

620.9(075)
Е62

В. В. Сабадаш, І. М. Петрушка,
М. С. Мальований, О. А. Нагурський

ЕНЕРГЕТИКА,

РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА ТА ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ ВІД ФІЗИЧНИХ ЗАБРУДНЕНЬ

Загальний курс



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ “ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА”

**ЕНЕРГЕТИКА,
РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА
ТА ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ
ВІД ФІЗИЧНИХ ЗАБРУДНЕНЬ**

Загальний курс

Навчальний посібник

*Рекомендувала Науково-методична рада
Національного університету “Львівська політехніка”*

Львів
Видавництво Львівської політехніки
2014

УДК 504.064:621.311.2(075.8)

ББК 28.081

Е 627

В.В. Сабадаш, канд. техн. наук, доц.;

І.М. Петрушка, д-р техн. наук, доц.;

М.С. Мальований, д-р техн. наук, проф.;

О.А. Нагурський, д-р техн. наук, доц.

Рецензенти:

Білей П.В., доктор технічних наук, професор Національного лісотехнічного університету України, заслужений діяч науки і техніки України;

Мокрий В.І., доктор технічних наук, професор кафедри екології та біології Львівського національного університету ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С.З. Гжицького

*Рекомендувала Науково-методична рада
Національного університету "Львівська політехніка"
як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів
напряму "Екологія"
(Протокол № 2/2014 від 13.01.2014 р.)*

Сабадаш В.В.

Е 627

Енергетика, радіаційна безпека та захист довкілля від фізичних забруднень. Загальний курс: навч. посібник / В. В. Сабадаш, І. М. Петрушка, М. С. Мальований, О. А. Нагурський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2014. – 296 с.

ISBN 978-617-607-598-1

Наведено інформацію про базові положення енергетики, подано характеристику та принцип роботи традиційних та альтернативних енергетичних установок, технології виробництва електроенергії, тепла та атомної енергії. Висвітлено термодинамічні основи перетворення і використання енергії. Розглянуто головні аспекти взаємодії ланок енергетичної галузі з довкіллям. Дано характеристику перспективних екологічно чистих та енергоощадних технологій і напрямів розвитку сучасної енергетики. Наведено організаційно-технічні заходи підвищення енергоефективності процесів виробництва енергії.

Для студентів, аспірантів, викладачів, наукових та інженерно-технічних працівників.

УДК 504.064:621.311.2(075.8)

ББК 28.081

© Сабадаш В.В., Петрушка І.М.,
Мальований М.С., Нагурський О.А., 2014
© Національний університет
"Львівська політехніка", 2014

ISBN 978-617-607-598-1

ВСТУП

Людина з моменту своєї появи потребувала енергетичних ресурсів. Але з розвитком цивілізації зростали енергетичні потреби і розширювалися можливості їх задоволення. На перших етапах розвитку цивілізації використовувалися первинні природні енергетичні ресурси – деревина, потім викопне вугілля. Поступово починають використовувати енергію вітру і води. Примітивні вітряні двигуни (вітряні млини) з'явилися ще дві тисячі років тому. Природний бітум почали використовувати тисячу років тому. Перші нафтові свердловини з'явилися у XVII ст., а в середині XIX ст. почався промисловий видобуток нафти і газу. В епоху індустріалізації потреба в енергетичних ресурсах різко збільшується, але розширюються і можливості людства: почалося виробництво електроенергії з використанням гідроресурсів, енергії Сонця і атомної енергії. Використання енергетичних ресурсів в усі часи обмежувалося запасами природних енергоресурсів, можливостями людини витягувати енергію з них і наслідками їх використання.

Розвиток енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі та рівень життя населення. Метою соціальної держави, якою, відповідно до Конституції, є Україна, має бути забезпечення умов для зростання добробуту громадян. Однією з найважливіших складових добробуту у цивілізованих країнах є забезпечення громадян і компаній необхідними енергоресурсами. Запорукою реалізації цієї мети повинно стати надійне, економічно обґрунтоване та екологічно безпечне задоволення потреб населення й економіки в енергетичних продуктах.

Замість забезпечення екстенсивного розвитку, яким економіка України рухалась протягом багатьох десятиліть, енергетика повинна перейти на ефективне забезпечення сталого розвитку економіки. Забезпечення економіки та соціальної сфери країни основними видами енергоносіїв (електричною та тепловою енергією, моторними і котельно-пічними видами палива, а також природним газом) і сировинними ресурсами для потреб хімічної та металургійної промисловості (коксівним вугіллям, продуктами нафто- і газопереробки) покладесться на паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК¹).

Енергетична стратегія покликає визначити вектор розвитку галузей енергетики України відповідно до цілей і завдань ПЕК до 2030 року.

¹ Паливно-енергетичний комплекс України – це сукупність секторів економіки, до якої належать суб'єкти господарювання, діяльність яких пов'язана з розвідкою, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом або продажем і використанням енергетичних продуктів (енергоносіїв).

Розділ 1

СТРАТЕГІЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

1.1. Споживання електроенергії

Попит на електроенергію в Україні у 2030 р. становитиме від 244 (песимістичний сценарій) до 315 (оптимістичний сценарій) ТВт·год. У базовому сценарії попит на електроенергію сягне 282 ТВт·год, що на 50 % вище від рівня 2010 р. (191 ТВт·год). Переважно це буде зумовлено зростанням споживання у промисловості (на 40 %) та у сфері послуг (на 100 %).

Прогноз зростання споживання електроенергії ґрунтується на:

- аналізі історичної динаміки ВВП, прогнозі його зростання та зміні його структури;
- прогнозі електромісткості ВВП України з урахуванням ефекту від впровадження заходів зі збереження електроенергії.

У період значного економічного зростання, коли щорічне реальне зростання ВВП становило 7 % (2000–2007 рр.), споживання електроенергії зростало у середньому на 2,7 % на рік. Світова фінансова криза спричинила спад ВВП у 2009 р. майже на 15 % (у реальному відображенні) і зниження споживання електроенергії на 10 %.

Сьогодні електромісткість ВВП України у кілька разів перевищує аналогічний показник європейських країн. Однією з причин цього є структура української економіки, яка здебільшого складається з електромістких галузей, і надмірно високі витрати електроенергії на виробництво одиниці продукції. Висока електромісткість також викликана істотним технологічним відставанням багатьох галузей промисловості та житлово-комунального господарства, а також високим зношенням основних фондів.

Враховуючи історичні коефіцієнти еластичності зростання енергоспоживання та зростання ВВП за трьома категоріями споживачів (промисловість, сектор послуг і населення), споживання елект-

роенергії у 2030 р. у базовому сценарії становитиме 282 ТВт·год (охоплюючи експорт, втрати і власне споживання електростанцій) за середнього щорічного зростання на рівні 2,0 %. Таке співвідношення зростання ВВП і динаміки споживання електроенергії відповідає показникам, характерним для ринків, які проходять етап інтенсивного розвитку.

Під час прогнозування споживання електроенергії враховуються структурні зміни, що очікуються у кожному сегменті споживачів (наприклад, перехід від мартенівського методу виробництва сталі на конверторний та електродуговий) (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

**Попит на споживання електроенергії² (ТВт·год)
за реалізації базового сценарію розвитку ВВП**

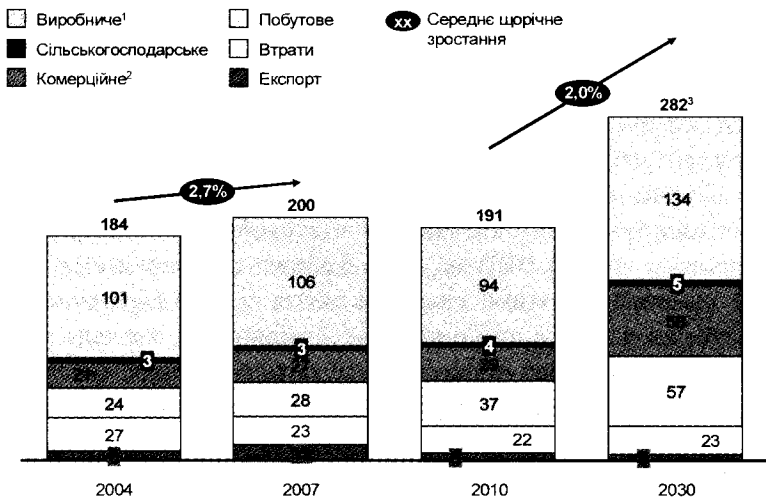
Роки	2010	2015	2020	2025	2030
Промисловість ³	94	107	116	127	134
Сільське господарство	4	4	4	5	5
Комерційне та побутове споживання	65	76	88	101	115
Втрати ⁴	22	22	22	22	23
Експорт	6	6	6	6	6
Разом	191	215	236	259	282

² Результативні значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок заокруглення.

