяного охолодження, вони

займають набагато менше місця, ніж традиційні ТЕЦ. Попередні оцінки показують, що електростанція на паливних елементах потужністю 20 МВт займе ділянку розміром лише 15 х 25 м .

Електрохімічні енергетичні установки на основі високотемпературних паливних елементів дозволяють здійснювати когенерацію енергії, тобто одночасне виробництво електричної та теплової енергії. При цьому найбільш ефективним є їх поєднання з газовими турбінами у так звані гібридні цикли.

У гібридному циклі паливні елементи, виробляючи близько 80 % електричної енергії всієї установки, одночасно виконують роль своєрідної топки для газової турбіни. Гази, які виходять з паливного елемента, надходять до турбіни, де виробляється решта електроенергії, і далі охолоджуються в рекуператорі. ККД такого гібридного комплексу досягає 70 %, а ддя потужних систем - до 80 %.

Однією з переваг гібридних систем є те, що їх можна ефективно використовувати поблизу споживачів електричної та теплової енергій. При цьому установки потужністю до 500 кВт призначаються для житлових приміщень, офісів, концертних і спортивних залів тощо; потужністю 0,5-5 МВт - для об'єктів промисловості середньої потужності, потужністю 5-50 МВт - для великих підприємств і районів міст. Попередні прогнози показують, що вартість установок для систем потужністю 200-300 кВт буде становити 1300-1500 дол. США за 1 кВт встановленої потужності і зменшуватися зі зростанням потужності установок.

Найбільш перспективним шляхом впровадження паливних елементів в енергетику є створення з газовими турбінами систем ко- і тригенерації енергії. У такий спосіб досягається максимальна ефективність використання вуглеводневої сировини і найнижчий рівень шкідливих викидів у довкілля в порівнянні з традиційними генераторами енергії.

12.8 Цирконієві генератори

Цирконієва кераміка - це унікальний матеріал, за допомогою якого можливе пряме перетворення теплової енергії в електричну з ККД 60-65 %.
Якщо розвести яскраве полум'я в топці, а потім перекрити дверці і піддувало, то у звичайній чавунній печі полум'я зразу згасне, а в цирконієвій - буде спостерігатися вогонь. Це означає, що керамічний цирконій у нагрітому стані пропускає кисень, іонізуючи його, завдяки чому в керамічній пластині з'являється струм. Крім того, цю піч можна використовувати, наприклад, для приготування їжі. Таким чином, застосовуючи тепловий та електричний ефект, отримаємо пристрій, ККД якого дорівнює 80-85 %.

У світі вже існує значна кількість цирконієвих станцій: від 2 кВт -для туристів, 20 кВт - для електромобілів, до 600 МВт - для міст. Автономні цирконієві генератори можна встановлювати в будинках як водонагрівачі, при цьому паливо може бути використане будь-яке органічне паливо, навіть гній.
За інформацією урядових організацій США, вартість цирконієвої електричної енергії на 20-30 % дешевша за традиційну в результаті економії в будівництві

ліній електропередачі та в експлуатаційних витратах.

Контрольні питання

1. Як відбувається пряме перетворення хімічної енергії в електричну в електрохімічних комірках?
2. Які особливості роботи паливних елементів, їх види, які перспективи їх використання?

Список джерел

1. Веников В. А., Путятин Е. В. Введение в специальность. Электроэнергетика. - М.: Высш. шк., 1988.
2. Від виробництва до ефективного споживання енергії: Посібник для вчителів /О. І. Соловей, А. В. Праховник, Є. М. Іншеков та ін. - К.: Київ. нотна ф-ка, 1999.
3. Вагин Г. Я., Лоскутов А. Б. Энергетические ресурсы и установки. -Новгород: Изд-во Нижегород. гос. техн. ун-та, 1996.
4. Коровин Н. В. Электрохимическая энергетика. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 264 с.
5. Розен В. П., Соловей О. І., Танський О. М. Деякі аспекти майбутньої світової енергетики: паливні комірки / НТУУ "КПІ", К. : 2005. - 20 с. - Укр. Деп. в ДНТБ України 18.04.05, № 25. – Ук 2005.

Лекція 13. Когенераційні технології виробництва енергії

13.1 Мала енергетика і когенерація: стан і загальні поняття

До Малої енергетики України відносять промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, все устаткування комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентралі. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема, й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 %.

В Україні нараховують більше 2,0 млн. одиниць паливоспалювальних установок, які належать до Малої енергетики. Значна їх частина (більше 1,5 млн.) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт. Особливу групу устаткування малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 – 100 МВт). вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний.

В економічному й екологічному відношенні найдосконаліші теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. На сьогоднішній день існує низка питань загальної енергетики які потребують вирішення: відсутність досконалої маневреної потужності енергетики, потреба в модернізації об'єктів енергетики, потреба в нових модернізованих об'єктів енергетики. Одним з найбільш привабливих шляхів є впровадження в Малу енергетику когенераційних технологій виробництва енергії:

1. Високі витрати на енергію можуть бути зменшені в кілька разів.

2. Зменшення частки енергії в собівартості продукції дозволяє істотно збільшити конкурентоспроможність продукту. У собівартості продукції хімічної промисловості на енергію припадає близько 70%. У металургії - до 27%. Темпи зростання тарифів на енергію перевищують темпи зростання цін на продукцію більшості галузей господарства.

3. Неякісне електропостачання - це головний фактор уповільнення економічного зростання. Когенерація є практично найоптимальнішим варіантом забезпечення надійності постачання електричною енергією. Ринок у своїй оцінці перспектив бізнесу звертає пильну увагу на енергозалежність.

4. Енергозалежна економіка вимагає все більше і більше енергії для робочого розвитку. При традиційному енергозабезпеченні виникає безліч організаційних, фінансових та технічних труднощів при зростанні потужностей підприємства, оскільки часто необхідні прокладка нових ліній електропередач, будівництво нових трансформаторних підстанцій, перекладка теплотрас і т.д.

5. Вартість прокладки енергокоммунікацій і підключення до мереж можуть вилитися в суму, порівнянну або переважаючу вартість проекту когенерації.

6. Когенерація дозволяє утриматися від непотрібних і економічно не ефективних витрат на засоби передачі енергії, до того ж виключаються втрати при транспортуванні енергії, так як енергогенеруюче обладнання встановлено в безпосередньої близькості від споживача.

7. З розвитком реформ і прийняттям відповідних законів виникає привабливе використання розподілених генераторів - перетворення мільйонів приватних будинків, офісних будівель та підприємств у виробників і продавців електроенергії.

Введення в Малу енергетику когенераційних технологій дозволяє вирішити цілий ряд важливих проблем.

Когенерація є термодинамічне виробництво двох або більше форм корисної енергії. Когенерація - процес спільного вироблення електричної і теплової енергії з єдиного первинного джерела енергії.

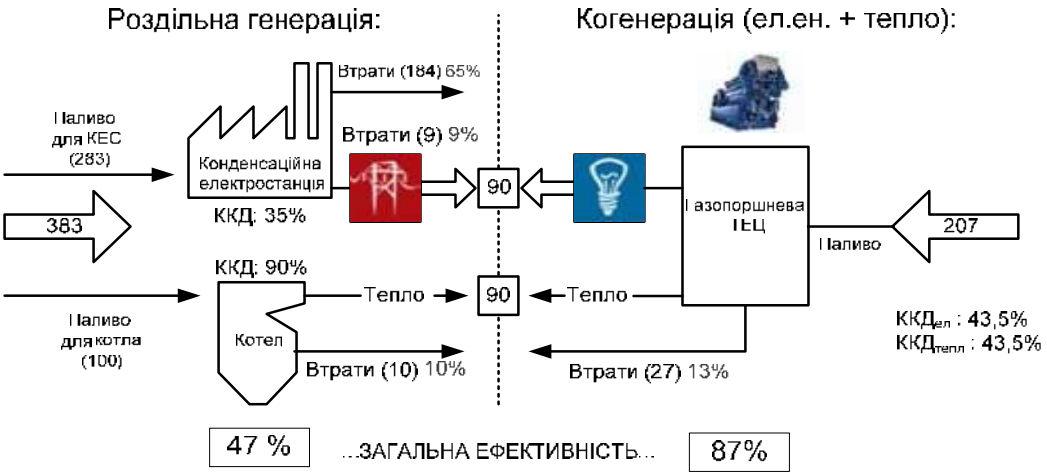


Рис. 13.1 – Порівняння енергетичних потоків при роздільному та комбінованому (когенерація) виробленні енергії, (дані наведені в умовних одиницях палива).

Когенераційні установки складаються з чотирьох основних частин: первинний двигун; електрогенератор; система утилізації тепла; система контролю і управління. В залежності від існуючих вимог, роль первинного двигуна може виконувати: поршневий двигун; парова турбіна; газова турбіна.

13.2 Різновиди когенераційних установок

13.2.1 Когенераційна установка на основі поршневого двигуна

Поршневі двигуни (Рис. 13.2), які використовують в енергосистемах, мають, з одного боку, однакову з турбінами ефективність в частині генерації електроенергії. З іншого боку, створення когенераційних систем на базі поршневих двигунів ускладнено розсіюванням теплової енергії, частина якої відводиться системою охолоджування двигуна (двигун і масло,

використовуване в системі змащення, повинні постійно охолоджуватися), а також пульсуючим характером потоку відхідних газів (з температурою на рівні 400 ° С). Кількісне співвідношення теплової та електричної енергії у поршневих двигунів становить від 0.5:1 до 1.5:1.

Рис. 13.2 – Когенераційна установка на базі поршневого двигуна

На практиці застосовують два типи поршневих двигунів:

1) З запалюванням від стиснення (аналог автомобільного або суднового дизеля), які можуть працювати на дизельному паливі або природному газі (з додаванням 5% дизельного палива для забезпечення займання паливної суміші). На ринку доступні моделі від одиниць кіловат до 15 мВт вихідної електричної потужності. Незважаючи на повсюдну тенденцію використовувати газ (в основному з екологічних причин), в деяких випадках(відсутність газопроводу, ціна будівництва, час роботи) економічно виправдано використовувати дизельне паливо.

2) З іскровим запалюванням (аналог автомобільного бензинового двигуна). Електрична вихідна потужність двигунів цього типу, як правило, на 15-20% нижче, ніж у дизелів (обмежується спеціально для запобігання детонації). Теплова потужність у них також нижче, ніж у дизелів. Двигуни з іскровим запалюванням можуть працювати на чистому газі (природний газ, біо і інші умовно безкоштовні гази).

Найбільш часто зустрічаються установки, що використовують теплову енергію відходящих газів поршневих двигунів включають виробництво пари з тиском до 15 кг/см або гарячої води з температурою до 100 ° С, або пряме використання тепла відхідних газів в процесах сушіння. Крім газів, що відходять, можна використовувати воду з системи охолодження двигуна, але вона володіє низькою енергетичною здатністю (температура 80 ° С -90 ° С).

Підготовка місця установки поршневих двигунів повинна обов'язково включати вирішення питань, пов'язаних з вібрацією. Найбільш ефективним методом є використання платформи з пневматичною системою амортизації.

Шум від роботи двигуна представляє меншу проблему, ніж для індустріальних газових турбін, але разом з тим, низькочастотна складова шуму може створювати достатньо сильний тиск на вухо людини і може зажадати

створення спеціальних захисних конструкцій.

Поршневий двигун конструктивно має більше рухомих частин за порівнянням з турбогенератором. Отже, інтервали сервісного обслуговування, пов'язаного з зупинкою і ремонтом двигуна коротше, ніж у турбін. Тим не менш, працездатність поршневих двигунів, як правило, не опускається нижче 90%. Істотне обмеження полягає в роботі на неповній потужності - поршневий двигун, як правило, не рекомендується запускати з навантаженням менше 50% на тривалий період часу.

Для боротьби з високою емісією шкідливих речовин в поршневих двигунах використовують як зовнішні каталітичні фільтри, так і конструктивні модифікації самих двигунів, спрямовані на збільшення часу горіння і ступеня стиснення паливної суміші. Це, в свою чергу, призводить до зростання вартості самого устаткування і витрат на його супровід. Висока емісія поршневих двигунів пов'язана в першу чергу з тим, що розвиток цих технологій відбувалося в період відсутності екологічних обмежень і основна увага приділялася максимізації вихідної потужності і продуктивності.

Переваги поршневого двигуна:

- висока продуктивність;
- відносно низький рівень початкових інвестицій;
- широкий спектр моделей за вихідної потужності;
- можливість автономної роботи;
- швидкий запуск;
- гнучкість відносно до вибору палива;

Недоліки поршневого двигуна:

- дороге обслуговування (обслуговуючий персонал, використання мастил і охолоджуючих рідин);
- висока емісія шкідливих речовин;
- високий рівень (низькочастотного) шуму;
- низька теплова ефективність;
- високе співвідношення ваги / вихідної потужності;
- ресурс роботи нижчий, ніж у турбін.

На рисунку 13.3 наведена одна з можливих схем когенераційної установки на базі поршневих двигунів внутрішнього згоряння.

Принцип роботи наступний: холодна вода, що подається насосом 8, розділяється на два потоки, один потрапляє в електродний котел (або вихровий теплогенератор) 7, працюючий від генератора 2, а інший проходить три ступені підігріву. Спочатку вода потрапляє в теплообмінник системи охолодження масла 5, потім в теплообмінник системи охолодження двигуна 6 і в останньому щаблі нагрівається димовими газами в утилізаторі 4. У результаті виходить два теплових потоку. Один використовують для постачання гарячою водою (t =60-65 ° С), а другий - іде на опалення (t = 90 ° С). Кінцева температура води регулюється навантаженням двигуна [4].

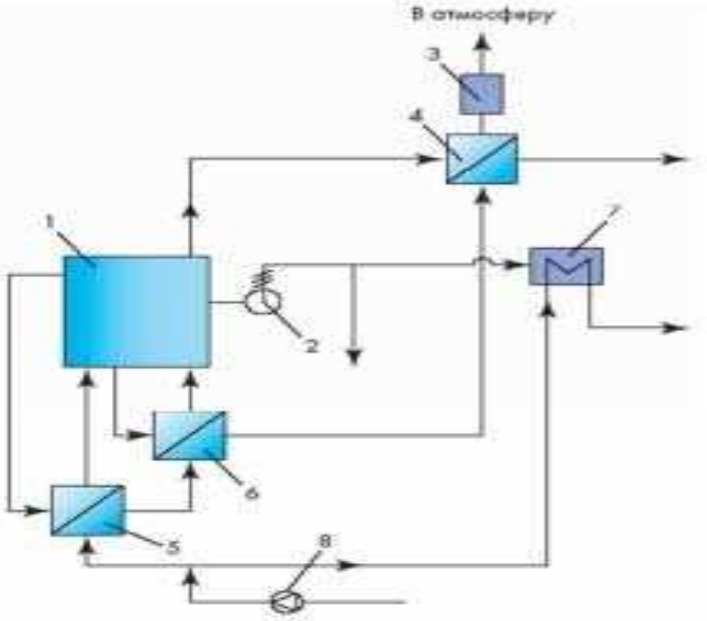


Рис. 13.3 – Схема когенераційної установки на базі поршневих двигунів внутрішнього згоряння

Схема міні-ТЕЦ на базі двигуна внутрішнього згорання: 1 - поршневий двигун внутрішнього згоряння; 2 - електрогенератор; 3 - нейтралізатор (система очищення вихлопних газів); 4 - теплоутилізаторів вихлопних газів; 5 - теплообмінник системи охолодження масла; 6 - теплообмінник повітряної системи охолодження двигуна; 7 – електрокотел (або вихровий теплогенератор); 8 - водяний насос.

Найоптимальнішим з поршневих установок є газопоршневі когенераційні установки (міні-ТЕЦ).

Газопоршневі когенераційні установки приводом електричного генератора, в яких є поршневий двигун внутрішнього згоряння, використовують як джерело первинної енергії газоподібне паливо.

Рис. 13.4– Принципова схема газопоршневої когенераційної установки

Особливості газопоршневих когенераційних установок:
- необхідний тиск газу від 1 до 3 бар;
- робочий діапазон одиничного генератора від 50 до 100% номінальної потужності і поряд вироблених агрегатів має чіткі потужності ступеня;
- тепло знімається з системи утилізації у вигляді гарячої води до 100 градусів;
- час прийняття навантаження 2-3 хвилини;
- найвищий електричний ККД близько 40%;
- ККД і вихідна електрична потужність не залежить від температури повітря;
- термін виготовлення генераторів від 6 місяців.