³ Охоплює власне споживання електростанцій (24 ТВт·год у 2030 р.) та споживання ГАЕС.

⁴ Разом з втратами у магістральних і розподільних мережах.

ТВтгг



1 Включає власне споживання електростанцій в 2010 р.
2 Включає транспорт та зв'язок (10.3 ТВтг в 2010 р.)

3 Сума відрізняється від суми цифр через округлення десятків

*Рис. 1.1. Попит на електроенергію
(охоплюючи втрати та власне споживання)*

Промисловість буде найбільшим споживачем електроенергії (134 ТВт-год у 2030 р., або близько 50 % від загального обсягу). При цьому щорічне зростання споживання становитиме 1,8 %. Цей показник враховує реалізацію заходів щодо енергозаощадження та підвищення енергоефективності відповідно до галузевих програм, які дають змогу наблизити рівень споживання електроенергії під час виробництва продукції до середньосвітових значень (щорічне зменшення на одиницю продукції на 0,1–5 % проти рівня 2010 р. залежно від галузі; докладніше викладено у розділі “Пріоритетні напрямки діяльності із забезпечення енергозаощадження”).

Основним чинником впливу на зростання споживання електроенергії у промисловому секторі є збільшення обсягів виробництва металургійної продукції (на 1,4 % щорічно) і суміжних галузей: видобувної (видобуток залізної руди та вугілля), хімічної (найенергомісткішої її частини – виробництва кисню та інших промислових

газів) і виробництва коксу. Зростання металургії спричинене збільшенням світового попиту на метал (близько 3 % на рік) і зміною структури виробництва сталі в Україні (заміна застарілих мартенівських печей на конверторні та електродугові). Сумарно ці галузі сформують більше як 50 % промислового споживання електроенергії (близько 71 ТВт·год у 2030 р.).

Іншим важливим чинником впливу на промислове споживання електроенергії буде зростання добробуту населення України (щорічне зростання ВВП на душу населення становитиме близько 5 %), що стимулюватиме зростання таких галузей народного господарства, як житлове та комерційне будівництво, харчова промисловість, виробництво електроенергії, тепла та води та автомобілебудування. Зазначені галузі сумарно споживатимуть більше як 60 ТВт·год у 2030 р.

Споживання електроенергії сільським господарством зростатиме у середньому на 1,6 % на рік і до 2030 р. сягне 4,8 ТВт·год.

Споживання сферою послуг зростатиме майже вдвічі швидше за промислове (близько 4,2 % на рік у середньому) і до 2030 р. становитиме близько 45 ТВт·год. Основним чинником зростання є збільшення комерційних площ (торговельні та офісні приміщення, заклади освіти та охорони здоров'я тощо) у 3,2 раза.

Споживання електроенергії підприємствами транспортної галузі зросте внаслідок збільшення обсягів вантажних і пасажирських перевезень, викликаного зростанням промислового та сільськогосподарського виробництва, і реального підвищення ВВП на душу населення. До 2030 р. споживання електроенергії у транспортній галузі зросте на 50 % і становитиме 14 ТВт·год.

Зростання побутового споживання електроенергії населенням до 2030 р. порівняно з 2010 р. становитиме більше як 55 % (середньорічний темп зростання – 2,2 %), у результаті побутове споживання становитиме близько 57 ТВт·год. Головним чинником такого зростання буде поліпшення добробуту населення України, яке зумовить покращення житлових умов до рівня, близького до розвинених країн у 2010 р. (збільшення житлової площі з розрахунку на людину приблизно у 1,5 раза), і збільшення оснащеності

домогосподарств побутовими приладами. Зниження чисельності населення не матиме великого впливу на обсяг споживання електроенергії. Значне зростання використання теплових насосів та термонакопичувачів для потреб опалення також істотно вплине на потребу населення в електроенергії. Це буде спричинено розвитком технологій та істотним зростанням ціни на газ для побутового вжитку. Значним буде збільшення енергоефективності (загалом приблизно на 1,2 % щорічно) за рахунок раціональнішого використання електроенергії для опалення, кондиціонування, вентиляції та освітлення приміщень, а також для живлення побутових електроприладів. Аналогічне зниження енергоспоживання спостерігається наразі у розвинених країнах, що викликано високими тарифами, а також переведенням різних приладів на нові стандарти енергоспоживання.

Втрати під час передачі та розподілу електроенергії у відносних величинах скоротяться з 13 до 9 % її споживання, що значно зменшить розрив з аналогічними показниками європейських країн. При цьому в абсолютних показниках втрати дещо збільшаться за рахунок зростання споживання: з 22 ТВт·год у 2010 р. до 23 ТВт·год – у 2030 р. Зниження втрат у відносному вираженні буде досягнуто завдяки модернізації розподільних і магістральних мереж.

Отже, сумарна потреба в електроенергії до 2030 р. становитиме близько 282 ТВт·год (на 91 ТВт·год більше, ніж у 2010 р.), що потребуватиме значного збільшення енергогенеруючих потужностей.

1.2. Виробництво, передача та розподіл електроенергії. Поточний стан галузі

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутво-

ривальними лініями електропередач напругою 220–750 кВ. Оперативно-технологічне керування ОЕС і керування режимами енергосистеми здійснюються централізовано державним підприємством НЕК “Укренерго”.

Загальна встановлена потужність енергогенеруючих станцій України на кінець 2010 р. становила 53 ГВт, з яких 52 % припадає на теплові електростанції (ТЕС), 27 % – на атомні електростанції (АЕС), 9 % – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакмулювальні електростанції (ГАЕС), 12 % – на теплоелектроцентралі (ТЕЦ), блок-станції та інші об’єкти. При цьому з урахуванням законсервованих блоків і блоків, які перебувають на реконструкції, встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 49 ГВт (47 ГВт з урахуванням обмежень електромереж на видачу потужності АЕС).

Магістральні електричні мережі України нараховують 22,9 тис км, з них 4,9 тис км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,2 тис км – напругою 330 кВ, 4,1 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис км – напругою 35–110 кВ, а також діють 133 підстанції загальною трансформаторною потужністю 78 442,9 МВА.

Розподільні електричні мережі нараховують близько 1 млн км повітряних і кабельних ліній електропередач напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис трансформаторних підстанцій напругою 6–150 кВ.

ОЕС України працює у паралельному режимі з ЄЕС/ОЕС, за винятком так званого “Бурштинського острова” (охоплює Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребля-Рікську ГЕС), який синхронізовано працює з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (*ENTSO-E*).

Сьогодні більша частина генеруючих активів та електромереж зношена та неефективна; для підтримки надійності енергосистеми потрібна повномасштабна програма модернізації цих активів:

■ станом на кінець 2010 р. 84 % блоків теплових електростанцій перевищили межу фізичного зношення у 200 тис год наробітку та потребують модернізації або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників;

■ атомні блоки наближаються до закінчення терміну проектної експлуатації: більше як 70 % атомних блоків потребуватимуть продовження терміну експлуатації у найближчі 10 років;

■ баланс потужності енергосистеми України характеризується дефіцитом як маневрених, так і регулювальних потужностей; частка гідроелектростанцій, які забезпечують основний обсяг маневрених потужностей, у загальному балансі потужностей не перевищує 9 % за оптимального рівня у 15 %. У результаті вугільні блоки ТЕС, спроектовані для роботи у базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми;

■ сьогодні 35 % повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 220–330 кВ експлуатуються понад 40 років, 55 % основного устаткування трансформаторних підстанцій випрацювали свій розрахунковий технічний ресурс;

■ значні проблеми виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності ліній електропередач для видачі потужності АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) і передачі надлишкової енергії західного регіону до центру й на схід країни; з недостатнім рівнем надійності енергопостачання АР Крим, Одеської та Київської областей; з некомпенсованістю електромережі ОЕС України з реактивної потужності та складністю забезпечення необхідного рівня напруги (Кримська, Центральна, Південна енергосистеми, східна і південна частини Донбаської енергосистеми);

■ у розподільних мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 31 % електричних мереж і 32 % трансформаторних підстанцій потребують реконструкції або заміни. Недостатнє оснащення низьковольтних мереж компенсаторами реактивної потужності призводить до істотних відхилень напруги від нормативних значень.

Без реалізації програм модернізації наявних і будівництва нових потужностей дефіцит пікової потужності спостерігатиметься вже у 2017–2020 рр.

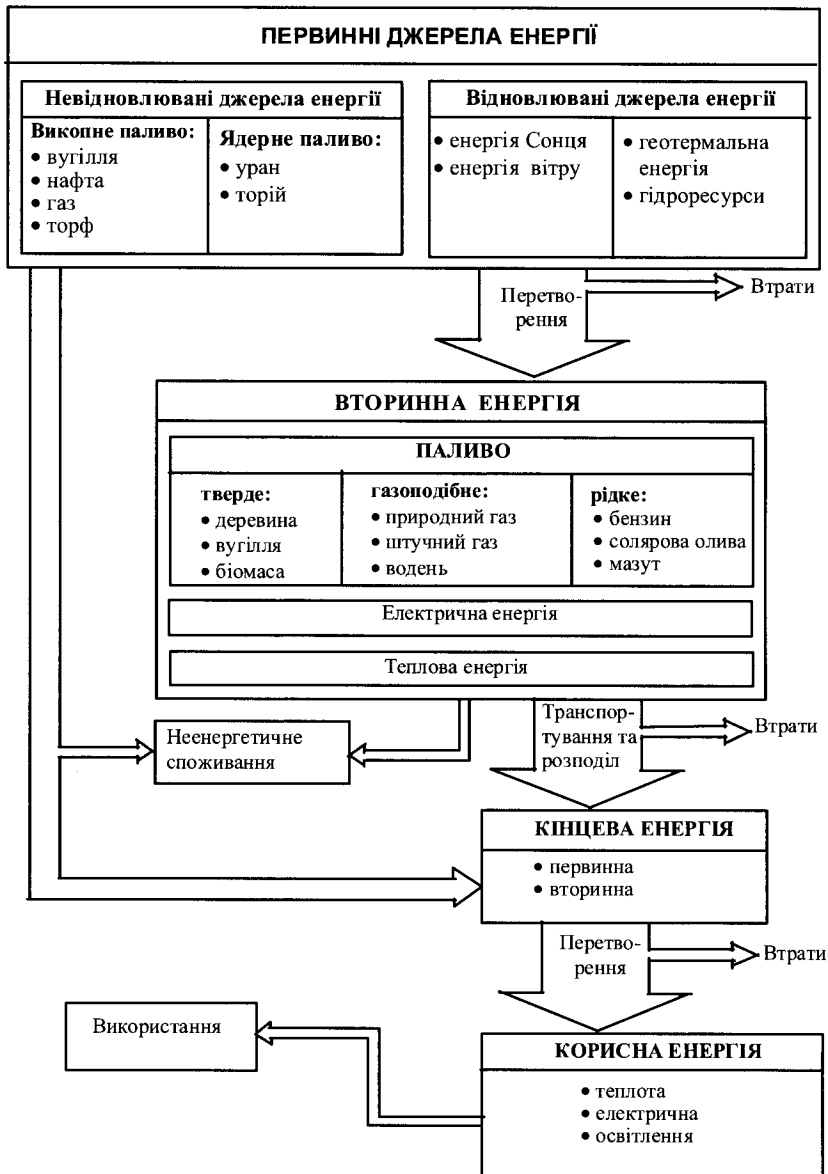


Рис. 1.2. Структура системи енергопостачання

1.3. Перспективи розвитку галузі

Враховуючи поточний стан галузі, для підтримання надійності ОЕС і забезпечення зростання економіки країни першочерговими завданнями електроенергетики України за будь-якого сценарію зростання попиту є:

- модернізація наявних енергогенеруючих потужностей (ТЕС зі встановленням пилогазоочисного обладнання (ПГО), ТЕЦ, АЕС, ГЕС);
- модернізація та розвиток магістральних і розподільних мереж;
- реалізація проектів будівництва ГЕС і ГАЕС (загальною потужністю 5 ГВт);
- подовження терміну експлуатації чинних АЕС на 20 років;
- будівництво третього і четвертого блоків Хмельницької АЕС (мінімальна потужність – 2 ГВт);
- розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);
- будівництво 4 ГВт вугільних станцій для заміщення потужностей, які виводяться з експлуатації;
- у 2017 р. початок передпроектних робіт, у 2022 р. – початок будівництва атомних блоків на заміну наявних блоків, які будуть виведені з експлуатації після 2030 р.

За песимістичного сценарію розвитку попиту на електроенергію (244 ТВт-год у 2030 р.) лише реалізація перерахованих заходів дасть змогу задовольнити попит на електроенергію. За базового (282 ТВт-год) і оптимістичного сценаріїв (315 ТВт-год) необхідне також здійснення таких проектів:

- будівництво атомних блоків на нових майданчиках (мінімальною потужністю 3 ГВт за базового сценарію та 5 ГВт – за максимального попиту, що прогнозується в оптимістичному сценарії);
- додаткове будівництво вугільних станцій (потужністю 5 ГВт за базового сценарію та 11 ГВт – за максимального сценарію).

Для зниження потреби у будівництві енергогенеруючих потужностей необхідно стимулювати не тільки збереження електроенергії, але й вирівнювання графіка навантаження. Для цього необхідне посилення диференційованості тарифів на електроенергію для кінцевого споживача за часом доби для стимулювання зниження

споживання електроенергії у піковий час за рахунок перенесення споживання на інший час доби.

З урахуванням значних термінів розроблення та затвердження проектної та одержання дозвільної документації, а також безпосередньо будівництва рішення про необхідність будівництва додаткових атомних блоків необхідно приймати вже у 2013–2015 рр. на основі оновленого прогнозу динаміки попиту на електроенергію. Починаючи з 2014 р., раз на п'ять років необхідно на основі оновленого прогнозу попиту коригувати програму будівництва нових енергогенеруючих потужностей з урахуванням прогнозованого дефіциту потужностей і термінів будівництва. Планується збільшити потужності енергетичної галузі від 49 ГВт за показниками 2010 р. до 66 ГВт – у 2030 р. (рис. 1.3).

Баланс встановлених потужностей у базовому сценарії

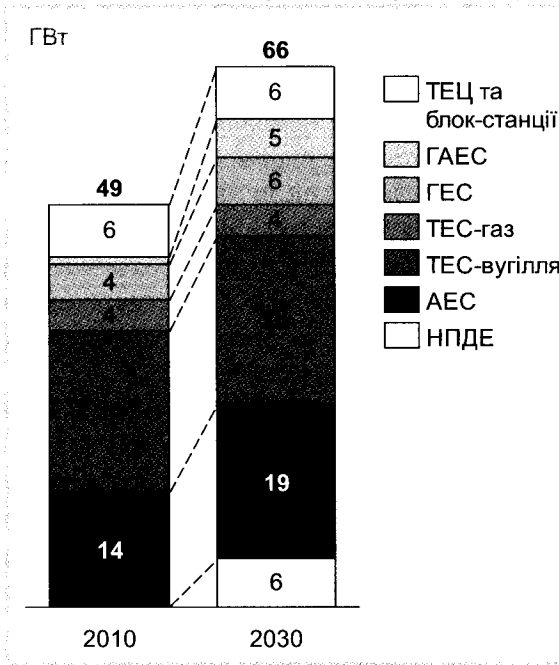


Рис. 1.3. Динаміка зростання потужностей паливно-енергетичного комплексу у базовому сценарії на 2030 р.

Цільова структура потужностей сформована з урахуванням таких чинників, як мінімізація обсягу інвестицій, зниження повної собівартості електроенергії (з урахуванням зростання цін на паливо), підвищення енергобезпеки України та поліпшення екологічної ситуації у країні.

Інвестиції у модернізацію та будівництво енергогенеруючих потужностей та об'єктів електромереж за 2011–2030 рр. за базового сценарію розвитку попиту становитимуть більше як 1 трлн грн. Забезпечення повернення на вкладений капітал на рівні, необхідному для залучення інвесторів, призведе до зростання середніх повних витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії більш ніж на 80 % (що відповідає середньому щорічному зростанню близько 3 %) у цінах 2010 р. (рис. 1.4).

Для залучення інвесторів і забезпечення окупності інвестицій у модернізацію та нове будівництво в електроенергетиці необхідно:

- здійснити перехід на нову модель ринку електроенергії, яка передбачає відшкодування виробникам електричної енергії економічно обґрунтованих витрат, враховуючи повернення на інвестований капітал;

- запровадити систему тарифоутворення, яка гарантувала б ринкове повернення капіталу з інвестицій в об'єкти природних монополій.