Варіанти виконання газопоршневих міні-ТЕЦ:

1. Блочно-модульна (контейнерна) міні-ТЕЦ з монтована на об'єкті з транспортабельних контейнерів розміром від 9 до 13 метрів.

Рис. 13.5– Блочно-модульна (контейнерна) міні-ТЕЦ

Переваги:
- більш короткі терміни впровадження проекту в цілому;
- можливість монтажу когенераційної установки у віддаленій місцевості;
- висока ліквідність міні-ТЕЦ для лізингових схем фінансування;
- можливість перенесення та вторинного використання міні-ТЕЦ.

Недоліки:
- обмеження за потужністю одного модуля - 1 МВт щодо електричної потужності;
- обмежені умови обслуговування агрегатів.

2. Міні-ТЕЦ в стаціонарних будівельних конструкціях.

Переваги:
- свобода конфігурації міні-ТЕЦ;
- багато місця для обслуговування обладнання;
- можливість застосувати будь-які матеріали і технології шумоглушіння.

Недоліки:
- необхідне великике землевідведення;
- потрібні потужні системи вентиляції та обдування;
- більш тривалий термін впровадження проекту, оскільки монтажникам

необхідно чекати будівельну готовність будівлі;
- неможливість проведення робіт в умовах віддаленої місцевості;
- низька ліквідність стаціонарної міні-ТЕЦ як предмета лізингу [1] .

13.2.2 Когенераційна установка на базі парових турбін

Парові турбіни використовую в якості основних двигунів промислових когенераційних систем протягом багатьох років. Пара, що утворюється в паровому котлі, розширюється і під високим тиском проходить через лопатки турбіни. Турбіна обертається і виробляє механічну енергію, використовану генератором для виробництва електрики.

Електрична потужність системи залежить від того, наскільки великий перепад тиску пари на вході і виході турбіни. ККД парової турбіни в частині генерації електроенергії найнижчий з усіх розглянутих технологій (від 7 до 20%), але в складі когенераційних систем сумарна ефективність може досягати 80% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива (затеплотворною здатністю). З цього випливає, що парові турбіни знаходять застосування в місцях, де потреба в тепловій енергії набагато вище, ніж в електричній. Пропоновані на ринку системи, як правило, розраховані на виробництво від 500 кВт і більше електроенергії.

Для ефективної роботи пар в турбіну повинен подаватися під високими тиском і температурою. Перевагою технології є можливість використання в котлі найширшого спектру палив, включаючи тверді. Проте використання важких нафтових фракцій і твердого палива знижує екологічні показники системи, які визначаються складом, то відходять з котла продуктів горіння.

Парові турбіни бувають двох типів:

1 – З протитиском (коли тиск пари на виході турбіни вище атмосферного);

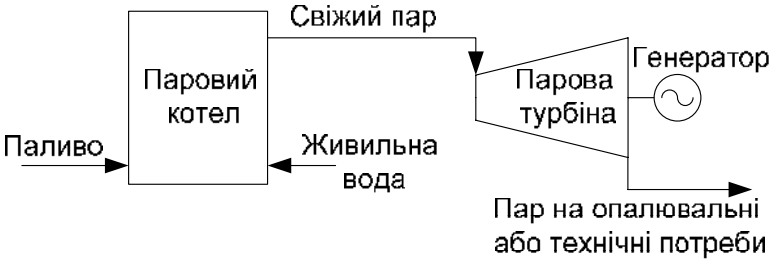


Рис. 13.6 - Технологічна схема парової турбіни з протитиском

2 - Конденсаційні (коли тиск пари на виході турбіни нижче атмосферного). Використання додаткового (зовнішнього відносног до турбіни) конденсора в останніх дозволяє збільшити електричну ефективність, але створює великі складнощі у використанні низько потенційної теплоти.

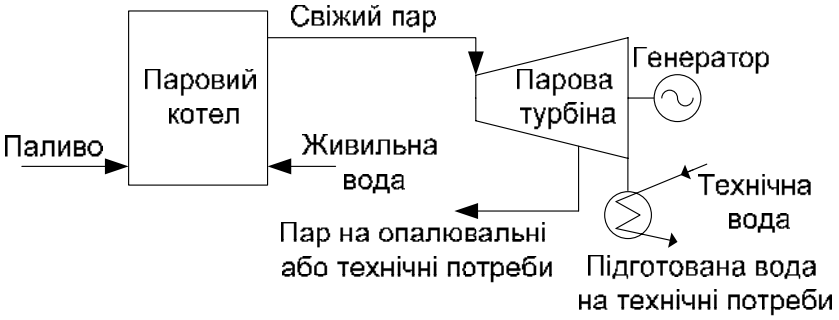


Рис. 13.7 – Технологічна схема конденсатної парової турбіни

Найбільш перспективними для установки ПТУ є існуючі котельні середньої і великої продуктивності, оснащені паровими котлами (або пароводонагрівні котельні), з навантаженнями опалення та ГВП. Впровадження когенерації на такій котельній не зажадає збільшення кількості котлів або їх реконструкції.

У результаті установка електрогенеруючих потужностей на базі ПТУ має міні-формальні питомі капітальні витрати (грн / кВт), в порівнянні з іншими варіантами. Виробництво електроенергії буде пов'язано з незначними витратами палива. Основним недоліком ПТУ є менша питома вироблення електроенергії на тепловому споживанні (кВт год / Гкал), однак виробленої енергії у разі потреби досить для повного покриття власних потреб котельні і деякого експорту електроенергії [1-8].

13.2.3 Когенераційна установка з використанням газових турбін

Завдяки повсюдному переходу в 90-ті роки на використання природного газу як основного палива для електроенергетики, газові турбіни зайняли істотний сегмент ринку. Незважаючи на те, що максимальна ефективність устаткування досягається на потужностях від 5 мВт і вище (до 250 мВт), деякі виробники випускають моделі в діапазоні 1-5 мВт.

Принцип роботи газових турбін полягає в такому разі: газ, який нагнітається в камеру згоряння компресором, змішується з повітрям, формуючи паливну суміш, і підпалюється. Утворені продукти горіння з високою температурою, проходячи через кілька рядів лопаток, встановлених на валу турбіни, призводять до обертання турбіни. Механічна енергія вала передається через (знижуючий) редуктор електричного генератора. Теплова енергія виходить з турбіни газів і надходить до теплоутилізаторів. Замість виробництва електрики, механічна енергія турбіни може використовуватися для роботи насосів,компресорів і т.п. Найбільш традиційним видом палива для газових турбін є природний газ, хоча це не виключає можливості використання інших видів газоутворюючого палива. При цьому газові турбіни пред'являють підвищені вимоги до якості його підготовки (механічні включення, вологість).

Температура вихідних із турбіни газів становить 450 ° С - 550 ° С. Кількісне співвідношення теплової енергії до електричної біля газових турбін

становить від 1.5:1 до 2.5:1, що дозволяє будувати когенераційні системи, що розрізняються за типом теплоносія:
- безпосереднє (пряме) використання відхідних гарячих газів;
- виробництво пари низького або середнього тиску (8-18 кг/см2) у зовнішньому котлі;
- виробництво гарячої води;
- виробництво пари високого тиску (турбіни комбінованого циклу, опис яких наведено нижче).

ККД газової турбіни складає 25% - 35% залежно від параметрів роботи конкретної моделі турбіни і характеристик палива. У складі когенераційних систем ефективність зростає до 90% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива.

Робота турбіни супроводжується високим рівнем шуму, тому для їх установки використовують індустріального типу будівлі (в тому числі контейнерного типу), які також забезпечують вологозахищенність обладнання [7].

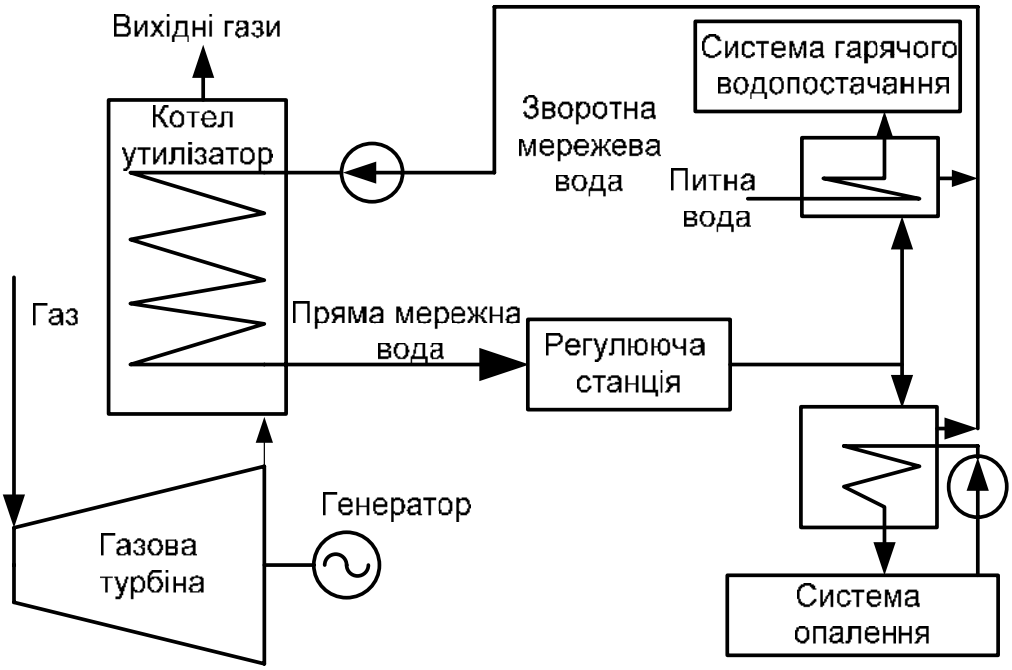


Рис. 13.8 – Технологічна схема газової турбіни

Переваги газової турбіни:
- надійність;
- відсутність водяної системи охолодження;
- «високоенергетичний» вихід теплової енергії [6].

Електрогенератор. Генератори призначені для перетворення механічної енергії обертового вала двигуна в електроенергію (рис. 13.9). Генератори можуть бути синхронними або асинхронними. Синхронний генератор може працювати в автономному режимі або паралельно з мережею. Синхронний генератор може працювати тільки паралельно з мережею. Якщо стався обрив або інші неполадки в мережі, асинхронний генератор припиняє свою роботу. Тому для

забезпечення гнучкості застосування розподілених когенераційних енергосистем частіше використовують синхронні генератори. [6]

Рис. 13.9 – Конструкція генератора

Система утилізації тепла. Теплоутилізатор (рис. 13.10) є основним компонентом будь-якої когенераційної системи. Принцип його роботи заснований на використанні енергії відхідних гарячих газів двигуна електрогенератора (турбіни або поршневого двигуна).

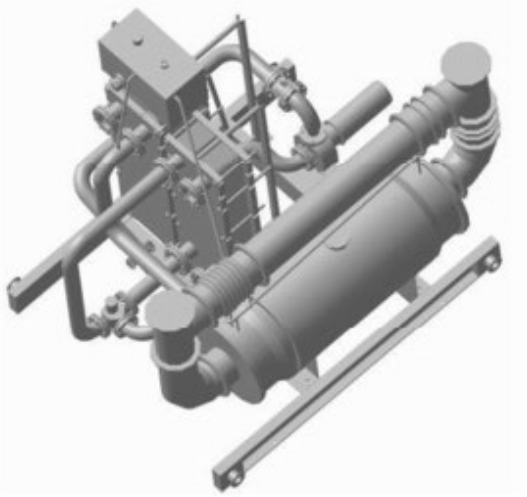


Рис. 13.10 – Загальний вигляд блоку утилізації теплоти

Найпростіша схема роботи теплоутилізаторів полягає в наступному: відходять гази і проходять через теплообмінник, де виробляється перенесення теплової енергії в рідинному теплоносії (вода, гліколь). Після цього охолоджені гази, що відходять викидаються в атмосферу, при цьому їх хімічний і кількісний склад не міняється. Крім того, в атмосферу йде і істотна частина невикористаної теплової енергії. Тому існує кілька причин: для ефективного теплообміну температура відхідних газів повинна бути вище температури теплоносія (не менше ніж на 30 °С); відходні гази не можуть охолоджуватися до температур, при яких починається створення водяного конденсату в димоходах, що перешкоджає нормальному виходу газів в атмосферу; відходні гази не повинні охолоджуватися до температур, при яких починається створення кислотного конденсату, що призводить до корозії матеріалів (особливо це справедливо для палива з підвищеним вмістом сірководню);

Витяг додаткової енергії (прихованої теплоти водяної пари, що містяться у вихлопних газах) можливо тільки шляхом зниження температури відхідних газів дорівнює нижче 100 ° С, коли водяні пари переходять в рідку форму. Але при цьому необхідно не забувати про три інші обмеження, зазначених вище.

Для підвищення продуктивності теплової частини когенераційної системи утилізатор може доповнюватися економайзером-теплообмінником, що забезпечує попередньо підігрів теплоносія відхідними з теплоутилізаторів газами до його подачі в основний теплообмінник, де нагрів теплоносія забезпечується вже теплом відходних газів двигуна. Позитивним моментом, пов'язаним з використанням економайзера, є додаткове зниження температури відхідних з теплоутилізаторів в атмосферу газів до рівня 120 ° С і нижче [6].

13.3 Порівняння когенераційних установок

Газопоршневі установки більш ефективні в порівнянні з газотурбінними та дизельними установками. На це є ряд причин: По-перше, високий електричний ККД, найвищий електричний ККД - до 30% - у газової турбіни, і більше 40% у газопоршневого двигуна досягається при роботі під 100%-ним навантаженням (рис. 13.12). При зниженні навантаження до 50% електричний ККД газової турбіни знижується майже в 3 рази. Для газопоршневого двигуна така ж зміна режиму навантаження практично не впливає ні на загальний, ні на електричний ККД.

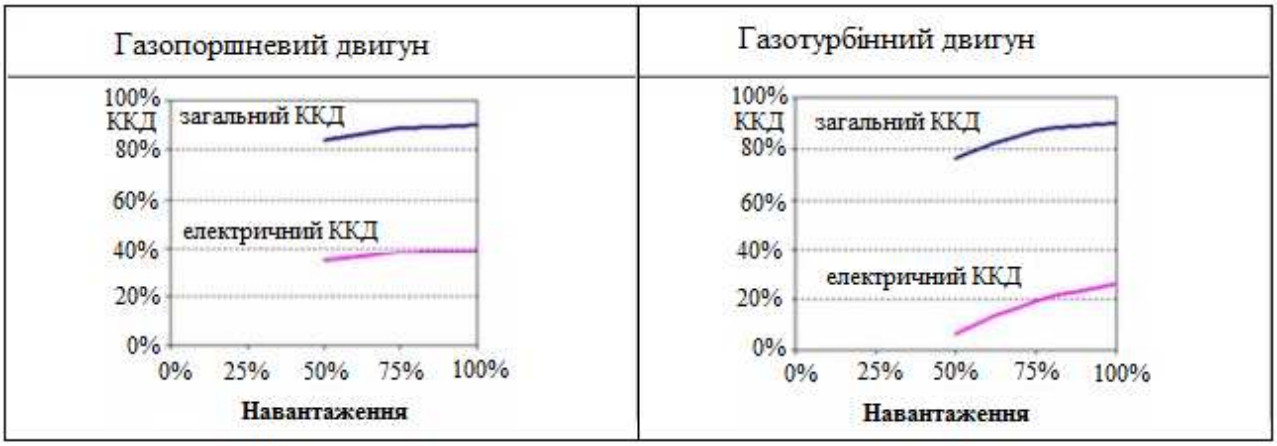


Рис. 13.11 - Графіки залежності ККД від навантаження

Графіки наочно показують - газові двигуни мають високий електричний ККД, який практично не змінюється в діапазоні навантаження 50 - 100%. По-друге, умови розміщення. Номінальний вихід потужності як газопоршневого двигуна, так і газової турбіни залежить від висоти майданчика над рівнем моря і температури навколишнього повітря. На графіку (рис. 13.13) видно, що при підвищенні температури від - 30 ° С до +30 ° С електричний ККД у газової турбіни падає на 15-20%. При температурах вище +30 ° С, ККД газової турбіни - ще нижче. На відміну від газової турбіни газопоршневий двигун має більш

високий і постійний електричний ККД у всьому інтервалі температур і постійний ККД, аж до +25 ° С.