Для виконання першочергових завдань електроенергетики Міністерству енергетики та вугільної промисловості України необхідно розробити та виконати програми розвитку енергогенеруючих потужностей та об'єктів електромереж з урахуванням експортного потенціалу, що охоплює:

- програми модернізації наявних (з урахуванням технічного стану та можливості встановлення ПГО) і будівництва нових енергогенеруючих об'єктів (з описом технологій генерації, що використовуватимуться, розміщення майданчиків, термінів будівництва тощо) для запобігання виникненню дефіциту потужностей;

- актуалізовану програму розвитку магістральних мереж, що узгоджується з програмою з будівництва та модернізації енергогенеруючих потужностей;

- детальну програму розвитку розподільних мереж, що також узгоджується з програмою з будівництва та модернізації енергогенеруючих потужностей і пріоритетного розвитку магістральних мереж.

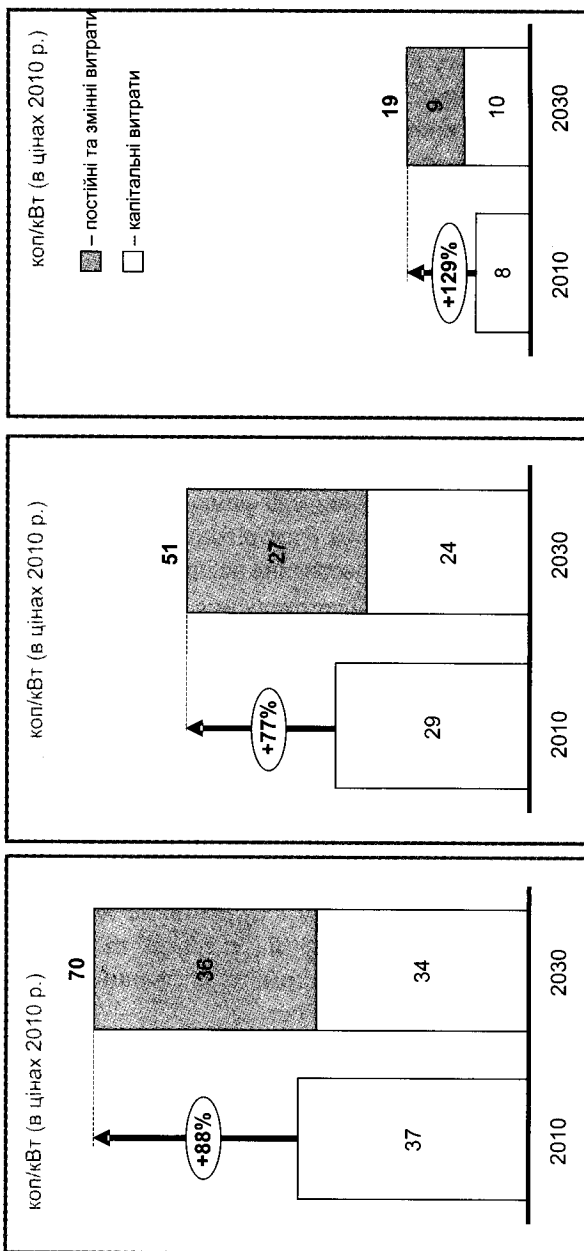


Рис. 1.4. Середні повні витрати на виробництво, передачу та розподілення електроенергії (витрати для базового 2010 р. зазначені без поділу на капітальні, постійні та змінні)

Одним із найважливіших завдань електроенергетики також є вирівнювання добового графіка споживання електричної потужності. Для цього разом із тарифними методами регулювання (посилення різниці між ціною на електроенергію у різні періоди доби) необхідно застосовувати нетарифні методи – проведення роз'яснювальної роботи серед споживачів, поширення використання теплових насосів, термонакопичувачів для потреб теплозабезпечення, використання так званих “інтелектуальних мереж” (*Smart grids*) тощо.

1.4. Розвиток магістральних мереж

До 2030 р. розвиток магістральних мереж повинен здійснюватися на основі ліній електропередач напругою 330 і 750 кВ.

Основними завданнями розвитку магістральних мереж є:

- створення нових і посилення наявних системоутворювальних зв'язків як усередині окремих енергетичних регіонів країни, так і між регіонами та з енергосистемами інших країн;

- забезпечення видачі потужності діючих і споруджуваних електростанцій;

- забезпечення надійного електропостачання потужних вузлів електроспоживання;

- підвищення якості та надійності передачі електроенергії (зокрема, згідно з нормами *ENTSO-E*);

- сприяння розвитку конкуренції на ринку електроенергії.

Пріоритетними проектами є:

- завершення формування двох транзитних магістралей напругою 750 кВ – південної (Хмельницька АЕС – Дністровська ГАЕС – ПС Приморська – ПС Каховська – Запорізька АЕС) і північної (Рівненська АЕС – ПС Київська – ПС Північноукраїнська – ПС Харківська – ПС Донбаська), які уможливають зняття обмежень мережі на видачу потужності Хмельницької, Рівненської,

- Запорізької атомних електростанцій і регулювальних потужностей Дністровської ГАЕС;
- підвищення надійності електропостачання кримського та київського регіонів та Одеської області;
- повномасштабна програма модернізації високовольтних ліній та підстанцій.

Будівництво магістральних мереж повинно узгоджуватись з розвитком енергогенеруючих потужностей (разом з ВДЕ).

Для підвищення надійності енергозабезпечення та відповідності вимогам *ENTSO-E* проводитиметься реконструкція пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики із заміною їх на сучасні, побудовані на мікропроцесорній основі, розвиток телекомунікацій на основі оптико-волоконних мереж, що дасть змогу впровадити сучасні функціональні системи АСУ ТП, АСДУ й АСУП та системи регулювання частоти і потужності.

Загальний обсяг необхідних капітальних вкладень для поетапної реалізації програми розвитку магістральних електричних мереж до 2030 р. становитиме 53 млрд грн.

1.5. Міждержавні електричні мережі

ОЕС України за допомогою ліній електропередач міждержавного значення з'єднана з енергосистемами Російської Федерації, Молдови, Білорусі, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії. У 2010 р. обсяг чистого експорту електроенергії становив 4,2 млрд кВт·год (табл. 1.2).

Сьогодні ОЕС України працює у паралельному режимі з ЄЕС/ОЕС, за винятком “Бурштинського острова”, який синхронізований з Європейською мережею системних операторів із передачі електроенергії (*ENTSO-E*).

Таблиця 1.2

**Міждержавні лінії електропередачі України
та можливості експорту електроенергії до сусідніх країн**

Країна	Кількість повітряних ліній за класами напруги					Пропускна здатність ЛЕП, млрд кВт·год на рік	Екс- порт у 2010 р., млрд кВт·год
	750 кВ	400 – 500 кВ	220 – 330 кВ	110 – 0,4 кВ	Σ		
Угорщина	1	1	2	–	4	5 ⁵ /49 ⁶	1,17
Румунія	1	1	–	–	2		
Словаччина	–	1	–	1	2		
Польща	1	–	1		2		
Молдова	–	–	7	18	25	1,5	0,02
Білорусь	–	–	2	6	8	6,1	2,94
Російська Федерація	1	3 ⁷	10	18	32	26,3	0,08

Пропускна спроможність міждержавних мереж, що поєднують Україну з РФ, Білоруссю та Молдовою, дає можливість значно підвищити обсяги експорту у цих напрямках. Збільшення експортного потенціалу в країні *ENTSO-E* потребує реконструкції наявних (але відключених станом на кінець 2010 р.) міждержавних високовольтних ліній (ВЛ) 750 кВ Хмельницька АЕС–Жешув (Польща) і Південноукраїнська АЕС – Ісакча (Румунія) та реконструкції чинної ВЛ 750 кВ Західноукраїнська – Альберштина (Угорщина) або будівництва нових високовольтних ліній, а також будівництва вставок постійного струму (ВПС), або підвищення технічного рівня електростанцій, систем електропередачі та систем регулювання частоти та потужності до європейських стандартів, або збільшення генеруючих потужностей на “Бурштинському острові”.

⁵ Під час роботи тільки через “Бурштинський острів”.

⁶ Під час роботи у паралельному режимі з *ENTSO-E*.

⁷ Одна лінія електропередачі постійного струму 400 кВ.

Рішення про збільшення експорту повинні приймати гравці ринку електроенергії за відповідної оцінки його економічної доцільності. При цьому держава, регулятор та оператор енергосистеми дають можливість реалізації проектів з розширення експортно-орієнтованої інфраструктури за рахунок:

- розроблення механізмів повернення вкладених інвестором коштів в об'єкти загального користування (міждержавні лінії електропередач, вставки постійного струму тощо);

- спрощення процедур з видання дозволів, земле-відведення тощо.

При цьому усі проекти повинні відповідати вимогам енергосистеми та не порушувати її надійності.

Розвиток розподільних електромереж

Для якісного та надійного електропостачання споживачів необхідно:

- у 2011–2020 рр. збільшити щорічне введення в експлуатацію нових розподільних мереж з тим, щоб до кінця зазначеного періоду вводити не менше 15 тис км на рік нових і реконструйованих ліній електропередач напругою 0,4–150 кВ;

- надалі щорічно здійснювати будівництво нових ліній електропередач відповідно до зростання потреб електропостачання, особливо у зв'язку зі збільшенням частки ВДЕ, і проводити реконструкцію діючих ЛЕП в обсязі норм амортизаційних відрахувань.

Розвиток мереж повинен бути скерований на зниження ступенів трансформації та наближення високовольних мереж до споживача. Будівництво, реконструкція, технічне переоснащення та модернізація електричних мереж напругою 6–150 кВ повинні здійснюватися випереджальними темпами щодо зростання електричного навантаження промислових, сільськогосподарських і комунально-побутових споживачів. Для підвищення надійності електропостачання необхідні також розвиток та розширення мереж напругою 330 кВ.

Технічне переоснащення, реконструкція електричних мереж та їх розвиток повинні проводитись на основі національного нормативно-правового регулювання з урахуванням рекомендацій Міжнародної електротехнічної комісії та регіональних особливостей, які стосуються умов надійності та екологічної безпеки.

У розвиток розподільних мереж до 2030 р. необхідно інвестувати 134 млрд грн, а також збільшити щорічні інвестиції до 7 млрд грн, що потребуватиме значних будівельних та монтажних потужностей та уможливить наближення до європейського рівня питомих інвестицій у розподільні мережі.

1.6. Глобальні екологічні проблеми енергетики

Енергетика – це основа промисловості усього світового господарства. Тому наслідки впливу енергетики на екологію Землі мають глобальний характер. Дія енергетики на навколишнє середовище різноманітна і визначається видом енергоресурсів і типом енергоустановок. Приблизно 1/4 усіх споживаних енергоресурсів доводиться на частку електроенергетики. Інші 3/4 припадають на промислове та побутове тепло, на транспорт, металургійні і хімічні процеси. Щорічне споживання енергії у світі наближається до 10 млрд. т умовного палива, а до 2030 року воно сягатиме, за прогнозами експертів, 18 – 23 млрд т. Теплоенергетика – це переважно тверде паливо. Найпоширеніше тверде паливо нашої планети – вугілля. І з екологічного, і з економічного погляду метод прямого спалювання вугілля для отримання електроенергії не є кращим способом використання твердого палива. Під час спалювання рідкого палива з димовими газами в атмосферу повітря надходять: сірчистий ангідрид, оксиди азоту, окис і двоокис вуглецю, газоподібні та тверді продукти неповного згоряння палива, сполуки ванадію, солі натрію тощо. З погляду екології рідке паливо менш шкідливе, ніж вугілля. Якщо рівень забруднення атмосфери під час використання вугілля прийняти за 1, то спалювання мазуту дасть 0,6, а використання природного газу знижує цю величину до 0,2.

Окрім розвитку генерації з ВДЕ та реалізації заходів із енергоефективності, які стали в усьому світі пріоритетними заходами зі зниження негативного впливу на довкілля, Україні необхідно зробити такі важливі кроки з поліпшення екології на наявних енергогенеруючих об'єктах, як зниження викидів забруднювальних речовин і парникових газів та стимулювання утилізації золошлакових відходів. На рис. 1.5 показано обсяги викидів шкідливих речовин великих теплових станцій України та світу.

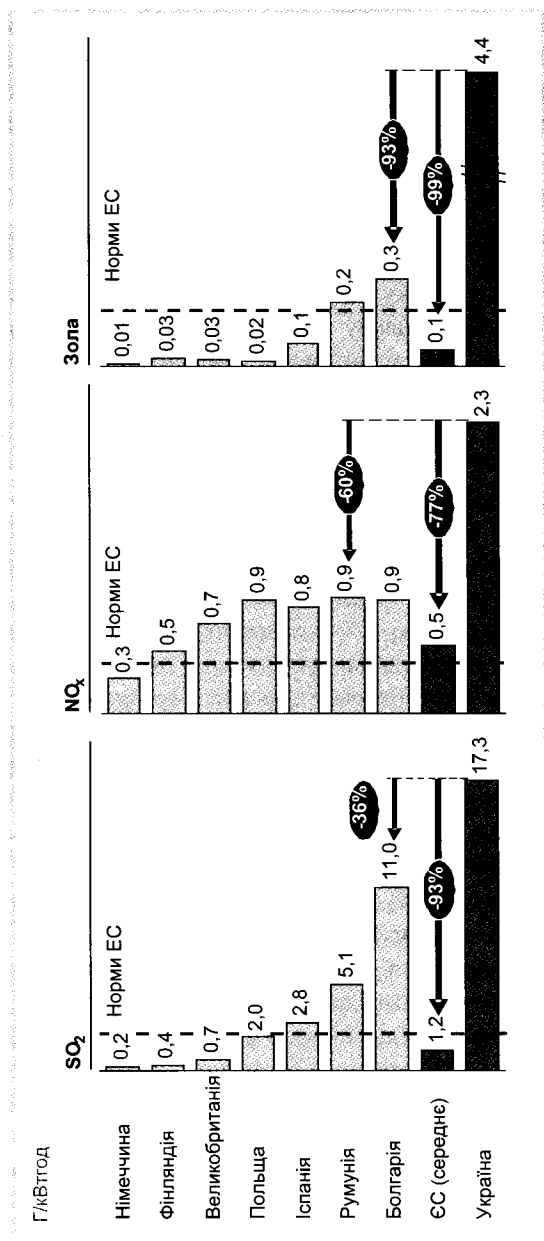


Рис. 1.5. Викиди шкідливих речовин великих теплових станцій (ЄС – 2006 р., Україна – 2009 р.)

У 2010 р. Україна ратифікувала Протокол про приєднання до Договору про створення Енергетичного співтовариства, у межах якого взяла на себе зобов'язання відповідати нормам Директиви 2001/80/ЄС зі зниження викидів забруднювальних речовин (пилу, оксидів сірки та азоту) великими паливоспалювальними установками до 31.12.2017 р. Чинні норми України із викидів наведені в наказі Міністерства охорони довкілля України № 309 від 27.06.2006 р. “Про затвердження нормативів ГДВ забруднювальних речовин зі стаціонарних джерел”, який визначає нормативи ГДВ для нових, проєктованих, споруджуваних і модернізованих стаціонарних джерел, і в наказі № 541 від 22.10.2008 р. “Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднювальних речовин із теплосилових установок номінальною тепловою потужністю більше 50 МВт”, який передбачає оснащення енергогенеруючих об'єктів газоочисним устаткуванням з метою доведення питомих викидів до рівня європейських нормативів у період до 31 грудня 2015 р. з пилу й оксидів азоту і до 31 грудня 2017 р. – з оксидів сірки.

Для встановлення пилогазоочисного устаткування необхідні інвестиції з розрахунку близько 1,4 млрд грн (у цінах 2010 р.) на блок у 300 МВт; при цьому блок має бути виведений з експлуатації на кілька місяців. У зв'язку з цим економічно та технічно доцільно встановлювати зазначене устаткування тільки у процесі реконструкції станції й не встановлювати його на об'єктах, які в найближчій перспективі планують вивести з експлуатації через відпрацювання їхнього ресурсу. Обов'язкове встановлення пилогазоочисного устаткування на нових та модернізованих станціях з одночасною мінімізацією завантаження станцій, які не мають пилогазоочищення, дасть змогу вийти на рівень, який відповідає Директиві 2001/80/ЄС. Обсяг інвестицій для встановлення пилогазоочисного устаткування на наявних блоках ТЕС під час реконструкції й на нових блоках під час будівництва становитиме 100–110 млрд грн.

Для виконання Україною своїх зобов'язань зі скорочення викидів забруднювальних речовин від великих паливоспалюваль-

них установок на державному рівні у межах комплексної програми з поліпшення екології необхідно розробити план зі зниження викидів діоксиду сірки, оксидів азоту й пилу, який визначає цілі, завдання, заходи та терміни досягнення цих цілей і завдань усіма галузями економіки України, джерела фінансування, а також механізм моніторингу його виконання відповідно до вимог Директиви 2001/80/ЄС.

Як складову частину комплексної програми з поліпшення екології доцільно розробити Державну цільову програму з досягнення вимог Директиви 2001/80/ЄС на підприємствах ПЕК України.