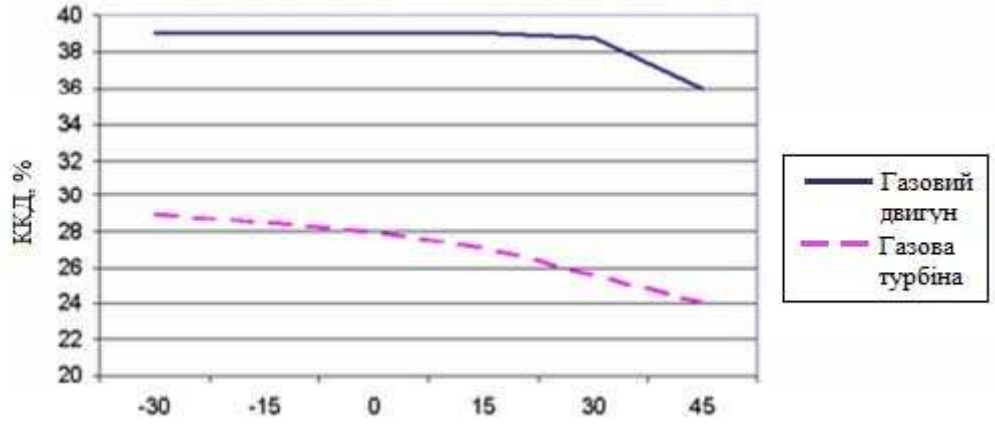


Рис. 13.12 – Графік залежності електричного ККД газової турбіни від температури навколишнього повітря

По третє, умови роботи. Кількість пусків: газопоршневий двигун може запускатися і зупинятися необмежене число разів, що не впливає на загальний моторесурс двигуна. 100 пусків газової турбіни зменшують її ресурс на 500 годин. Час запуску: час до прийняття навантаження після старту складає у газової турбіни 15-17 хвилин, у газопоршневого двигуна - 2-3 хвилини. По-четверте, проектний термін служби, інтервали техобслуговування. Ресурс до капітального ремонту складає біля газової турбіни 20 000 - 30 000 робочих годин, у газопоршневого двигуна цей показник дорівнює 60 000 робочих годин (табл. 13.1). Вартість капітального ремонту газової турбіни з урахуванням витрат на запчастини та матеріали значно вище [9].

По-п'яте, відносно низькі капіталовкладення як показують розрахунки, питоме капіталовкладення у виробництво електричної і теплової енергії газопоршневими двигунами нижче. Ця перевага газопоршневих двигунів незаперечно для потужностей до 30 МВт. ТЕЦ потужністю 10 МВт на основі газопоршневих двигунів вимагає вкладень близько 7,5 мільйонів $, при використанні газової турбіни витрати зростають до 9,5 мільйонів $ (рис. 13.13).

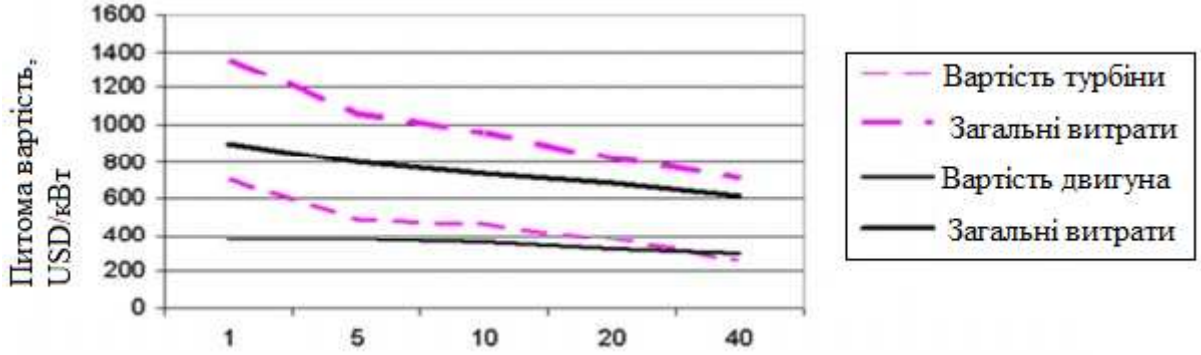


Рис. 13.13 – Обсяги капітальних вкладень в ТЕЦ з різними силовими агрегатами

Переваги перед дизельними двигунами. Основна перевага газопоршневих двигунів перед дизельними - більш дешевше паливо. Значна різниця в ціні відображена в діаграмах на рисунку 13.14. Навіть при використанні в якості резервного палива газової суміші пропан-бутан, вартість одиниці електричної енергії, виробленої на газопоршневій установці, в 1,3 рази менше, ніж на дизельній.

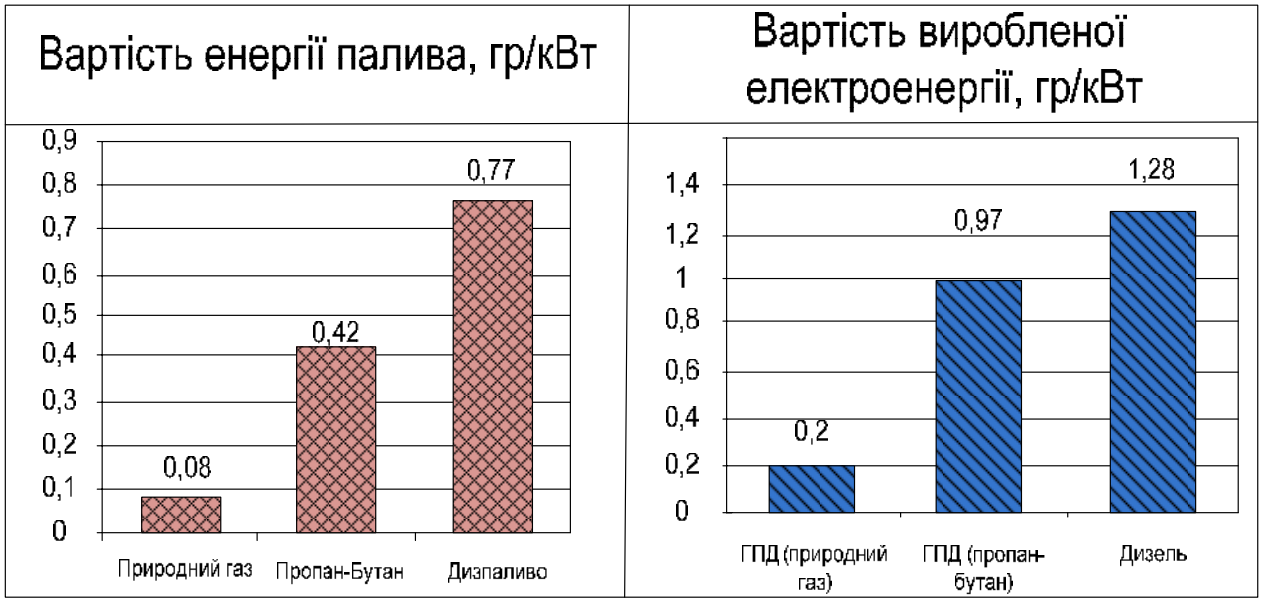


Рис. 13.14 – Порівняння витрат на паливо

Інша важлива перевага перед дизельними установками - екологічна безпека, наприклад, рівень викидів NOx в 3 рази менше (рис. 13.15) [2,6].

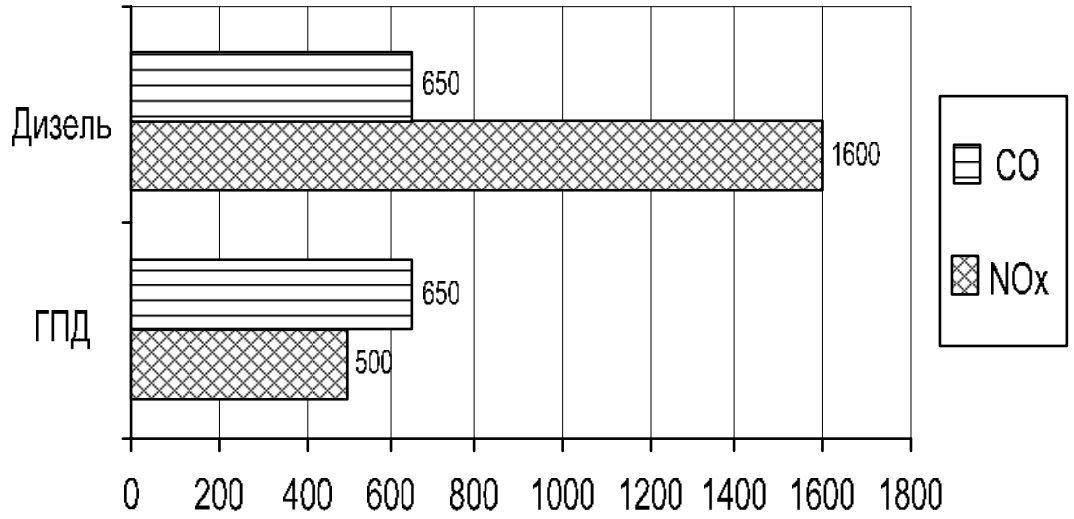


Рис. 13.15 – Рівень шкідливих викидів

Таблиця 13.1 – Аналіз роботи різних двигунів [6]

Двигун	Паливо	Діапазон потужностей (МВт)	Відношення тепла електроенергії	ККД ел.	ККД заг.
Парова турбіна	Будь-яке	1-1000	3:1- 8:1+	10-20%	до 80%
Газова турбіна	Газ,біо-газ, дизельне пальне	0,25-300	1,5:1-5:1	25-42%	65-87%
Поршневий двигун з запалюванням від стиснення	Газ,біо-газ,дизельне пальне	0,2-20	0,5:1-3:1	35-45%	65-90%
Поршневий двигун з запалюванням від іскри	Газ,біо-газ,керосин	0,003-6	1:1-3:1	35-43%	70-90%

З рисунку 13.16 видно, що двигуни внутрішнього згорання порівняно з газовими та паровими турбінами при незначній вартості устаткування володіють значним потенціалом з виробництва теплової та електричної енергії, оскільки коефіцієнт корисної дії сягає до 90%, діапазон потужностей коливається від 0,003 до 6(МВт), відношення тепла до електроенергії 1:1-3:1. Електрична потужність газової та парової турбіни досягає найвищої позначки в той час, як ККД газової турбіни трохи більший, ніж у парової. Діапазон потужності газової турбіни 0,25-300(МВт), тепло : електроенергія 1,5:1-5:1. Парова турбіна 1-1000(МВт), тепло : електроенергія 3:1-8:1 і вище.

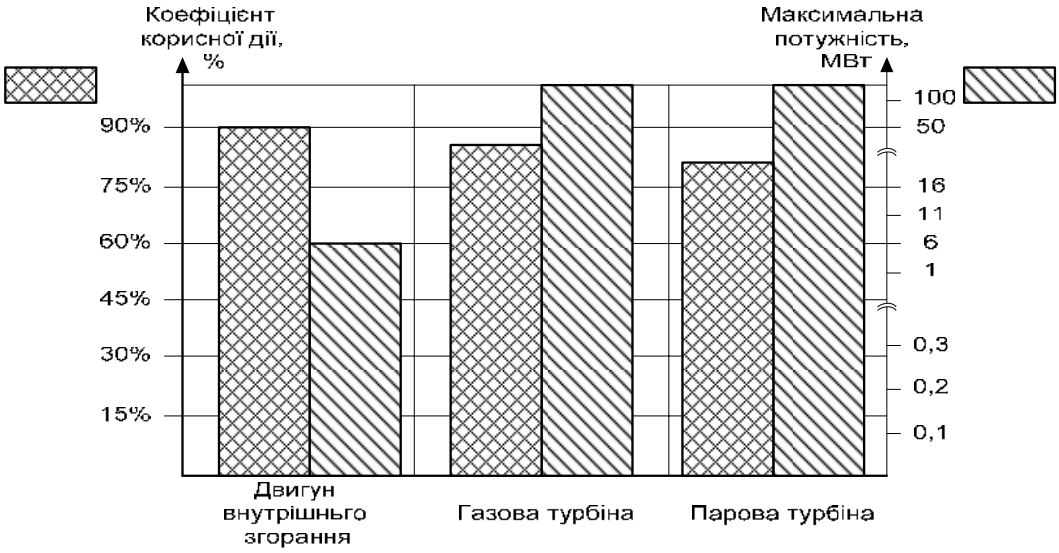


Рис. 13.16 – Порівняльний графік коефіцієнта корисної дії та електричної потужності (МВт) когенераційної машини залежно від типу двигуна

13.4 Екологічні вигоди когенерації

1. Виробництво енергії – це головне джерело забруднення. Когенерація, використовуючи первинне паливо в два-три рази ефективніше традиційної енергетики, знижує викиди забруднюючих речовин (оксиду азоту, двоокису сірки і летких органічних сполук) в 2-3 рази, залежно від конкретного випадку.

2. Звалища великих міст і очисні споруди міської каналізації при утилізації метану в малих і середніх системах когенерації дадуть не тільки додаткову електроенергію місту, але і приблизно в 20 разів зменшать забруднення атмосфери в порівнянні з його спалюванням.

3. Зняття багатьох екологічних обмежень на будівництво об'єкта.

Уявімо ситуацію, що потрібно побудувати будинок відпочинку в місці, де краса високих гір поєднується з захоплюючим видом субтропічного лісу. Цей об'єкт потрібно забезпечити теплом і електроенергією. Можна розглянути два варіанти:

1. Енергопостачання від місцевої монополії. Для цього потрібно тягнути електричні та теплові мережі великого діаметра, але цей захід знищить всю привабливість місця, загубивши краєвид.

2. Енергопостачання від власних джерел. Цей варіант цілком здійснеться , але потрібно виконання ряду умов: по-перше, місцева міні-ТЕЦ не повинна псувати краєвид (височенною димовою трубою, зокрема); по-друге, вихлоп міні-ТЕЦ повинен бути дуже чистим, а шум мінімальним. Проектні рішення і відповідна комплектація обладнання цілком спроможні вирішити ці проблеми [3,7].

Переваги когенераційних установок (станцій) перед звичайними електростанціями - це більш ефективне використання палива, в данному разі природнього газу. Два типи енергії: електрична у вигляді змінного трьофазного струму з частотою 50 Гц, теплова у вигляді гарячої води або пари. Коефіцієнт корисного використання палива (природного газу) в когенераційних установках може досягати залежно від конструкції основного і допоміжного обладнання – 92%. Іншими словами, енергія, яка в звичайних електростанціях викидається в атмосферу через радіатор охолодження двигуна і з вихлопними газами, в когенераційних установках утилізується і направляється на потреби споживача. Використання принципу когенерації дозволяє споживачеві стати незалежним від перебоїв у постачанні електроенергією або її нестачі при одночасному автономному теплозабезпеченні. З урахуванням постійної тенденції щорічного зростання вартості електричної енергії, застосування когенератора дає значний економічний ефект - зниження витрат на тепло і електроенергію до 2,8 рази.

Контрольні запитання

1. Сформулювати передумови впровадження в енергетику когенераційних установок.
2. Назвати основні частини складу когенераційних установок.
3. Порівняти залежно від типу двигуна коефіцієнт корисної дії та електричної

потужності (МВт) когенераційної машини.
4. Вплив когенераційних установок на екологію. Зробити порівняльний аналіз екологічного впливу традиційної енергетики та малої енергетики на екологію?

Список джерел

1. Маляренко, В. А. Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации [Текст] / В.А. Маляренко, А.Л. Шубенко, А.В. Сенецкий, И.А. Темнохуд. – Ползуновский вестник.- 2013. Вип. №4-3.- С.131-137.

2. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А.В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с.ISBN

3. Безлепкин В. П. Парогазовые установки. [Текст] / - СПб., 1999.-224 с.

4. Длугосельский В. И., Зубков А. С. Эффективность использования в теплофикации газотурбинных и парогазовых технологий. [Текст] / Теплоэнергетика.-№12 - 2000.- 294 с.

5. Барков В. М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы. [Текст] : «ЭСКО» электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы».- №7.-2004.-192 с.

6. Ситников. В. Экологические выгоды когенерации. [Текст] : «ЭСКО» №7.- 2005.-245 с.

7. Замоторин Р. В. Малые теплоэлектроцентрали - поршневые или турбинные [Текст] / . Энергосбережение в Саратовской области. 2001.-320 с.

8. Боблях С. Р., М. М. Мельнійчук, В.С. Мельник, Р. М. Ігнатюк ./Відновлювальні джерела енергії. Монографія. – Луцьк: Волинський національний університет ім. Лесі Українки, 2012. - 227 с.