Утилізація золошлакових відходів

Спалювання на підприємствах ПЕК твердого органічного палива супроводжується нагромадженням золошлакових відходів. Наповненість золовідвалів багатьох ТЕС сягає граничних показників місткості, подальше розміщення золошлаків потребує виділення великих площ цінних сільськогосподарських земель. Для вирішення цих проблем необхідно:

- змінити нормативну базу для класифікації золошлаків як побічного продукту спалювання вугілля;
- розробити комплекс організаційно-управлінських, нормативно-методичних і техніко-технологічних заходів із подальшого поводження з побічними продуктами спалювання вугілля;
- стимулювати використання золи та шлаків, а також інших відходів газоочищення як вторинної сировини для різних секторів економіки.

Забруднення атмосфери

Негативний вплив енергетики на атмосферу виявляється у вигляді твердих частинок, аерозолів і хімічних забруднень. Особливе значення мають хімічні забруднення. Головним з них є сірчистий газ, що виділяється під час спалювання вугілля, сланців, нафти, в яких містяться домішки сірки. Деякі види вугілля з високим вмістом сірки дають до 1 т сірчистого газу на 10 т спаленого вугілля. Нині уся атмосфера земної кулі забруднена сірчистим газом. Відбувається окиснення до сірчаного ангідриду, а

останній разом з дощем випадає на землю у вигляді сірчаної кислоти. Ці опади називають кислотними дощами. Те саме відбувається і після поглинання дощем діоксиду азоту – утворюється азотна кислота.

Викиди пилу, оксидів сірки й азоту

Зношеність енергогенеруючих потужностей, яка призводить до підвищення питомих витрат палива, низька якість вугілля, відсутність достатніх інвестицій в устаткування – усі ці чинники зумовили істотне відставання України від сусідніх держав Європи за екологічними стандартами. Станом на 2009 р. викиди пилу, оксидів сірки й азоту тепловими станціями України у кілька разів перевищували відповідні норми розвинених країн.

Викиди парникових газів

Обсяг викидів парникових газів в Україні становить більше 400 млн. т CO₂-екв на рік; основними компонентами є CO₂ (близько 80 %) і метан (більше 15 %). Найбільшими джерелами викидів є підприємства енергетичної галузі⁸ (70 %), при цьому ТЕС виробляють менше ніж 30 % від цього обсягу.

Україна входить до числа країн, які підписали й ратифікували Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату та Кіотський протокол. У межах цих договорів Україна взяла на себе зобов'язання не перевищувати рівень викидів 1990 р., який становить 920 млн т у CO₂-екв, що більше ніж удвічі від поточного рівня викидів. Отже, Україна має значний потенціал із торгівлі квотами та спільного здійснення роботи.

У межах реалізації Національного плану заходів із реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату було розпочато процес розроблення проекту створення національної системи торгівлі викидами парникових газів для стимулювання підприємств до зниження викидів.

⁸ Відповідно до класифікації МГЕЗК, енергетична галузь охоплює видобуток первинних джерел енергії та їх перетворення на інші види енергії, тому, окрім ПЕК, енергетична галузь охоплює транспорт і частину промислових процесів.

Відповідно до проекту, підприємства промисловості й енергетики повинні одержувати дозволи на викиди парникових газів. За перевищення викидів, зазначених у дозволі, підприємство буде зобов'язане сплатити штраф або придбати обсяг викидів, не використаний іншим підприємством. Для правильного функціонування системи торгівлі викидами парникових газів необхідно створити прозору систему розподілу дозволів на викиди, які враховуватимуть заходи з енергозаощадження, реалізовані підприємствами останніми роками.

Парниковий ефект

Підвищення концентрації вуглекислого газу в атмосфері викликає так званий парниковий ефект, який одержав назву за аналогією з перегріванням рослин у парнику. Роль плівки в атмосфері виконує вуглекислий газ. Останніми роками стала відома подібна роль і деяких інших газів (CH_4 і N_2O). Кількість метану збільшується щорічно на 1 %, вуглекислого газу – на 0,4 %, закисів азоту – на 0,2 %. Вважається, що вуглекислий газ “забезпечує” 50 % парникового ефекту.

Озонові “діри”

Уперше зменшення товщини озонового шару було зафіксовано над Антарктидою. Цей ефект – результат антропогенної дії. Нині знайдені й інші озонові діри. Сьогодні помітне зменшення кількості озону в атмосфері над усією планетою. Воно становить 5–6 % за десятиріччя в зимовий час і 2–3 % – у літній час. Деякі учені вважають, що це прояв дії фреонів (хлорфторметанів), але озон руйнується також оксидом азоту, які викидаються підприємствами енергетики.

Негативний вплив атомних електростанцій позначається насамперед на атмосфері. Щоправда, за нормальної роботи АЕС вірогідність радіоактивного забруднення невелика. Але у разі аварії дія радіоактивних викидів має глобальний характер. У табл. 1.3 наведено характеристику основних енергетичних ресурсів з екологічного погляду, а також перспективи їх застосування в енергетичній галузі.

Таблиця 1.3

**Характеристика джерела енергії, екологічність,
перспективи розвитку**

Джерело енергії	Агрегатний стан і екологічність	Перспективи використання
Вугілля	Тверде	
	хімічне забруднення атмосфери умовно прийняте за умовну одиницю	Потенційні запаси 10125 млрд т, перспективний не менше ніж на 100 років
Нафта	Рідке	
	хімічне забруднення атмосфери – 0,6 умовних одиниць	Потенційний запас 270–290 млрд т, перспективний не менше ніж на 30 років
Газ	Газоподібне	
	хімічне забруднення атмосфери – 0,2 умовних одиниць	Потенційний запас 270 млрд т, перспективний на 30–50 років
Сланці	Тверде	
	значна кількість відходів і викиди, що важко усуваються	Запаси більше як 38400 млрд т, малоперспективні через забруднення
Торф	Тверде	
	висока зольність і екологічні порушення у місцях видобування	Запаси значні: 150 млрд т, малоперспективні через високу зольність і екологічне навантаження на місця видобування
Гідроенергія	Рідке	
	порушення екологічного балансу	Запаси 890 млн т нафтового еквіваленту
Геотермальна енергія	Рідке	
	хімічне забруднення	Невичерпні, перспективні
Сонячна енергія		Фактично невичерпні, перспективні
Енергія приливів	Рідке	
	теплове забруднення	Фактично невичерпні
Енергія атомного розпаду	Тверде	
		Запаси фізично невичерпні, екологічно небезпечні

1.7. Енергетичні ресурси і структура їх використання

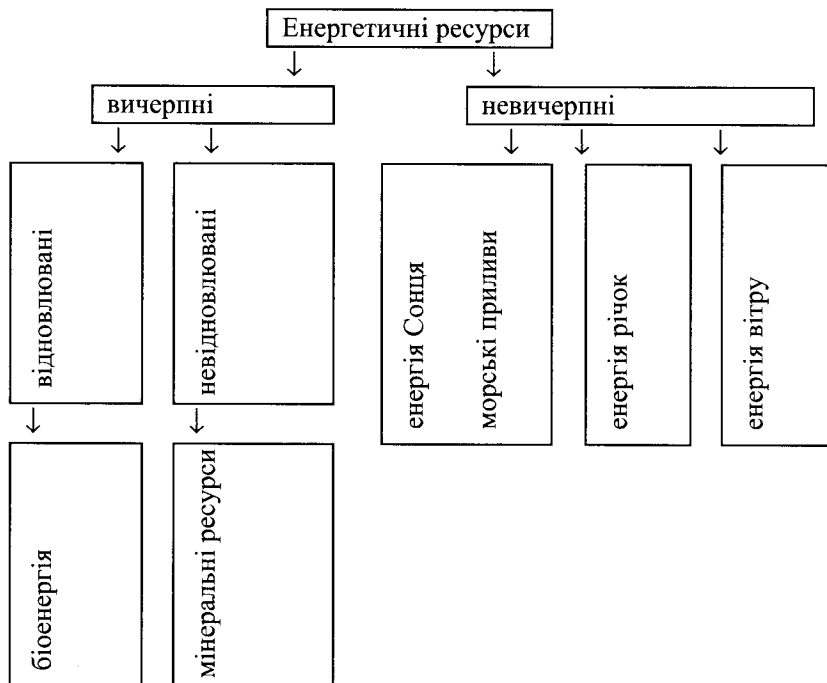


Рис. 1.6. Класифікація енергетичних ресурсів

Співвідношення енергетичних ресурсів, що використовуються, в історії людства змінювалося з розвитком цивілізації залежно від виснаження вичерпаних енергоресурсів, можливості використання і екологічних наслідків. За останні 200 років можна виділити такі три етапи:

- вугільний етап, що охоплює усе XIX ст. і першу половину XX ст. У цей час переважає споживання вугільного палива;
- нафтогазовий етап охоплює другу половину XX ст. до 1980-х років, на зміну вугіллю приходять газ і нафта як більш ефективні енергоносії, ніж тверді;

- починаючи з 80-х років XX ст. відбувається поступовий перехід від використання мінеральних ресурсів до невичерпних (енергії Сонця, води, вітру, приливів тощо).

Особливо потрібно наголосити на ядерній енергетиці. З початку світової енергетичної кризи роль атомної енергетики зростає. Але вже на початку 1980-х років зростання споживання атомної енергії сповільнилося. У більшості країн були переглянуті плани спорудження АЕС. Це було результатом багатьох екологічних забруднень під час аварій, особливо внаслідок чорнобильської катастрофи. Саме у цей період багато країн ухвалили рішення про повну або поступову відмову від розвитку атомної енергетики.

1.8. Виробництво та споживання електроенергії

Державна політика регулювання попиту на електроенергію передбачає вихід до 2030 р. на рівень споживання 282 ТВт·год на рік, що означає зниження електричності ВВП приблизно на 40 % (з 0,19 кВт·год/грн у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн – у 2030 р.). Для виходу на цей показник необхідно досягти 20 % скорочення питомого споживання електроенергії, зокрема за рахунок:

- підвищення стандартів енергоефективності під час будівництва і на транспорті, зокрема, використання економічніших освітлювальних приладів;
- зниження втрат у магістральних і розподільних мережах;
- лібералізації ринку електроенергії та усунення перехресного субсидування.

1.9. Цілі та завдання Енергетичної стратегії

Цілями Енергетичної стратегії є:

- збільшення ВВП України за рахунок економічно ефективного розвитку ПЕК;
- створення умов для надійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;

- підвищення енергетичної безпеки держави;
- підвищення ефективності споживання та використання енергопродуктів;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля і забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК.

Враховуючи указані цілі, основними завданнями й напрямками реалізації Енергетичної стратегії України є:

- формування цілісної та дієвої системи управління та регулювання у паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв;

- поступова лібералізація та розвиток конкурентних відносин на ринках енергоресурсів і ринках пов'язаних послуг;

- створення передумов для істотного зменшення електроємності економіки за рахунок упровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління й обліку, транспортування та споживання енергетичних продуктів і розвитку ринкових механізмів стимулювання енергозаощадження;

- збільшення видобутку та виробництва власних енергоресурсів з урахуванням економіки видобування, а також збільшення обсягів енергії та енергопродуктів, видобутих із нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії;

- диверсифікація зовнішніх джерел постачань енергетичних продуктів;

- досягнення збалансованості економічно обґрунтованої цінової політики стосовно енергетичних продуктів, яка повинна забезпечити покриття видатків на їх виробництво та доставку до кінцевого споживача, а також створення відповідних умов для надійного функціонування та сталого розвитку підприємств ПЕК;

- створення умов для залучення до ПЕК приватних інвестицій, нових технологій і сучасного досвіду ефективної роботи;

- нормативно-правове забезпечення реалізації цілей розвитку ПЕК України з урахуванням наявного внутрішнього законодавчого поля, численних зобов'язань, передбачених міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

1.10. Прогнозні сценарії розвитку енергетичної галузі

Подальший розвиток економіки України і супутня зміна споживання та виробництва енергоресурсів розглядаються з позиції сценаріїв економічного зростання і структури ВВП, розрахованих на основі прогнозів Уряду України. Сценарії лежать в діапазоні від песимістичного, за якого реалізується безліч ризиків, пов'язаних із уповільненням виходу економіки із кризи, зниженням темпів відновлення світового попиту на продукцію металургії та інших галузей (середнє щорічне реальне зростання ВВП до 2030 р. – близько 3,8%), до оптимістичного (аналогічний показник – близько 6,4%). За базовий прийнято сценарій, за якого середнє зростання ВВП становитиме 5% на рік до 2030 р. Усі сценарії враховують ефект від детінізації економіки (рис. 1.7).

Млрд грн. в цінах 2010 р.

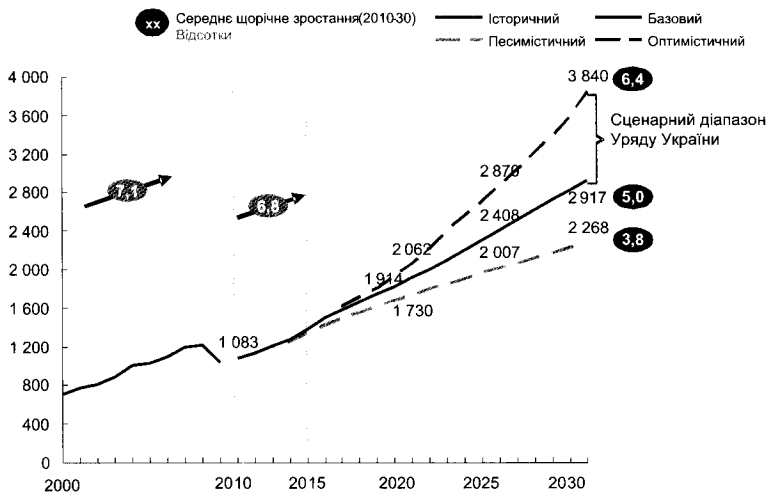


Рис. 1.7. Динаміка зростання ВВП України

В усіх сценаріях економічний розвиток України відбуватиметься у два етапи:

- високе посткризове економічне зростання і досягнення докризового рівня ВВП;

- зниження темпів економічного зростання з поступовою зміною структури ВВП у бік зростання сектору послуг економіки.

За базовий сценарій для розрахунку прогнозів ринків прийнятий сценарій із середнім щорічним реальним зростанням ВВП у 2010–2030 рр. – 5 %. При цьому за регулярного відновлення Енергетичної стратегії необхідно відстежувати фактичний розвиток ринків і ВВП, і за швидшого зростання, ніж закладено у базовому сценарії, необхідно проводити коригування прогнозів.

У базовому сценарії співвідношення ВВП сфери послуг до ВВП промисловості до 2030 р. наблизиться до рівня розвинених країн (сфера послуг становитиме 70 % ВВП, промисловість – близько 21 %, решту 9 % становитиме сільське господарство). Відповідно до базового сценарію, ВВП України в 2030 р. досягне 2,9 трлн грн⁹. Оптимістичний сценарій передбачає інтенсивніший індустріальний розвиток, за якого реальний ВВП України зростає із середнім щорічним темпом 6,4 %, причому структура ВВП також зміщується у бік сектору послуг. Основними чинниками зростання стануть зростання ВВП промислового сектору (5,2 % щорічно), ВВП сектору послуг (6,9 % щорічно) і ВВП сільського господарства (7,1 %). За такого сценарію у 2030 р. ВВП досягне 3,8 трлн грн. У песимістичному сценарії зростання ВВП значно нижче, ніж у сценарному діапазоні, через нижчі показники зростання ВВП у секторах: 1,4 % – у промисловому секторі, 4,2 % – у сфері послуг і 6,1 % – у сільськогосподарському секторі. У разі реалізації песимістичного сценарію розвитку ВВП України у 2030 р. становитиме 2,3 трлн грн.

⁹ Тут і далі усі суми зазначені в реальних цінах 2010 р., якщо інше не зазначено.

Основні висновки

Реалізація заходів Енергетичної стратегії дасть змогу досягти таких основних результатів¹⁰:

- забезпечення зростаючого попиту на електроенергію за рахунок термінової модернізації ТЕС, продовження терміну експлуатації АЕС, значні інвестиції в модернізацію і розширення електромережевого господарства країни, а після 2018 р. – введення нових енергогенеруючих потужностей;

- збільшення видобутку газу до 40–45 млрд м³ на рік і вихід на забезпечення 90 % власного споживання газу за умови доопрацювання порядку видання ліцензій, УРП, оподаткування і активної роботи із залучення інвесторів;

- збільшення економічно ефективного видобутку енергетичного вугілля обсягом до 75 млн т на рік та коксівного до 40 млн т на рік за умови максимальної приватизації та підвищення ефективності роботи шахт, а також подальшого закриття неприватизованих збиткових шахт;

- істотне скорочення державних витрат через припинення субсидування галузей з підвищенням ефективності роботи підприємств ПЕК;

- упровадження комплексних програм підвищення енергоефективності зі зниженням питомого споживання енергоресурсів в економіці на 30–35 % до 2030 р., що істотно зменшить навантаження на економіку, підвищить енергонезалежність держави та конкурентність її ВВП;

- залучення необхідних інвестицій (близько 200 млрд дол. США) в ПЕК потребує розроблення програм реформування галузей, створення конкурентних ринків, підвищення цін на енергоресурси для створення привабливих умов для приходу у галузь приватних інвесторів, посилення системи контролю над монополіями, а також доопрацювання і довготермінової стабілізації нормативно-правового поля.