9. Маляренко, В.А. Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины [Текст] / В.А. Маляренко, А.Л. Шубенко, А.В. Сенецкий, И.А. Темнохуд.- Інтегровані технології та енергозбереження // Щоквартальний науково-практичний журнал. - Харьків: НТУ «ХПІ».- 2012.- Вип. №4. - С. 11-17. – 162 с.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 3. Технології акумулювання електричної енергії

Лекція 14. Акумулювання енергії з поновлюваних джерел

14.1 Режими використання відновлювальних джерел енергії

Найбільш важливим питанням, яке слід вирішити для широкого використання поновлюваних джерел енергії (ПДЕ), є питання ефективного перерозподілу одержуваної від поновлюваних джерел енергії в часі. Як відомо прихід енергії ПДЕ є досить нерівномірним і залежить від багатьох факторів. Одночасно і процес споживання або графік навантаження також нерівномірний залежно від ритму життя людини, характеру споживання і т.д.

Для узгодження цих процесів можливе використання наступних режимів роботи установок з ПДЕ:

- робота в енергосистемі паралельно з мережею в режимі максимуму вироблення;
- недовикористання поновлюваних джерел енергії шляхом дисипації зайвої енергії;
- підстроювання процесу споживання під процес виробництва;
- комбіноване використання декількох джерел поновлюваної енергії, що забезпечують необхідний режим споживання;
- накопичення надлишків енергії в періоди максимуму приходу ПДЕ і віддача в періоди мінімумів, тобто акумулювання.

Перший режим роботи реалізовано на цей час, наприклад, для вітродизельних електростанцій, а також на великих мережевих сонячних і вітрових електростанціях. Цей режим не вимагає спеціальних пристроїв акумулювання, так як всі процеси узгодження навантажень забезпечують інші електростанції.

Інші режими роботи більше характерні для невеликих і ізольованих енергосистем, коли процеси регулювання потужності повинні здійснювати самі установки на ПДЕ або системи інтегровані з ними.

Режим недовикористання енергії може виявитися найбільш простим, але він, по-перше, вимагає значного перевищення встановленої потужності установки над необхідної навантаженням і, по-друге, було б марнотратно остаточно втрачати вже вироблену енергію. Прикладом такого режиму може служити установка з баластним опором.

Режим підстроювання споживання енергії під виробництво знижує комфортність проживання людини, змушує секціонувати навантаження, перебувати в режимі очікування відключення.

14.2 Способи акумулювання поновлюваних джерел енергії

Аналізуючи способи перетворення енергії поновлюваних джерел, слід зазначити, що проблема акумулювання є однією з ключових. В цей час існує досить багато систем акумулювання, що передбачають зберігання енергії у вигляді теплової, механічної, хімічної або електричної енергії. Основні види акумулюючих систем (АС), які можуть бути використані для акумуляції енергії з поновлюваних джерел зазначені в таблиці 14.1.

Таблиця 14.1– Основні види акумулюючих систем

Типи акумулюючої енергії	Види акумулюйочої системи
Електрична	Ємнісні і електромагнітні накопичувачі
Електрохімічна	Електрохімічні батареї і регенеративні паливні елементи
Хімічна	Ємності і абсорбуючі системи для водню і біомаси
Механічна (динамічна)	Інерційні (маховичні), гідравлічні і пневматичні системи
Теплова	Ємнісні і фазоперехідні системи

14.2.1 Ємнісні і магнітні накопичувачі

Надпровідні індукційні накопичувачі (НПІН). При підключенні котушки індуктивності L до джерела напруги U протікає струм I і створює магнітне поле, що має енергію

$$E=1/2\cdot L\cdot I^2 \qquad (14.1)$$

де: L-індуктивність, Гн, I- сила струму, А

У звичайних умовах із-за опору контуру ця енергія швидко розсіюється, перетворюючись в тепло. (НПІН) використовують явище надпровідності, накопичуючи енергію магнітного поля, створеного струмом, що циркулюють у надпровідній котушці, практично без втрат. Завдяки явищу надпровідності, енергія, яка заряджена в котушці, зберігається тривалий час і може практично миттєво бути видана в мережу за вимогою.

Для НПІН характерний широкий діапазон зміни вихідних струмів і напруг: струми в інтервалі 10^3-10^7 А, напруги в інтервалі десятки вольт - одиниці мегавольт, і відповідно, потужності до 10^{12} Вт, енергії до 10^9 Дж. Питомі енергетичні характеристики досить високі і можуть досягати значень 100 кДж/кг.

Основними компонентами НПІН є:

Котушка індуктивності з надпровідною обмоткою грає роль акумулятора електричної енергії. Для виготовлення обмотки застосовують спеціальні сплави. Інтерметалеві з'єднання Nb_2, Sn, TiNb, є надпровідники другого роду. Ці сполуки мають високий рівень критичної індукції магнітного поля і з ним можна пропускати значні струми в надпровідному стані.

Кріостат це спеціальний термос для зберігання холодних рідин ізолюючої обмотки, що знаходиться всередині нього котушки від припливу тепла ззовні.

Рефрижератор - призначений для підтримки котушки обмотки в надпровідному стані при температурі рідкого гелію (< 4.2°К) Споживання енергії на охолодження становить близько 0,1% у час, що особливо не позначається на ефективності всієї системи.

Керований вентильний перетворювач призначений для зв'язку з енергосистемою, працює в режимі як випрямляча, так і інвертора. Втрати на трансформацію струму 2-3% в кожному напрямку. Важливою в практичному відношенні особливістю (НПІН) є можливість його живлення від джерела з малою електричною потужністю системи забезпечує її високу надійність.

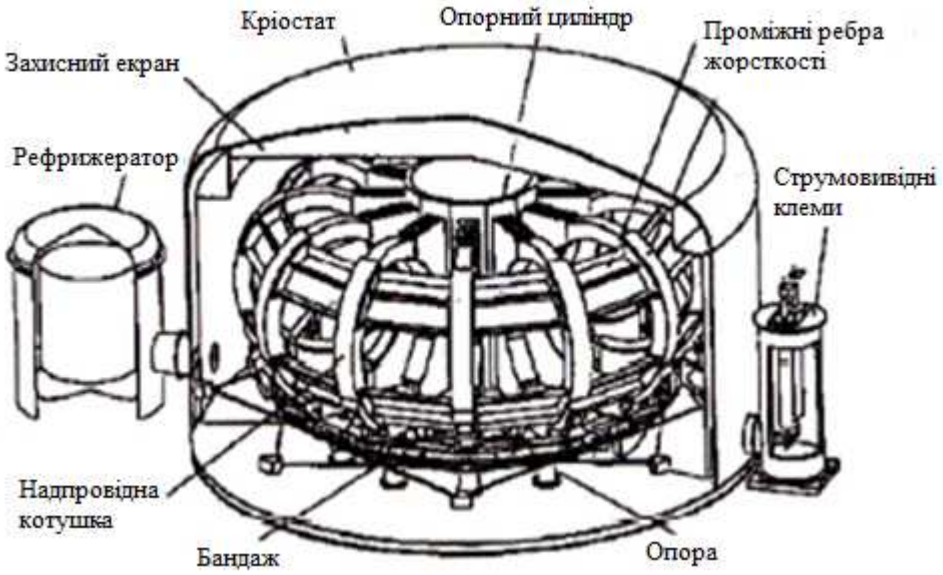


Рис. 14.1 – Конструкція НПІН

Основним обмеженням яке перешкоджає отриманню високої щільності енергії, є механічна міцність надпровідної котушки. Оскільки магнітні поля і струми тут величезні, то зусилля, діючи на котушку, дуже великі. Сплави ж застосовувані для створення надпровідників крихкі.

Широкому впровадженню в енергетику існуючих проектів перешкоджає дуже висока вартість, що обумовлена необхідністю численного допоміжного устаткування, масивних опорних конструкцій, дорогих матеріалів і складним процесом виробництва.

За високих капіталовкладень НПІН в цей час економічно вигідно застосовувати тільки малопотужні системи (100 - 1000 кВт), що забезпечують високу стабільність і якість електроенергії відповідальних споживачів

(наприклад, заводу з виробництва мікропроцесорів). Час циклу акумулювання таких систем складає всього кілька секунд.

14.2.2 Суперконденсатори

Енергія, що накопичується в електричному полі конденсатора ємністю С, визначається за формулою:

$$E=1/2\cdot C\cdot U^2, \qquad (14.2)$$

де: U - підведена напруга.

До числа найважливіших досягнень електрохімічної технології відноситься створення суперконденсаторів (СК), які являють собою конденсатори з подвійним електричним шаром. Вони відрізняються від звичайних конденсаторів тим, що для просторового розподілу різнойменних зарядів, що створюють робоче електричне поле, використовують не макроскопічний діелектричний шар між провідними обкладками, а мікроскопічний поляризований шар на кордоні поверхні розділу двох середовищ. Дослідженнями встановлено, що максимальна щільність енергії може бути досягнута, якщо здійснюється контакт напівпровідника або металу з діелектричною (електронно-ізолюючою) молекулярною рідиною, яка містить парні рухливі іони.

До теперішнього часу досліджено системи СК з питомою енергією до 10-25 кДж/кг, що приблизно в 100 разів перевищує питому енергію відомих конденсаторів. У технологічно освоєних зразках накопичувачів енергії, випробуваних в різних режимах розряду з тривалістю імпульсу до 0,1 -100 с, досягнуті значення питомої енергії 1-10 кДж/кг. Питома середня потужність СК становить залежно від тривалості розряду величину 0,1 - 10 кВт/кг, що істотно перевищує питому потужність традиційних накопичувачів енергії (в тому числі і акумуляторів). Кількість допустимих циклів "розряд-заряд" для СК різних типів становить від 10^4 до 10^5.

Принцип роботи полягає в наступному: на межі розділу фаз (провідник першого роду - електроліт) створюється подвійний електрохімічний шар, в якому електроліт має один знак заряду, а тверде тіло - інший. Ємність подвійного шару лежить в межах 0,1-1,0 мФ/м^2.

14.2.3 Інерційні (маховичні) накопичувачі енергії

Під інерційним (маховичними) накопичувачем енергії розуміється пристрій що накопичує енергію у обертальній масі. Інерційний накопичувач складається з:

а) тіла обертання, що володіє значним моментом інерції - маховика;

б) системи підведення та відведення енергії - трансмісії.

Розгін маховика відбувається за допомогою підключення до джерела енергії, після відключення від якого накопичена енергія зберігається тривалий час і при необхідності використовується. Інерційний накопичувач схематично можна представити як систему «двигун - маховик - генератор».

Запасену маховиком кінетичну енергію визначають за формулою:

$$E_к=1/2\cdot I\cdot w^2 \qquad (14.3)$$

де w- кутова швидкість, I- момент інерції маховика щодо осі обертання.

Кількість енергії, яка може бути безпечно збережена залежить від допустимих механічних напруг у матеріалі ротора.

$$Ơ_t=pr^2w^2 \qquad (14.4)$$

де $Ơ_t$ - розтягуюча напруга обода циліндра (маховика), p – щільність матеріалу циліндра (маховика), r- радіус циліндра (маховика).

Таким чином, чим вище допустима частота обертання маховика і менше щільність матеріалу, тим більшу енергоємність він буде мати. Маховики, які володіють найбільшою питомої енергоємністю називають - супермаховиками, завдяки застосуванню вуглецевих композитів такі маховики мають допустиму частоту обертання від 20 до 100 тис.об/хв.

14.2.4 Пневмо-повітряне акумулювання (ПВА)

Пневматичний спосіб акумуляції енергії у вигляді повітряно-акумулюючої газотурбінної електростанції (ПАЕС) вперше був запатентований в 1949 р., проте перша в світі установка встановленою потужністю 290 МВт і працює за цим принципом була побудована лише в 1978 р. фірмою «Браун Боверн» в м. Гунторф (ФРН).

Установка включає двоступеневу турбіну високого тиску з перегрівом і двоступінчастий компресор з проміжним охолодженням повітря. У години проходження мінімуму навантаження повітря під тиском 6 МПа закачується в два підземні сховища, що представляють собою порожнини, вимиті у пластах кам'яної солі і розташовані на глибині 650-800м. Втрати при цьому практично відсутні.

У період проходження піку навантаження стиснене повітря (при вимкненому компресорі) подається зі сховища в камеру згоряння ГТУ. Обсяг сховища 300 тис. $м^3$ забезпечує роботу ГТУ протягом 2 годин. Під часу заряду - 8 годин і споживаної потужності 60 МВт.

На відміну від традиційної ГТУ, яка в процесі роботи для приводу компресора використовує 2/3 споживаного палива, повітряно-акумулююча газотурбінна установка закачує повітря в сховище в години малих навантажень при низькій вартості електроенергії (наприклад, вночі) і використовує її в певні

години навантаження, для вироблення електроенергії. Цей фактор забезпечує високу ефективність системи.

Друга пневмоповітряна акумулююча станція потужністю 110 МВт була побудована в США, р. Макінтош, штат Alabama в 1991 р. На відміну від АЕС Хунторф тут застосована схема з турбінами середнього тиску і допускає значні витоку повітря. При цьому тиск повітря в сховище має перевищувати тиск на вході в турбіну, а тиск на виході з компресора - тиск у сховище. Для такого компонування використовують двоступінчате стиснення повітря, а також проміжне його охолодження і регенерація газів на виході зі сховища. Головним недоліком таких систем є споживання ними дефіцитних видів викопного палива. Модифікована газова турбіна через роз'ємні муфти пов'язана з електричною машиною і компресором. У години мінімальних навантажень електрична машина працює в режимі синхронного двигуна і обертає компресор, що заповнює повітря в підземний резервуар. У період проходження максимуму навантаження повітря зі сховища надходить у камеру згоряння, де відбувається його підігрів до 500...550°С і подача на лопаті газової турбіни. При цьому електрична машина переходить в генераторний режим і виробляє електричну енергію, віддаючи її в мережу. У деяких проектах пропонують тиск газу в порожнині під землею підтримувати постійним за допомогою розташованого на землі резервуара з водою.

Заповнюючи газову порожнину при виході повітря на робочу турбіну, вода автоматично підтримує тиск, висотою її стовпа. Отже, потужність, що віддається накопичувачем, не зменшується.

Основними недоліками пневмо-повітряних акумулюючих станцій:

- нагрівання повітря при стиску. Необхідність охолодження повітря, розміщеного в підземне сховище для збереження його механічної міцності протягом тривалого часу, вимагає будівництва охолоджувачів баштового типу.

- спеціальні вимоги до місця установки. Для роботи станції навіть середніх розмірів доводиться зарезервувати дуже багато повітря, тому використання звичайних сталевих або бетонних судин високого тиску, застосованих на АЕС, з економічних причин недоцільно і потрібні спеціальні сховища (природні каверни, вироблені газові і нафтові родовища, штучні обсяги).

14.2.5 Теплове акумулювання

Тепловими накопичувачами енергії називаються пристрої, в яких шляхом підвищення температури або зміни фазового стану робочого тіла внаслідок нагрівання запасається енергія.

Теплоакумулюючі установки відрізняються від інших накопичувальних систем однією особливістю: акумулюючий пристрій не є самостійною станцією, яка працює у складі ЕЕС (електроенергетичної системи), а безпосередньо пов'язане з певною паросиловою установкою. Якщо з якоїсь

причини виходить з ладу паросилова установка, то не працює і акумулюючий пристрій, і навпаки. Акумулятори теплової енергії можна класифікувати за характером протікання физико-хімічних процесів в теплоакумулюючих матеріалах:

1) акумулятори ємнісного типу, в яких використовують матеріали, що при нагріванні (охолодженні) не змінюють свого агрегатного стану (вода, галька, природний камінь, водні розчини солей і т.д.);

2) акумулятори фазового переходу, в яких використовують процеси плавлення (затвердіння) речовини (глауберова сіль, парафін і т.д.);

3) акумулятори, що засновані на конвертованих фізичних і хімічних реакціях;

Для визначення ємності теплового акумулятора необхідно знати теплофізичні характеристики теплоакумулюючих матеріалів.

Теплоакумулюючу здатність або кількість теплоти, яка може бути запасена в рідинної системі акумулювання ємнісного типу, кДж визначають за залежністю:

$$\Delta Q=mC_p(T_2-T_1), \qquad (14.5)$$

де m - маса теплоакумулюйочої речовини, кг; C_p - ізобарна теплоємність, кДж/(кг·К); T_2 й T_1-середні значення початкової та кінцевої температури теплоакумулюйочої речовини, К.

Ємність такого акумулятора також залежить від температури навколишнього середовища $T_{навк}$, яку можна врахувати залежністю:

$$\Delta Q=mC_pT_{окр}[((T_2/T_{навк}-\ln (T_2/T_{навк}))- T_1/T_{навк}-\ln (T_1/T_{навк}))] \qquad (14.6)$$

Для акумулювання теплоти перспективно користування підземних водойм, ґрунту, скельної породи та інших природних утворень. У великих системах досить успішно використовують залізобетонні і сталеві резервуари ємністю до 100 тис. куб. м, в яких вода при температурі 80-100° С може зберігати до 8 млн. МДж теплоти протягом 3-х місяців. Такий позитивний досвід накопичений, наприклад, у Швеції, де експлуатуються великі геліотеплонасосні системи теплопостачання селищ.

14.2.6 Технології гідравлічного акумулювання поновлюваних джерел енергії

Гідравлічне акумулювання здійснюється двома способами:

1. Використанням акумулюючих здібностей водосховища ГЕС;

2. Використанням конвертованих режимів ГАЕС або ГЕС-ГАЕС.

При використанні акумулюючих здібностей водосховища ГЕС за допомогою регулювання потужності ГЕС відбувається перерозподіл водного потоку в часі, при цьому водосховищі ГЕС є акумулятором енергії: накопичений ресурс (води) має потенційну енергію.

14.3 Порівняльний аналіз систем акумулювання енергії ВДЕ

Вибір тієї або іншої акумулюючої системи в проекті залежить від багатьох факторів, таких як вартість, енергоефективність, надійність, швидкість перемикання між режимами заряду та ін.

Втрати на перетворення різними АС наведені в таблиці 14.3.
Запасену АС енергію можна надати у вигляді:

$$E_A = C \cdot Kn \cdot K_п \qquad (14.7)$$

де: С - константа, Кn- кількісний показник, Кп - якісний показник.

Втрати енергії при зберіганні виникають із-за втрат в кількості або (та) в якості енергії, які у свою чергу залежать від конструкції АС і часу зберігання. Вибираючи АС для систем енергопостачання необхідно врахувати, вид перетворюваної енергії, режими роботи системи і сфери застосування, що може значно знизити потребу в акумулюванні. Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем наведені в таблиці 14.3.

Таблиця 14.3 – Порівняльна характеристика основних акумулюючих систем

Акумулюючих систем	Питома енергоємність Вт·год/кг	Потужність/час зберігання	ККД %
НПІН	20-30	до 100 МВт/0,1-10 с	95
Суперконденсатори	до 12	до 100 кВт 10 с-10 год	95
РТБ	25-50	0,1-50 МВт; 1-24 год	80
Супермаховики	750-1000	0,1-50 МВт; 1-24 год	85
ЕХА Свинцово-кислотні Металоповітряні Натрій-сернисті Літій-йонні	 20-40 170-250 300-350 120-160	 до 10МВт 10 хв.-10 год до 20кВт 3-24 год до 500кВт 1-3год	 85 80 75 95
Гідравлічне акумулювання: на ГАЕС на ГЕС	- -	0,1-1ГВт 3-24 год 1-100 МВт 3-24 год	80 90

Як малопотужних систем (до 100 кВ) з тривалим часом зберігання акумульованої енергії ефективні конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі

енергії і електрохімічні акумулятори.

В якості систем регулювання частоти і безперебійного живлення можуть бути рекомендовані конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі і СПІН середньої потужності з часом зберігання акумульованої енергії до декількох хвилин.

В якості систем середньої потужності (100 кВт-10 МВт) і тривалим часом зберігання енергії можуть бути використані регенеративні паливні елементи і високоенергоємні натрієві батареї, проте питання екологічності таких систем залишається відкритим.

Для акумулювання великих обсягів енергії з тривалим часом зберігання, що застосовуються до «великої» енергетки, можливе використання тільки гідро - і пневмо - акумулювання. Таким чином, для станцій на основі ВДЕ при наявності ГЕС (ГАЕС) з достатнім обсягом водосховища найкращим варіантом є застосування гідравлічного акумулювання.

При паралельній роботі в енергокомплексі ГЕС і станції ВДЕ, не відбувається подвійного перетворення енергії ВДЕ. Електрична енергія, вироблена ВДЕ, запасається в якості ресурсу водної енергії з ефективністю - 100%. Перетворення акумульованого станцією ВДЕ обсягу води здійснюється в необхідний час агрегатами ГЕС з ефективністю -90%.

Найбільш важливим питанням, що слід вирішити для широкого використання поновлюваних джерел енергії, є питання ефективного перерозподілу одержуваної від поновлюваних джерел енергії в часі. Як відомо прихід енергії ВДЕ є досить нерівномірним і залежать від багатьох факторів. Одночасно і процес споживання або графік навантаження також нерівномірний залежно від ритму життя людини, характеру споживання і т.д.

Для узгодження цих процесів можливе використання наступних режимів роботи установки на ВДЕ:

1) робота в енергосистемі паралельно з мережею в режимі максимуму вироблення;

2) недовикористання поновлюваних джерел енергії шляхом дисипації зайвої енергії;

3) підстроювання процесу споживання під процес виробництва;

4) комбіноване використання декількох джерел відновлюваної енергії, що забезпечують необхідний режим споживання;

5) накопичення надлишків енергії в періоди максимуму приходу ВДЕ і віддача в періоди мінімумів, тобто акумулювання. В роботі розглятуті вии акумулюючих установок: ємнісні і електромагнітні накопичувачі, електрохімічні батареї і регенеративні паливні елементи, електрохімічні батареї і регенеративні паливні елементи, ємності і абсорбуючі системи для водню і біомаси, інерційні (маховичні), гідравлічні і пневматичні системи, ємнісні і фазоперехідні системи.

Вибір тієї або іншої акумулюючої системи в проекті, залежить від багатьох факторів, таких, як: вартість, енергоефективність, надійність, швидкість перемикання між режимами заряду та ін.

Втрати енергії при зберіганні виникають із-за втрат в кількості або (та) в якості енергії, які у свою чергу залежать від конструкції АС і часу зберігання. Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем наведені в таблиці 14.4.

Для малопотужних систем (до 100 кВ) з тривалим часом зберігання акумульованої енергії ефективні конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі енергії і електрохімічні акумулятори.

Таблиця 14.4 – Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем

Метод акумулювання	Втрати на вході	Втрати на виході	Загалом
Гідроакумулюючі водосховища ГЕС	-	0,9	0,9
Суперконденсатори	0,95	0,95	0,9
Літієві акумулятори	0,93	0,93	0,86
Інерційні накопичувачі	0,9	0,9	0,85
Свинцово-кислотні батареї	0,85	0,9	0,77
Регенеративні паливні батареї	0,85	0,77	0,77
Гідравлічне акумулювання	0,85	0,9	0,77
Пневмо-повітряний акумулювання	0,75	0,85	0,64
Стиснутий водень	0,7	0,45	0,32
Рідкий водень	0,5	0,45	0,25

В якості систем регулювання частоти і безперебійного живлення можуть бути рекомендовані конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі і СПІН середньої потужності з часом зберігання акумульованої енергії до декількох хвилин. В якості систем середньої потужності (100 кВт-10 МВт) і тривалим часом зберігання енергії можуть бути використані регенеративні паливні елементи і високоенергоємні натрієві батареї, проте питання екологічності таких систем залишається відкритим.

Для акумулювання великих обсягів енергії з тривалим часом зберігання, що застосовуються у «великій» енергетиці можливе використання тільки гідро - і пневмоакумулювання. Таким чином, для станцій на основі ВДЕ при наявності ГЕС (ГАЕС) з достатнім обсягом водосховища найкращим варіантом є застосування гідравлічного акумулювання.

При паралельній роботі в енергокомплексі ГЕС і станції ВДЕ, не відбувається подвійного перетворення енергії ВДЕ. Електрична енергія, вироблена ВДЕ, запасається в якості ресурсу водної енергії з ефективністю – 100%. Перетворення акумульованого станцією ВДЕ обсягу води здійснюється в необхідний час агрегатами ГЕС з ефективністю - 90%.

Контрольні запитання

1. Назвати основні види акумулюючих систем.
2. Розглянути склад надпровідних індукційних накопичувачів.
3. Зробити порівняльну характеристику основних акумулюючих систем.
4. Від чого залежить вибір тієї чи іншої акумулюючої системи.

Список джерел

1. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст.нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн.3: Альтернативна енергетика. - 621 с.
2. Неисчерпаемая энергия. Кн. 4. Ветроводородная энергетика : Учебник./ В. С. Кривцов, А. М. Олейников, А. И. Яковлев.- – Х. : Нац. Аэрокосм. ун-т «ХАИ», 2007. - 606 с.

Лекція 15. Воднева технологія акумулювання електроенергії

15.1 Загальна характеристика водневої технології

Сьогодні методом акумулювання електроенергії в часи мінімального навантаження в електромережах споживання є гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС).

Для впровадження інших методів акумулювання електроенергії є будівництво біля енергогенеруючих підприємств електролізерних цехів для виробництва за допомогою електроенергії водню та кисню, які потім в часи «ПІК» та в зимовий період можуть використовуватися для роботи котелень та двигунів внутрішнього згорання, і виробництва електроенергії та тепла для споживачів. Для зберігання водню та кисню можуть використовуватися як наземні ємкості, так і підземні порожнини, які залишаються після видобутку корисних копалин.

Електролізери меншої потужності можуть встановлюватися безпосередньо біля котелень, чи в складі обладнання самої котельні.

Перспективи впровадження водневої технології.

У зв'язку зі значним подорожчанням газу та зниженням його видобутку та нафти в майбутньому, привертає увагу вчених та промисловців усього світу до впровадження водневої технології для потреб енергозабезпечення промисловості та населення.

Одним із напрямків наукових розробок у цій галузі є проектування та будівництво біля великих енергогенеруючих підприємств (АЕС, ГЕС, ТЕЦ, ГРЕС, вітрових та сонячних ЕС) електролізерних цехів та воднево-кисневих котелень із спеціалізованими сховищами для акумулювання виробленого водню та кисню в час мінімального споживання електричної енергії.

Цією проблемою почали займатися з 2008 року Харківські проектні інститути і, наприклад, інвестиційна корпорація Україна-Казахстан (м.Львів).

Пропонується до впровадження така схема установок (рис. 15.1):

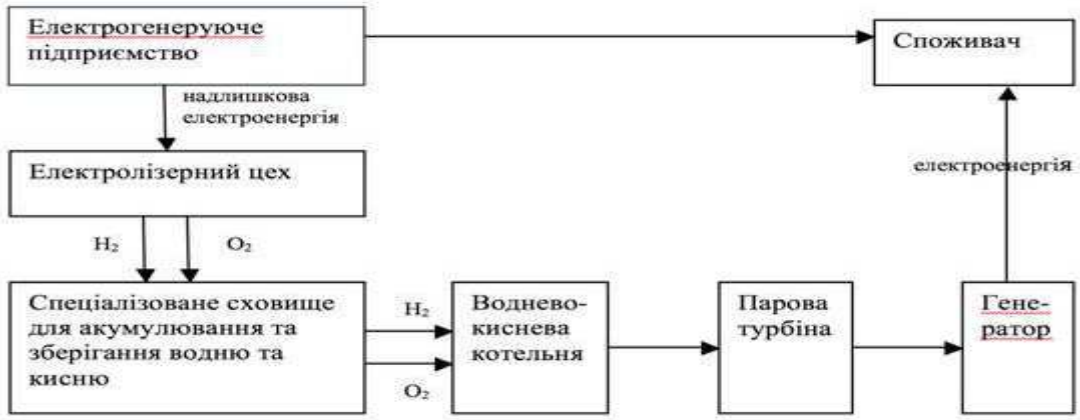


Рис. 15.1 – Схема водневої технології акумулювання електроенергії

Для віддалених споживачів можна використати схему, в якій електролізерний цех, котельню і генератор можна розмістити безпосередньо біля споживача.

15.2 Акумулювання водню

Для зменшення втрат в електромережах безпосередньо біля споживача можна розмістити сховище для водню та кисню, котельню та генератор, а водень та кисень виробляти в електролізерних цехах енергогенеруючих підприємств і перевозити водень та кисень до котелень транспортними засобами або по трубопроводах. Замість котельні, парової турбіни та генератора можна використати когенераційну установку з воднево-кисневим двигуном внутрішнього згорання.

Перспективи впровадження водневої технології в опалювальних системах комунального господарства.

Перспективним напрямком в удосконаленні опалювальних систем та їх розвитку є впровадження водневої технології.

Використання електроенергії власного виробництва для роботи котелень замість покупного газу є основним аргументом для забезпечення енергетичної незалежності України.

Разом із впровадженням електрокотелень можна впроваджувати і електролізні воднево-кисневі котельні, які дають можливість акумулювати водень і кисень в незавантажені періоди року.

Для одержання водню та кисню для роботи котелень раціонально застосовувати електролізери типу СЕУ=4М та ФС, які випускаються Уральськими заводами Росії, а в подальшому, ймовірно, будуть випускатися заводами України.

При цьому для роботи котельні потрібно використовувати також кисень, який буде вироблятися електролізером, замість атмосферного повітря.

Котельня, таким чином, стає повністю екологічно чистою.

Електролізер для своєї роботи вимагає велику кількість води для охолодження. (Мінімум 200 л на 1 літр виробленого водню).

Підігріту воду, одержану від охолодження електролізера, потрібно також використати для роботи за даною технологічною схемою.

При цьому електролізер виступає в ролі електрокотла, який виробляє тепло, а також паливо і окислювач для роботи котельні.

Котельня в такому режимі незалежна від використання атмосферного повітря і не забруднює навколишнє середовище окислами складових як наприклад, при спалюванні органічного палива.

Попереднє техніко-економічне обґрунтування показує, що електролізер типу СЕУ-4М, який виробляє 4 $м^3$ водню на 2 $м^3$ кисню на годину і потребує 20,6квт електроенергії в комплекті з воднево-кисневою котельною може повністю замінити газову котельню потужністю 20-30 Квт, в тому числі з перевагою по економічних показниках.

Для прикладу, газова котельня потужністю 20 кВт потребує на 1 годину 3

м^3 природного газу за ціною 3,8 грн за 1 м^3. Витрати на одну годину на паливо будуть становити 11,4 грн.

Для електролізерної котельні потужністю 20 квт витрати на електроенергію на годину будуть становити 20 грн, а по нічному тарифу значно менше.

Але враховуючи те, що тепло від охолодження електролізера буде використовуватися для підігріву води, і кисень буде окислювачем, то сукупні витрати на воднево-кисневу та газову котельню будуть однаковими, якщо не на користь водневої.

Такі прорахунки необхідно виконати дослідно-експериментальним шляхом у спеціалізованих проектних організаціях. Враховуючи те, що на купівлю газу не будуть витрачатись валютні кошти держави, перевага повинна віддатись на користь воднево-кисневої котельні з електролізером.

15.3 Принципові технологічні схеми котелень (Схема 15.2-15.7)

Принципіальні технологічні схеми котелень (Схема 15.2-15.7).

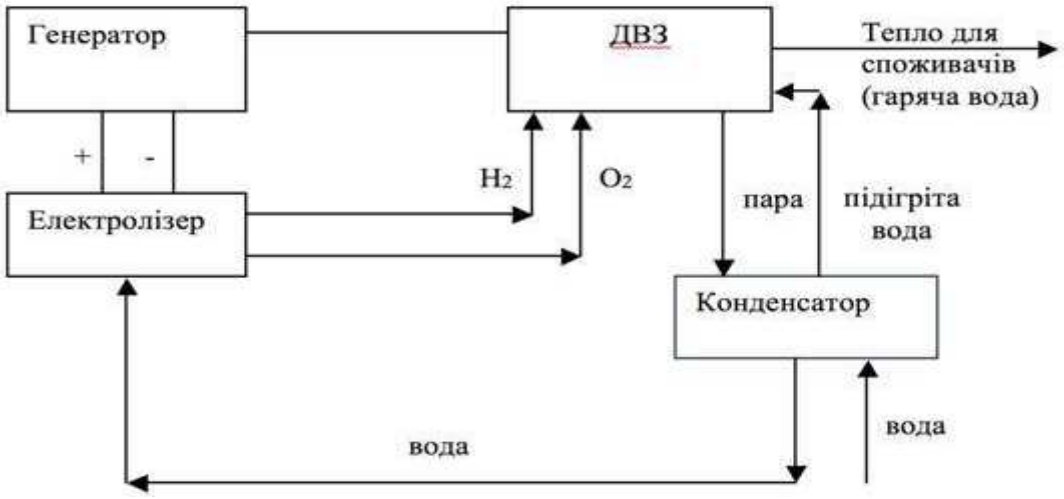


Рис. 15.2 – Схема когенераційної установки на власному паливі

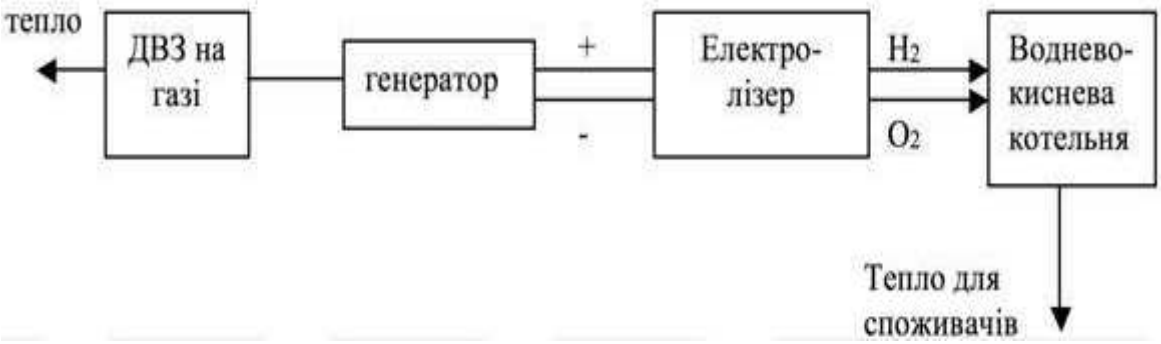


Рис. 15.3 – Схема когенераційної установки на газі в парі з воднево-кисневою котельнею

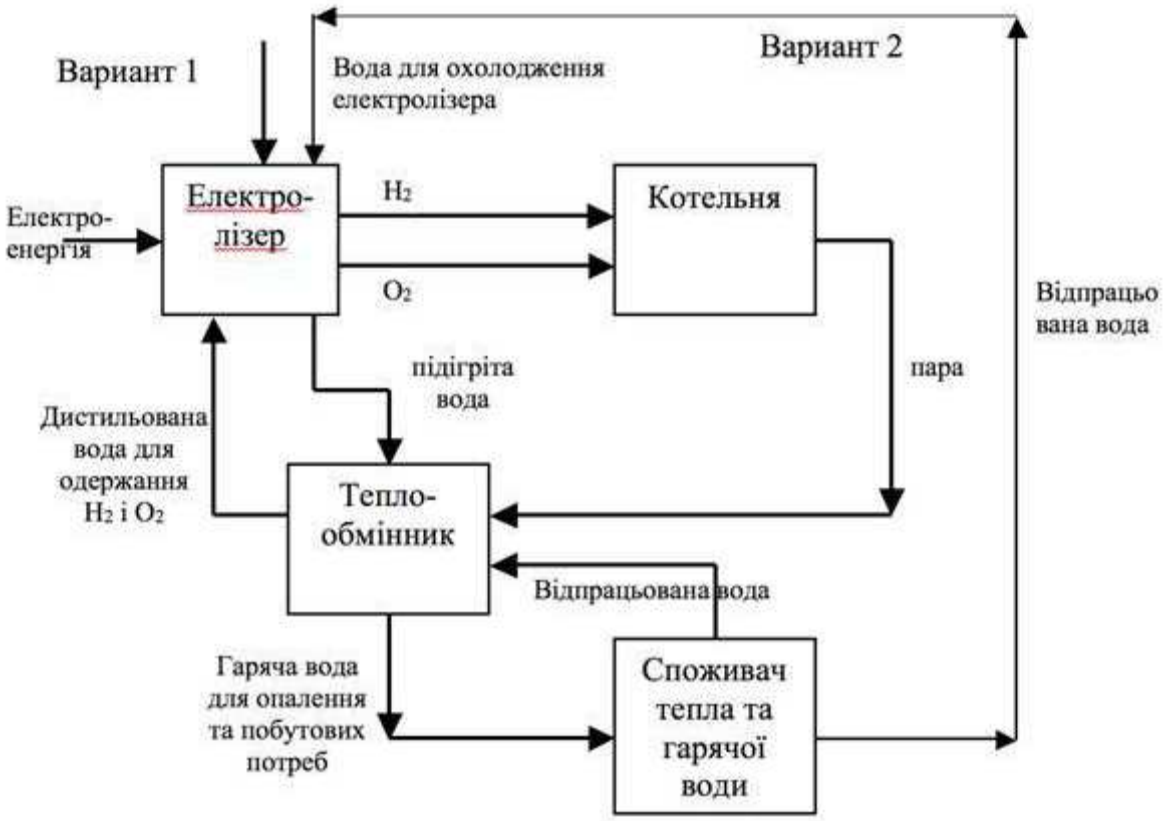


Рис. 15.4 – Схема воднево-кисневої котельні на електроенергії

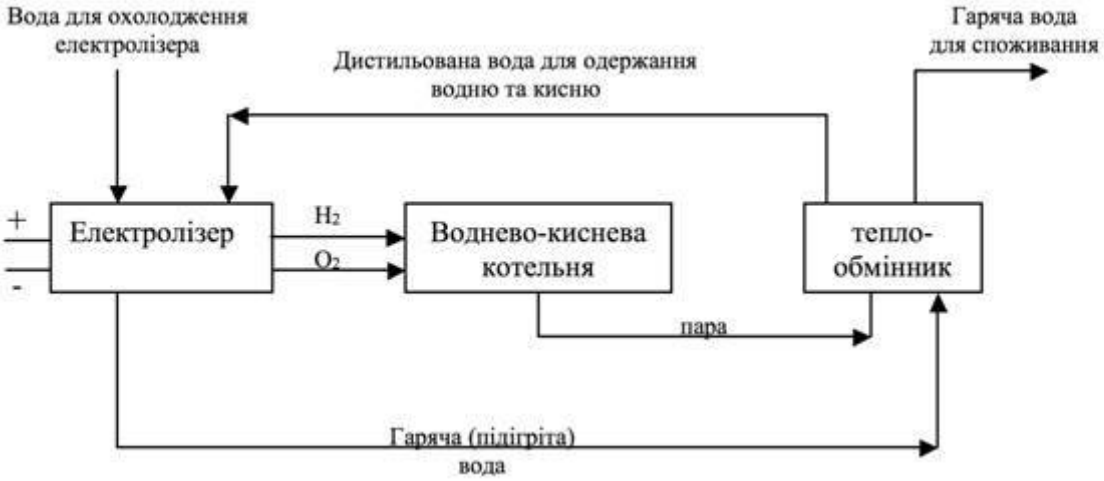


Рис. 15.5 – Схема когенераційної установки на теплі від охолодження електролізера

Для забезпечення дистилювання водою котелень необхідно організувати збір, накопичення та зберігання талої води зі снігу та дощової води на підприємствах з великою площею покрівель (заводи, ринки, супермаркети і тд.)

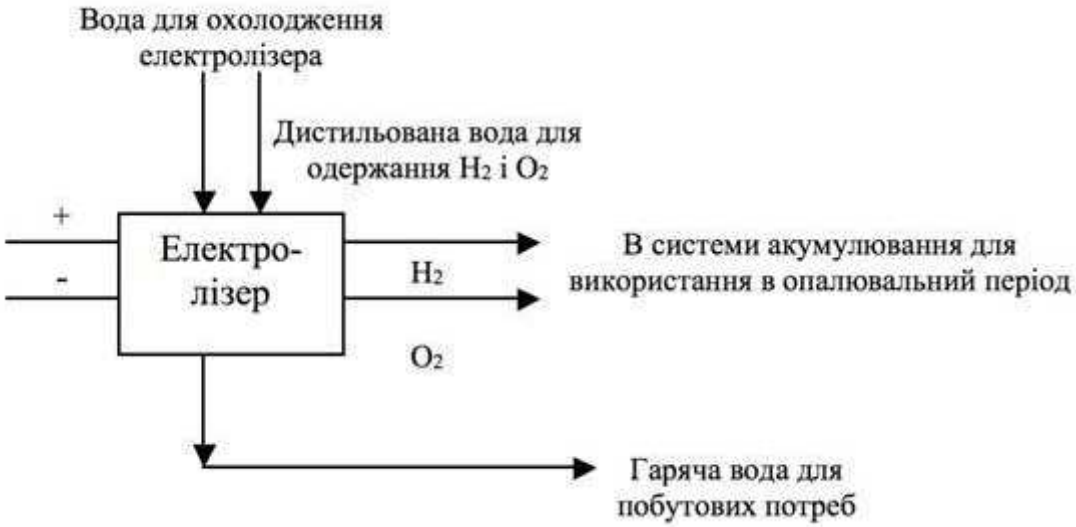


Рис. 15.6 – Схема використання тепла електролізера

В період, коли в опалюванні приміщень немає необхідності, а потрібна тільки гаряча вода для побутових потреб, Схема 16.6 може бути змінена. Водень та кисень по цій схемі в неопалювальний період року направляються в системи акумулювання та зберігаються для використання в опалювальний період.

Удосконалення когеренаційної установки для одержання водню та кисню можна провести, замінивши генератор змінного струму на генератор постійного струму. В цьому випадку відпаде необхідність у включенні в технологічну схему випрямляючого пристрою для роботи електролізера.

Схема роботи такої установки буде виглядати так (рис. 15.7):

Рис. 15.7 – Заміна генератора змінного струму на генератор постійного струму

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати перспективи впровадження водневих технологій.
2. Які перспективи впровадження водневої технології в опалювальних системах комунального господарства?
3. Яким чином можливо удосконалити когенераційні установки для одержання водню та кисню?

Список джерел

1. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн.3: Альтернативна енергетика. - 621 с.

2. Неисчерпаемая энергия. Кн. 4. Ветроводородная энергетика : Учебник./ В. С. Кривцов, А. М. Олейников, А. И. Яковлев.- – Харьков: Нац. Аэрокосм. ун-т «ХАИ», 2007. - 606 с.

Лекція 16. Консалтингові схеми в енергетиці. Енергетичний менеджмент

Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років XX ст., змусили переглянути ставлення суспільства до взаємодії процесів виробництва й використання енергії і навколишнього середовища. Відбулася кардинальна зміна в свідомості населення, передусім технічно розвинених країн. Цьому сприяла також цілеспрямована діяльність урядів у галузі енергетики, що включала як роз'яснювальну роботу, так і жорсткі обмеження. Розроблення і реалізація комплексу заходів, метою яких є раціональніше використання енергії, є суттю державної політики багатьох країн світу. Один з важливих державних заходів – створення консалтингових схем. Консалтингова схема – це система планомірних заходів, здійснюваних в якійсь спеціально обраній галузі. До таких заходів належать:

- створення консалтингових фірм, які надають споживачам енергії, розробникам, працівникам планово-економічного сектору, експлуатаційному персоналові й керівникам підприємств послуги у сфері економії енергії;
- розробка відповідних навчальних програм та ілюстративного матеріалу для підвищення рівня підготовки працівників з раціонального енерговикористання;
- проведення широкої інформаційної компанії через засоби масової інформації, випуск друкованої продукції, що рекламує і пояснює саму ідею енергозбереження;
- висвітлення у пресі вдалих прикладів економії енергії, підготовка і публікація статей для фахівців у технічних журналах.

Створення і впровадження консалтингових схем зумовили зміни на краще у сфері економії енергії країн Західної Європи. Такий самий підхід застосовують до побудови системи раціонального поєднання заходів щодо економії енергії та захисту навколишнього середовища. За основу беруть раціональне планування енергоспоживання за рахунок удосконалення технології. Це стосується як способу і культури експлуатації всякого устаткування, так і загального психологічного підходу до споживання енергії.

В основі створення реалістичного плану дій для економії енергії лежить відповідне законодавство в галузі енергетики, а також наявність у суспільстві відповідних стандартів і норм. Щоб упровадити програму енергозбереження, треба провести попередній економічний аналіз, оснований на точних даних про дійсне споживання енергії, на прийнятній системі тарифів, інформації про окупність і т. ін. Важливою передумовою успішності реалізації програми енергозбереження є готовність у країні інфраструктури, за допомогою якої можна одержати відповідні дані для її реалізації. Це потребує вирішення ряду інженерно-технічних завдань з модернізації устаткування, оптимізації умов його експлуатації. Треба послідовно виконати такі заходи:

– складання переліку і вибір з нього першочергових заходів щодо оптимізації споживання енергії;

– прийняття рішення про здійснення обраних найефективніших заходів;

– визначення умов оптимізації роботи енергосистеми і вибір потрібного алгоритму енергетичного споживання та контролю;

– регулярне оцінювання результатів;

– регулярне інформування всіх зацікавлених сторін про стан системи.

Розумне планування і подальший збір даних по ходу впровадження рекомендацій дозволяє виробити стратегію, що забезпечує збереження досягнутого рівня економії, оцінку результатів впроваджуваних заходів і планування подальшої економії. Усю інформацію треба систематизувати, аналізувати і зберігати. Удосконалення енерготехнологій та енергозбереження залежить від ефективності такого енергетичного устаткування і систем: ТЕС, ТЕЦ, опалювально-виробничі котельні, котлоагрегати різного призначення, печі; системи розподілу тепла: теплові пункти, теплові мережі; системи вентиляційного устаткування будинків різного призначення; устаткування для виробництва, постачання та споживання електричної енергії.

16.1 Енергетичний баланс підприємств.

Енергетичний баланс промислових підприємств є найбільш важливою характеристикою енергетичного господарства підприємства. Енергетичний баланс установлює відповідність між сумарною підведеною енергією і сумарною корисною енергією і втратами. При складанні балансу розглядаються такі види споживаної енергії: електроенергія, газ, мазут, пара і т.п. Далі виробляються кількісні виміри споживання енергії на всі ці види, у тому числі втрати енергії.

Складання балансу здійснюється на підставі даних про фактичне споживання енергії, для одержання яких даних використовуються будь - які прилади - лічильники електроенергії, газу, пари, води, опалення і т.п.

Вивчення енергетичних балансів дає можливість установити фактичний стан використання енергії як на окремих елементах підприємства, так і на підприємстві в цілому. Енергетичний баланс дозволяє зробити висновки про ефективність роботи підприємства. Після закриття балансу повинні бути виявлені об’єкти підприємства, де можна заощадити енергію.

Залежно від виду і параметрів енергоносіїв баланс може бути частковим (складеним для даного енергоносія) або зведеним - енергобалансом по сумарному споживанню теплових енергоресурсів, при складанні часткових енергетичних балансів кількісний вимір енергоносіїв здійснюють в джоулях (мегаджоулях, гігаджоулях), кіловат-годинах, тоннах умовного палива. При складанні зведеного енергетичного балансу вимір різних енергоресурсів і енергоносіїв здійснюють - в тонах умовного палива.

Залежно від призначення енергетичні баланси характеризуються наступними

ознаками:

- розрахунковим періодом (звітні баланси по фактичних даних за минулий період, планові на найближчий планований період з урахуванням завдань по зниженню витрат енергії; проектні, що складаються при проектуванні об'єкта, та ін.);
- стадією енергетичного потоку (виробництво, перетворення, розподіл, кінцеве використання енергетичних ресурсів);
- видом енергоносія (наприклад, часткові енергобаланси по окремих видах споживаних енергоносіїв, зведені енергобаланси по сумарному споживанню енергії).

Для складання і аналізу енергетичного балансу підприємства вихідна інформація має такий вигляд :

- загальна виробнича і енергетична характеристики підприємства (обсяги і номенклатура продукції, що випускається, її собівартість з виділенням енергетичний складової і т.п.);
- опис схеми матеріальних і енергетичних потоків;
- перелік і характеристика основного енерговикористовуючого устаткування;
- дані про витрати енергоносіїв;
- дані про роботу з раціонального використання енергії на підприємстві.

Схема матеріальних і енергетичних потоків супроводжується описом видів і параметрів енергоносіїв, стану використання вторинних енергетичних ресурсів, системи обліку і контролю витрати енергії та енергоносіїв.

Аналіз енергетичного балансу складається в якісну і кількісну оцінку стану енергетичного господарства підприємства.

Аналіз використання енергоносіїв може бути проведений шляхом порівняння фактичних показників з нормативними, фактичними за минулий період, перспективними аналогічними на інших підприємствах. При цьому порівняння показників повинне проводитися з урахуванням умов порівнянності (при однакових обсягах, складі і якості продукції і т.п.).

Ефективність використання енергії в установці можна характеризувати коефіцієнтом корисної дії , який визначається за формулою $\eta = E_{кв} / E_{п}$,

де $E_{кв}$- кількість корисна використаної енергії, $E_{п}$ - кількість підведеної енергії. При оцінці ефективності використання енергоресурсів на підприємстві сумують кількість використаної і підведеної енергії на всіх установках для різних видів енергоносіїв. У результаті вивчення енергетичного балансу оцінюється такий важливий показник ефективності, як енерговикористання - питома витрата енергії на виробництво продукції.

16.2 Енергетичний аудит і методологічні основи його проведення

Кінцева мета підвищення енергетичної ефективності будь-якого виробництва (підприємства) – знизити рівень споживання енергії за умови

зберігання обсягів виробництва з одночасним скороченням негативного впливу на навколишнє середовище. Для цього треба прийняти відповідні рішення щодо стратегії використання різних ресурсів на підставі енергетичного аудиту і енергетичного менеджменту.

Енергетичний аудит – це технічне інспектування підприємств (виробництв) з погляду їх енергоспоживання з метою визначення можливої економії енергії і допомоги підприємству (виробництву) в економії енергії на практиці завдяки механізмам енергетичної ефективності, а також з метою впровадження на підприємстві енергетичного менеджменту.

Проведення енергетичного аудиту – початкова фаза впровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту. Методика проведення аудиту не залежить від виду продукції, застосовуваної технології, форми організації досліджуваного виробництва (підприємства). В основу її покладено визначений стандартний (типовий) алгоритм, здатний забезпечити як ефективну роботу аудитора, так і можливість залучення на певних етапах роботи інших аудиторів. Аудитор мусить бути здатний брати до уваги всі споживані види енергії з тим, щоб виробити пропозиції не тільки щодо їх скорочення, але щодо оптимізації структури енергоспоживання, тобто ймовірної заміни одних енергоресурсів іншими.

Загальні вимоги до генеральної стратегії енергетичного аудиту такі:

- можливість її застосування для всіх типів виробництв і компаній;
- облік усіх видів енергії; сприяння зменшенню витрат часу на проведення аудиту завдяки максимальній стандартизації;
- можливість ідентифікації етапів для продовження роботи або її припинення;
- можливість використання енергетичного аудиту як бази для співпраці між аудиторами різних напрямів діяльності підприємства.

Структура генеральної стратегії проведення енергетичного аудиту (Рис. 16.1) включає чотири етапи:

Етап 1. Попередній контакт аудитора з керівництвом підприємства; ознайомлення з підприємством, основними виробничими процесами і технологічними лініями; укладання угоди з керівництвом підприємства про подальшу діяльність.

Етап 2. Упорядкування карти споживання енергії на підприємстві; ідентифікація можливості значної економії енергії.

На цьому етапі загальне енергоспоживання різних енергоносіїв розбивають на окремі процеси і установки, групи технологічних процесів, окремі об’єкти (будинки). Це і є створення карти споживання енергії, засноване на проведенні спеціальних вимірів і розрахунків.

Усі виявлені можливості економії енергії вносять у перелік місць можливої економії, зазначаючи пріоритетність.

Етап 3. Оцінка економії енергії та економічних переваг від упровадження різних можливих заходів; вибір конкретної програми енергозбереження для першочергового впровадження; підготовка ключових технічних і економічних даних; надання керівництву підприємства звіту про енергетичний аудит;

ухвалення рішення про проведення подальшої роботи з енергозбереження й укладання угоди про подальшу діяльність.

Eman 4. Упровадження програми енергозбереження; запуск системи енергетичного менеджменту; продовження діяльності щодо підвищення ефективності енергозбереження.

Успішна реалізація схеми енергетичного аудиту залежить від високої кваліфікації аудитора. Він має знайти: принципи роботи енергогенерувальних установок; процеси енергоспоживання (наприклад, такі як сушка, термообробка, теплопостачання промислових підприємств і технологічних процесів; опалення, вентиляція і кондиціювання будинків, системи водопостачання; різання, плавка, лиття тощо); основні енергетичні установки і системи (холодильні установки, компресорні станції, вентиляційні системи; системи освітлення; насоси, інші системи з електроприводами) і вміти аналізувати доцільність використання того чи того енергоресурсу для забезпечення технологічних процесів на підприємстві.

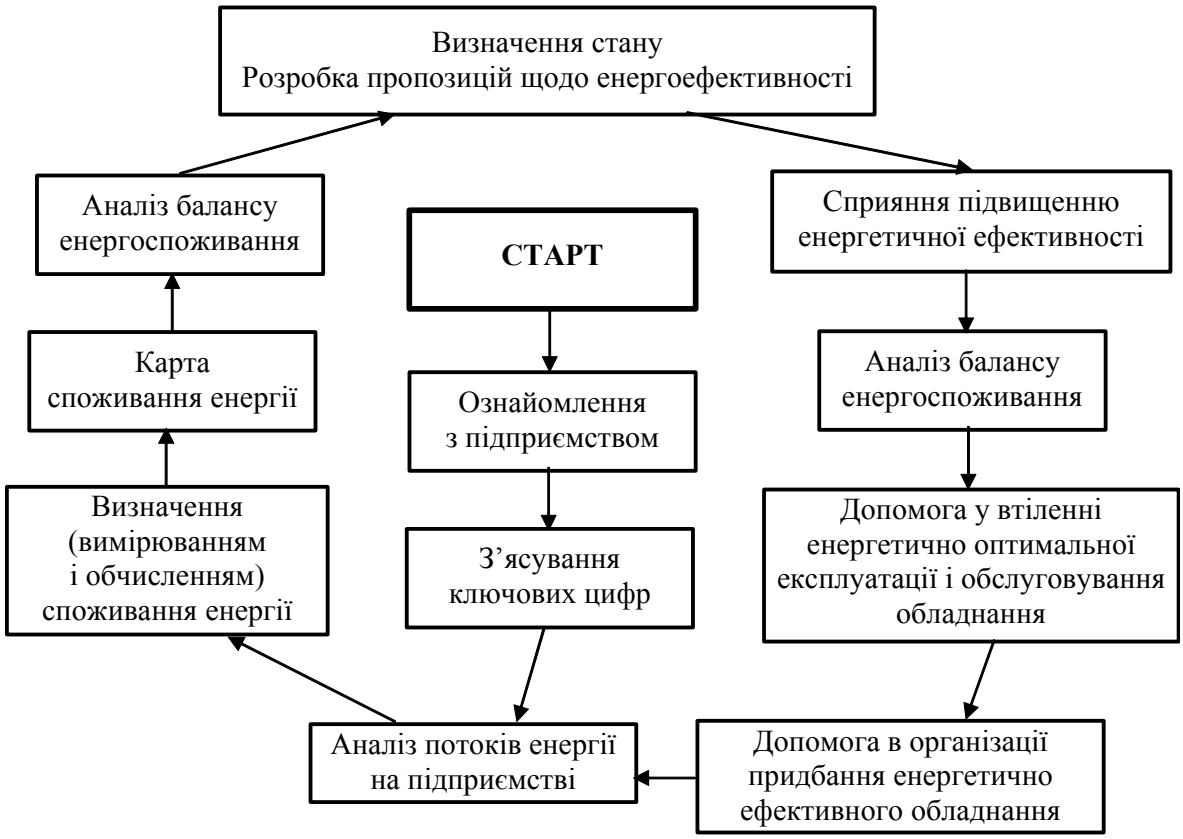


Рис. 16.1 – Схема проведення енергетичного аудиту

16.3 Енергетичний менеджмент

Енергетичний менеджмент (ЕМ) дозволяє одержати докладну картину споживання енергії на підприємстві і порівняти ефективність існуючого споживання зі споживанням енергії на інших підприємствах (виробництвах).

Мета ЕМ – оцінка проектів економії енергії та планованих заходів щодо енергозбереження на певному підприємстві (виробництві).

Енергетичний менеджмент – це система керування енергоспоживанням на підприємстві, яка спирається на проведення типових вимірювань і перевірок і забезпечує таку роботу підприємства, коли споживається тільки цілком потрібна (теоретично) для виробництва кількість енергії. Це основний інструмент скорочення споживання енергії і, відповідно, підвищення ефективності її використання, а також зниження негативного впливу енергетики на навколишнє середовище.

За впровадження нового для підприємства виду діяльності і загалом за енергетичну ефективність підприємства (виробництва) відповідає енергетичний менеджер. Основні його обов'язки такі:

- участь у впорядкуванні карти споживання енергії на підприємстві; збір даних про споживання ПЕР з використанням лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- упорядкування плану установки додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збір даних про потоки сировини, ПЕР і готової продукції;
- розробка пропозицій щодо підвищення ефективності використання енергії загалом і на окремих виробництвах;
- локалізація і впровадження заходів для економії енергії, що не потребують інвестицій або які можна реалізувати за рахунок мінімальних інвестицій;
- локалізація, оцінка і визначення пріоритетності заходів для економії енергії, що потребують великих інвестицій;
- упорядкування схеми аварійного зупинення устаткування і варіантів енергопостачання для випадків аварійного припинення зовнішньої подачі енергії тощо;
- інформування персоналу підприємства про діяльність щодо енергетичного менеджменту та інформування про заходи, вжиті для економії енергії;
- упровадження нових технологій на існуючих і нових енергосистемах для підвищення енергоефективності виробництва;
- участь у розробці виробничого плану і стратегії енергоспоживання на підприємстві.

Енергетичний менеджер зобов'язаний підтримувати власну інформованість у галузі енергетики, а також знати законодавство, систему оподатковування, питання захисту навколишнього середовища тощо. Перелік обов'язків енергетичного менеджера дуже широкий і потребує від нього різнобічних і глибоких знань. Він має володіти:

– інженерною освітою в галузі енергетики;
– досвідом керування виробництвом і робочими групами;
– досвідом керівництва проектами;
– організаційними якостями;
– здатністю переконувати людей і розуміти мотивацію їхніх вчинків;
– розбиратися в політиці своєї країни стосовно енергетики;
– знати рішення місцевої влади, що стосуються виробництва, екології, споживання енергії тощо;
– добре розуміти концепцію енергетичного менеджменту та енергетичної ефективності;
– знати економічні принципи розробки бюджету підприємства і методи розробки бізнес-планів у галузі енергетичної ефективності.

Систему енергетичного менеджменту можна розглядати як сукупність таких етапів:

Перший етап – це запуск системи. Початок упровадженню системи енергетичного менеджменту може покласти енергетичний аудит, який дасть уявлення про ситуацію в енергоспоживанні підприємства.

Другий етап – аналіз і порівняння реальних рівнів споживання з ключовими цифрами з літератури, інших підприємств тощо.

Третій етап – визначення стану і обрання пріоритетів у виконанні проектів заощадження енергії.

На *четвертому етапі* проробляють бюджет виконання обраних проектів. Цей бюджет будують на вже відомих цифрах питомого споживання енергії на підприємстві.

П'ятий етап – це контроль за споживанням енергоносіїв, рівень якого має не перевищувати того, який зазначено в бюджеті. На цьому етапі іноді вдається виявити додаткових несподіваних споживачів енергії і провести аналіз причин, через які вони виникають.

На цьому перший цикл замикається. Наступний починається з тієї самої процедури (рис. 16.2) Такі системи енергетичного аудиту та енергетичного менеджменту працюють на більшості підприємств, які випускають конкурентоспроможну продукцію в країнах Європейського союзу.

У процесі впровадження енергетичного менеджменту треба: визначити потоки матеріалів і енергії в різних виробничих процесах, створити карту споживання енергії в основних виробничих процесах підприємства й у різних допоміжних установках і системах. Доцільно починати з основних і найбільше енергоємних виробничих процесів підприємства. Потім можна перейти до створення детальної карти всіх виробничих процесів і споживання енергії в них.

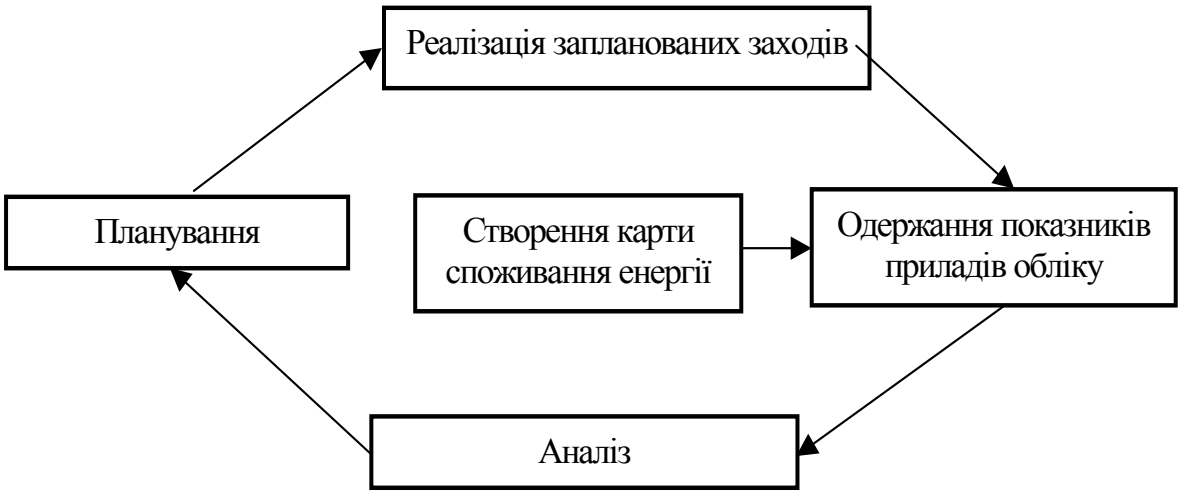


Рис. 16.2 – Циклічність енергетичного менеджменту

Найефективніше використання енергії пов'язане з такими основними показниками:

- високим рівнем використання загального обсягу виробництва (якщо обсяг виробництва 50 % від максимального (проектного) рівня, то досить складно досягти високої ефективності використання енергії);
- раціональним підбором типу енергоносіїв для основних енергоємних виробництв;
- вихідною якістю сировини;
- ефективністю роботи окремих установок і систем загалом (котлів, агрегатів і т. ін.); низьким рівнем утрат у системах розподілу енергії (пари, стисненого повітря, електроенергії).

Основну увагу треба приділяти найбільше енергоємним виробничим системам. До них передусім належать такі типові системи, як ТЕС, котельні установки, сушильне устаткування, устаткування подачі тепла для виробничих потреб, системи опалення і водопостачання, системи вентиляції і кондиціювання повітря, холодильні установки, системи освітлення, системи подачі стисненого повітря, насоси та ін. Вони характеризуються такими показниками:

- високими або низькими температурами (порівняно з температурою навколишнього повітря);
- високим рівнем споживання робочого тепла (пари, води, газу, стисненого повітря).

Будь-яку систему можна поділити на три основні складові (рис. 16.3): власне технічна система (турбіна, котел, компресор тощо); система передачі (транспорту) енергії або робочого тіла (мережі) і сама енергія (робоче тіло, навантаження).

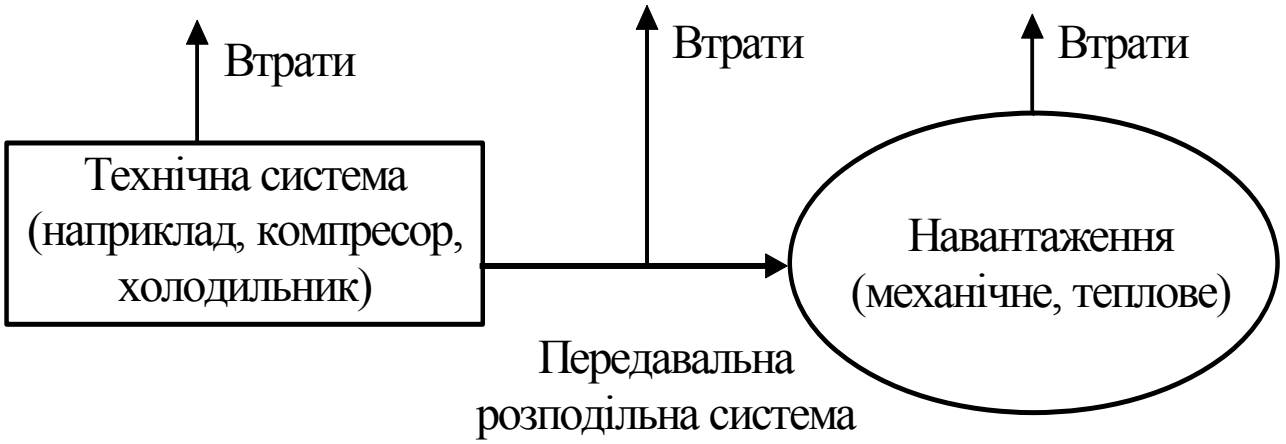


Рис. 16.3 – Елементи виробничої системи енергоспоживання

Утрати енергії відбуваються у всіх компонентах системи, але вартість їх усунення різна. Тому, аналізуючи в процесі енергетичного менеджменту можливості енергозбереження, треба підходити до таких систем комплексно. Зазвичай розгляд доцільно починати з кінця системи: саме тут (у навантаженні) найчастіше криються найдешевші і швидко реалізовані можливості енергозбереження.

16.4 Основні поняття про собівартість і тарифи на енергію

Виробництво енергії завжди пов'язано з експлуатаційними витратами, що визначають її собівартість. При розрахунку собівартості виділяються наступні статті витрат:

- сировина та основні матеріали;
- паливо та енергія для технологічних цілей;
- допоміжні матеріали;
- основна і додаткова зарплата виробничих робітників;
- соціальне страхування;
- підготовка та освоєння виробництва;
- витрати на зміст та експлуатацію устаткування;
- цехові витрати;
- загальнозаводські витрати;
- позавиробничі витрати.

Аналіз вищенаведених статей витрати показує, що основну частку усіх витрат складають витрати на паливо.

Існує поділ витрат на основні і накладні. Основними витратами є витрати, безпосередньо зв'язані з реалізацією технологічного процесу. Накладні витрати - це витрати на керування виробництвом і його обслуговування.

Собівартість енергії залежить від виду енергії, способу її виробництва, технологічних процесів. Наприклад, при виробництві електроенергії на ТЕЦ її собівартість істотно залежить від типу турбін, початкових і кінцевих параметрів пари, параметрів тепла, що відпускається, частки вироблення електроенергії в теплофікаційному режимі. Виробництво ж електроенергії на

ГЕС значною мірою залежить від природних факторів. Собівартість електроенергії на ГЕС у 5-6 разів менше собівартості електроенергії ТЕС.

Крім виробництва енергія повинна бути доставлена безпосередньо до споживача. Тому її повна собівартість визначається сукупністю витрат на виробництво, передачу і розподіл.

Електрична і теплова енергія реалізуються споживачам по тарифах, що представляє собою різновид цін. Регулювання тарифів на енергію є важливою ланкою в загальній системі регулювання енерговикористання.

Існують два види тарифів на енергію - одноставочні й двоставочні.

При одноставочному тарифі плата за електроенергію здійснюється за цінами за 1 кВт·год пропорційно кількості спожитої енергії. За одноставочними тарифами звичайно виконується розрахунок з побутовими споживачами, електрифікованим транспортом, державними установами і малопотужними промисловими споживачами. Одноставочні тарифи диференціюються по категоріях споживачів.

Двоставочні тарифи складаються з основної ставки за 1 кВт потужності, що бере участь у максимальному навантаженні енергосистеми, і додаткової ставки за 1 кВтг спожитої енергії. Двоставочний тариф стимулює споживачів до зниження навантаження на максимум енергосистеми і зсуву її на інші години доби. Цей тариф створює найбільш сприятливі умови для врахування інтересів споживачів і виробників енергії.

Теплова енергія продається за одноставочним тарифом. Тариф диференціюється по енергосистемах і параметрах теплової енергії, що відпускається. При зниженні параметрів теплової енергії, що відпускається, зменшується її споживча цінність. Це веде до зниження тарифу.

На теплову енергію тарифи встановлюються з урахуванням повернення конденсату. За неповернений конденсат споживач повинен платити додатково (на 10-20% більше). Стимулювання споживачів до повернення конденсату є одним із шляхів вирішення завдань енергозбереження.

Стимулювання раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів може здійснюватися встановленням сезонних цін на природний газ і сезонних тарифів на електричну та теплову енергію. Тарифи диференціюють залежно від часу доби і днів тижня. Наприклад, з метою зниження пікових навантажень у денний час установлюються більш низькі нічні тарифи на електроенергію.

Контрольні запитання

1. Головні обов’язки енергетичного менеджера.
2. Вимоги до підготовки енергетичного менеджера; напрями підготовки.
3. Енергозбереження як додаткове джерело енергоспоживання.
4. Енергозбереження як дійовий важіль підвищення економічної ефективності і безпеки енергетики.
5. Етапи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві.

6. Основи управління підвищенням ефективності виробництва і споживання енергії.
7. Консалтингові схеми в енергетиці як державний механізм раціонального використання енергії.
8. Енергетичний баланс. Основні ознаки й складові.
9. Загальні вимоги і послідовність енергетичного аудиту.
10. Генеральна стратегія проведення енергетичного аудиту.

Список джерел

1. Маляренко В. А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 288 с.з іл.
2. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В.С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн.. ун-т, 2008. – Кн.3 : Альтернативна енергетика.- 621 с.

Лекція 17. Теплонасосні технології виробництва та акумулювання енергії

17.1 Класифікація та основні характеристики теплових насосів.

Як вже відмічалось, теплові насоси є різновидом трансформаторів теплоти і призначені для одержання теплоносія середнього та підвищеного потенціалу, використовуваного при тепловому споживанні.

Тепловий насос працює наступним чином. У теплообміннику-випарнику відбирається теплота низького потенціалу і передається так званому робочому тілу (фреону). Утворені у випарнику пари фреонів стискуються в компресорі, одночасно підвищуються їх тиск і температура. Потім теплота стиснутої пари у конденсаторі передається тепловому споживачеві, а конденсат після дроселювання тиску знову надходить у випарник. Звідси можна зробити висновок, що дія теплового насоса нічим не відрізняється від роботи звичайного компресійного холодильника. Робочими агентами теплових насосів служать: фреон-11, фреон-21, фреон-113, фреон-114, фреон-142, гази й газові суміші (у тому числі і повітря), які мають низьку температуру кипіння при атмосферному тиску.[1]

Тепловіддавачем у випарнику можуть бути джерела природної теплоти - зовнішнє повітря, вода природних водойм, ґрунт і т.д. Якщо тепловіддавачем служить термальна або охолоджена вода промислових печей, конденсаторів турбін та інших виробничих агрегатів, то енергетичний ефект роботи теплового насоса збільшується.

У багатьох країнах світу теплові насоси знайшли широке застосування. Їх загальна потужність сьогодні складає приблизно кілька мільйонів кіловатів. Теплонасосні станції серійно випускаються в Англії, Франції, Швеції, Японії, країнах СНД та інших країнах світу. У США сьогодні діє більш 2 млн таких установок.

Теплонасосні схеми в Україні ще впроваджуються недостатньо. Це пов'язано з організацією наукових досліджень, можливостями промисловості, але в, першу чергу, співвідношенням цін на теплову та електричну енергію.

Розрахункова ефективність від впровадження теплових насосів дуже велика. У порівнянні з електрообігріванням застосування теплових насосів приводить до 3-5-кратної економії палива. Це підтверджено як лабораторними експериментами, так і досвідом експлуатації відповідних установок.

17.2 Використання теплових насосів як низькопотенційних джерел теплоти.

Теплові насоси можна використовувати як індивідуальні системи обігріву житлових будинків, окремих будинків і споруд, насосних (каналізаційних, водопостачання) і т.п. Так, для теплопостачання окремих насосних станцій у даний час, як правило, використовують перетворення електричної енергії в теплову за допомогою калориферів чи різних теплоелекгронагрівачів (тенів). Сумарна потужність їх обмежена 30 кВт. Це викликає значні труднощі для

забезпечення необхідних розрахункових температур повітря усередині насосних станцій. Для економії електроенергії пропонується застосовувати теплові насоси типу "вода - повітря". У насосних станціях джерелом низкопотенційної теплоти може служити рідина, що перекачується, а теплоносієм, який нагрівається - повітря станції. У цьому разі тепловий насос повинен знаходитись безпосередньо в насосній станції.

Принципова схема опалення водопровідної насосної станції за допомогою теплового насоса типу "вода - повітря" наведена на рисунку 17.1. Частина води, що перекачується насосами 1, подається на випарник 2, де вона охолоджується за рахунок теплообміну з робочим тілом теплового насоса, випаровуючи його. Охолоджена вода повертається назад у мережу. Пари робочого тіла, що утворилися (хладон-12), з випарника 2 відсмоктуються компресором 3 і стискуються ним до тиску, обумовленого температурою вхідного в конденсатор 4 повітря, де відбувається його нагрівання за рахунок теплоти конденсації робочої речовини. Конденсат робочої речовини через дросель 5 подається знову у випарник 2 і цикл повторюється. Витрата електроенергії на прокачування води через випарник незначна. Для одержання теплової потужності 10 кВт насосу досить перекачати через випарник приблизно 2,5 м/год води, що складає приблизно менше 1 % обсягу прокачуваної води. Найбільш розповсюдженою за рубежем є схема з комбінованим використанням теплоти ґрунту і сонячної енергії (рис. 17.2), хоча відомості про економічну ефективність таких схем поки відсутні.

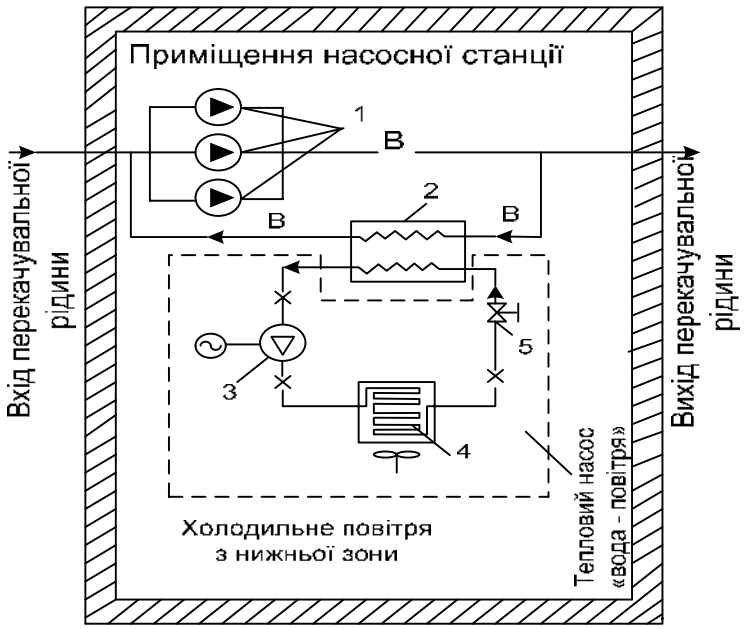


Рис. 17.1 – Принципова схема опалювання насосної стангції за допомогою теплового насоса „вода - повітря” :
1- технологічні насоси; 2 – випарник; 3 – компресор; 4 – повітряний конденсатор з вбудованим вентилятором; 5- дросель; В – вода; Х – холодоагент (хладон-12), (пунктиром показана заводська поставка).

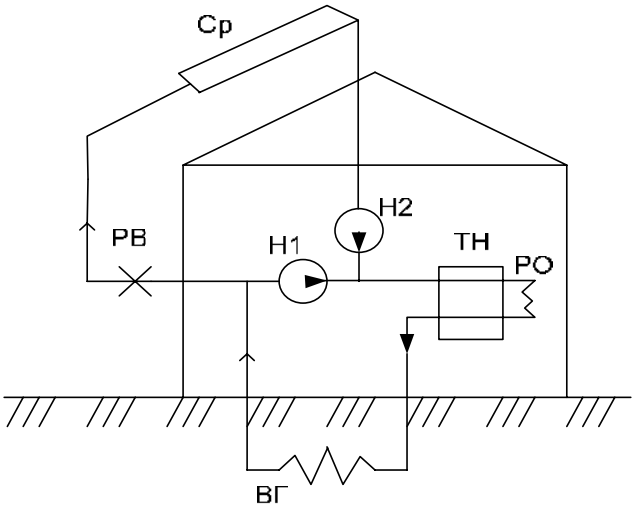


Рис. 17.2 – Схема опалювання житлових помешкань теплонасосною установкою з використанням теплоти ґрунту і Сонця: ТН – тепловий насос; ВГ – випарник ґрунту; Ср- сонячний радіатор; Н1 і Н2 – циркуляційні насоси; РО – радіатори опалювання; РВ – регульований вентиль для відключення сонячного радіатору

Можлива схема теплонасосного опалення приміщення з використанням вентиляційного повітря показана на рисунку 17.3, а з використанням теплоти природних водойм - на рисунку 17.4.

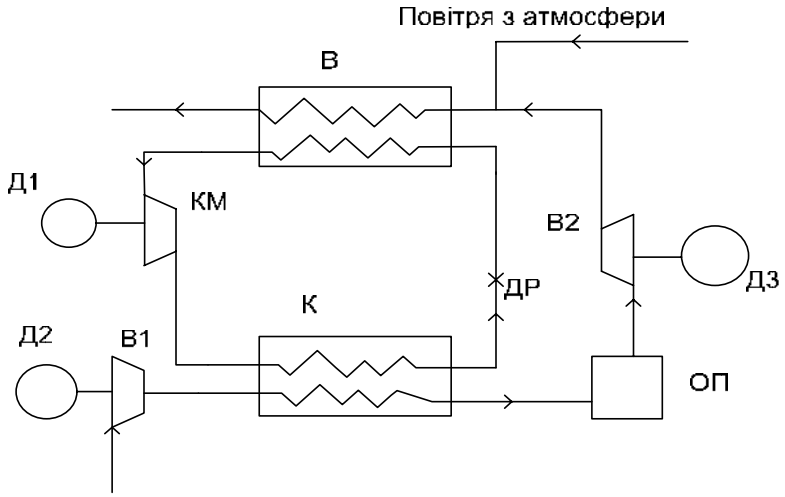


Рис. 17.3 – Схема теплонасосного опалювання приміщення з використанням теплоти вентиляційного повітря: В- випарник; К – конденсатор; ДР –дросель; ОП – опалювальні приміщення; Д1,Д2,Д3 – електро- та теплові двигуни; В1 та В2 – повітряні вентилятори.

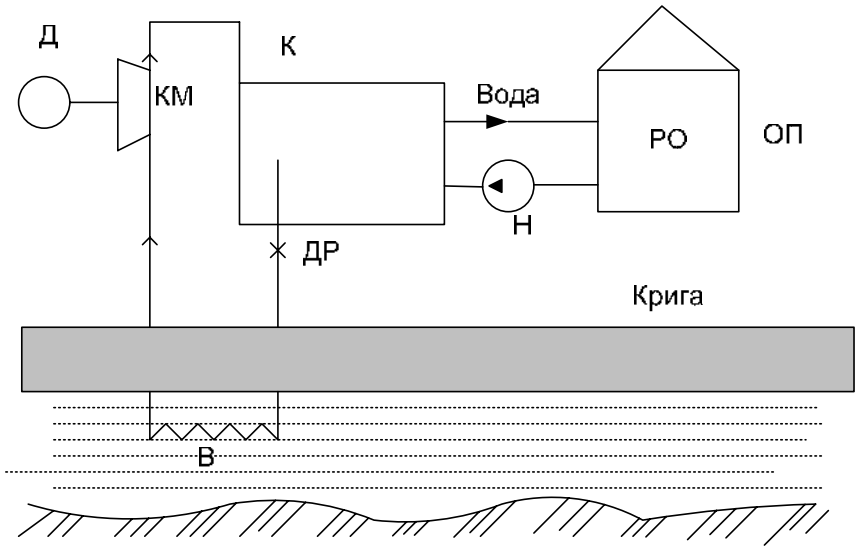


Рис. 17.4 – Схема теплонасосного опалювання з використанням теплоти водоймищ: В – випарник, К – конденсатор, КМ – компресор, ДР – дросель, ОП – опалювальні помешкання, Н – насос, РО – радіатори опалювання.

Контрольні запитання

1. Яким чином працює тепловий насос?
2. Охарактеризувати тенденції впровадження теплонасосних схем в Україні?
3. Яким чином можливо охарактеризувати ефективність використання електричної енергії при прямому перетворенні в теплову в порівняні з використанням її в тепло насосних установках.

Список джерел

1 Маляренко В. А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 288 с.з іл.
2. Кривцов В. С. Невичерпна енергія: підруч. / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлев.-Х.: Нац. аерокосм. ун-т «Харк. авіац. ін-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2008. – Кн. 3: Альтернативна енергетика. - 621 с.

Навчальне видання

МАЛЯРЕНКО Віталій Андрійович,
ДОЦЕНКО Сергій Ілліч,
ТЕМНОХУД Інна Олександрівна

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

(для студентів 1, 2 курсів денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання")

Відповідальний за випуск *В. А. Маляренко*

Редактор *З. І. Зайцева*

Комп'ютерне верстання *С. І. Доценко*

План 2014, поз. 91 Л

Підп. до друку 28.04.2014 р. Формат 60×84/16
Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 7,6
Зам. № Тираж 100 пр.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет міського господарства
імені О. М. Бекетова,
вул. Революції, 12, Харків, 61002
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 4705 від 28.03.2014 р.