¹⁰ За умови фактичного розвитку макроекономічних показників до 2030 р. відповідно до сценарних припущень Енергетичної стратегії.

Контрольні питання:

1. Характеристика основних систем виробництва енергії.
2. Головні поняття і визначення для енергетики та енергопостачання.
3. Види паливно-енергетичних ресурсів.
4. Характеристика джерел енергії традиційної енергетики.
5. Структура первинних енергетичних ресурсів України.
6. Загальна характеристика малої енергетики.
7. Енергетика як джерело антропогенного забруднення довкілля.
8. Паливно-енергетичний комплекс як джерело викидів парникових газів.
9. Основні джерела викидів парникових газів, їх характеристика.
10. Що таке зміни клімату?
11. Що таке парниковий ефект?
12. Характеристика основних видів парникових газів.

Тестові питання:

1. Що ви розумієте під сталим розвитком: а) розвиток цивілізації на основі технологічного прогресу й розвитку економіки, що супроводжується постійним нарощуванням валового продукту; б) розвиток, за якого відбувається постійний перерозподіл у світі між країнами, що розвиваються, і високоіндустріальними країнами мінеральних, біологічних, трудових, земельних, водних і матеріальних ресурсів; в) розвиток, в основу якого покладено ідею “виживає мудріший і сильніший”; г) розвиток з урахуванням господарської ємності біосфери за принципами еколого-економічної збалансованості людської діяльності.

2. Що ви вважаєте головною причиною розвитку глобальної екологічної кризи: а) негативні кліматичні зміни на планеті під впливом космічних сил; б) технічний прогрес і виснаження природних ресурсів; в) вирубування лісів; г) низьку екологічну культуру людини та її намагання панувати над природою.

3. Що таке парниковий ефект: а) ефект пару в екосистемі внаслідок збільшення в ній вмісту парникових газів; б) температурний показник у закритих екосистемах унаслідок збільшення у ній вмісту парникових газів; в) зростання температури гідросфери, ґрунтового покриву внаслідок збільшення вмісту парникових газів; г) зростання температури атмосфери внаслідок збільшення у ній вмісту парникових газів.

4. Які дощі називаються “кислотними”: а) з $\text{pH} < 5,8$; б) з $\text{pH} 7,8-8,2$; в) з $\text{pH} 3,2-2,8$; г) в яких міститься азотна кислота.

5. Які з видів альтернативної енергетики є найперспективнішими для використання в Україні: а) геотермальна енергетика; б) геліоенергетика; в) біо- та вітроенергетика; г) енергія припливів і відпливів.

6. Який з наведених варіантів визначення раціонального природокористування ви вважаєте правильним: а) природокористування, що дає найбільший прибуток; б) природокористування, яке передбачає відтворення природного ресурсу; в) природокористування, яке не призводить до зміни природно-ресурсного потенціалу, підтримує і підвищує продуктивність та красу природних комплексів; г) природокористування, що відповідає програмі економічного розвитку агропромислового комплексу.

7. До чого призвело будівництво каскаду дніпровських водосховищ (вказіть найголовніше): а) до значного поліпшення екологічних умов і біопродуктивності дніпровських вод; б) до зростання економічних показників завдяки виробництву дешевої електроенергії ГЕС і прибутків від рибиництва; в) до зниження економічних результатів унаслідок діяльності ГЕС і розвитку рибиництва; г) до втрати через затоплення 700 тис га родючих заплавлених земель, підтоплення значних площ прибережних територій, значного погіршення екологічного стану водного середовища і, як результат, до великих економічних втрат держави.

8. Чим, на вашу думку, є граничнодопустимий викид (ГДВ): а) викидом газових забруднень, який підприємству дозволено здійснювати один раз на місяць; б) державним нормативом,

встановленим з міркувань, що вміст забруднень у повітрі від джерела не перевищує нормативу якості повітря для населення, тваринного і рослинного світу; в) рівнем викиду у повітря забруднень, вище якого починається деградація екосистеми; г) верхньою межею вмісту забруднювачів від будь-якого джерела, яка не завдає шкоди людині та довкіллю.

9. Що таке граничнодопустимий скид (ГДС): а) вміст речовин у стічних водах, максимально допустимий для відведення з установленим режимом у цьому пункті водного об'єкта за одиницю часу з метою забезпечення нормативної якості води; б) ліміт на щомісячний скид стічних вод об'єктом-забруднювачем; в) скид стічних вод за рік, який не перевищує встановленої норми; г) загальний обсяг стічних вод, які може скинути об'єкт-забруднювач за місяць.

10. Які з екологічних проблем мають найнегативніше інтернаціональне значення: а) аварії на великих ГЕС; б) аварії на АЕС; в) кислотні дощі та парниковий ефект; г) аварії на танкерах і нафтопромислах у морі.

11. Які з напрямків екополітики України відповідають стратегії ресурсозбереження і природоохорони: а) розвиток міжнародного співробітництва у сфері екології; б) екологізація усіх видів людської діяльності та розвиток екологічної культури; в) активний розвиток аграрного сектору з урахуванням екологічних вимог; г) впровадження і жорсткий контроль за ефективним ресурсо-користуванням на підставі нових законів і нормативів.

12. Які енергетичні джерела справляють найменший негативний вплив на довкілля: а) АЕС; б) ГЕС; в) ТЕС; г) вітрові та геліостанції.

13. Розвиток приватного транспорту в Україні зумовить: а) зменшення енергоспоживання і розвантаження державного транспорту; б) збільшення забруднення довкілля; в) вирішення транспортних проблем у містах і поліпшення урбанізаційних ситуацій; г) поліпшення економічного стану транспортної системи.

14. Кислотні дощі формуються: а) у районах інтенсивного розвитку сільського господарства; б) у районах розвитку гірни-

чодобувної промисловості, будівельних матеріалів та машинобудування; в) у районах мегаполісів; г) у районах розвитку металургійної, хімічної та нафтопереробної промисловості.

15. Значне зростання шумових та вібраційних забруднень у містах є причиною: а) деградації водних екосистем; б) формування локальних атмосферних газоаномалій; в) підвищення захворюваності населення та поширення пригніченого стану фауни і флори; г) погіршення інженерно-геологічних умов; д) укріплення фундаментів будівель і споруд.

16. Найголовнішими екологічними проблемами України є: а) відсутність ефективних екологічних законів; б) розвиток енергетики; в) розвиток промислового виробництва й енергетики без урахування екологічних можливостей (витривалості) регіонів; г) розвиток військово-промислового комплексу.

17. Парниковий ефект спричиняють: а) вуглекислий газ; б) CO_2 , CH_4 , N_2O , SF_6 , перфторвуглеці (PFCs); гідрофторвуглеці (HFCs); в) H_2O ; O_3 , CO_2 ; CH_4 ; CF_6 ; N_2O ; г) фреони.

Розділ 2

АТОМНА ЕНЕРГЕТИКА

2.1. Стратегія розвитку атомної генерації. Поточний стан та розвиток атомної генерації

Станом на кінець 2013 р. на чотирьох АЕС України (Запорізька, Рівненська, Хмельницька та Південноукраїнська АЕС) експлуатувалося 15 ядерних енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт. Протягом останніх років частка АЕС становила 47 – 48 % від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні, середній коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС за результатами 2010 року становив 73,6 %.

У 2010 р. терміни експлуатації енергоблоків № 1, 2 Рівненської АЕС загальною потужністю 0,835 ГВт були подовжені на 20 років понад передбачений вихідним проектом 30-річний термін експлуатації атомних енергоблоків. У період від 2012 до 2019 рр. спливають проектні терміни експлуатації 10 енергоблоків загальною потужністю 10 ГВт, у 2025 р. – ще одного енергоблока потужністю 1 ГВт.

2.2. Фізичні основи отримання ядерної енергії. Будова речовини

Усі речовини складаються з молекул – частинок, кожна з яких визначає усі фізико-хімічні властивості речовини.

Молекули простих речовин (К, Не, O_2 , H_2 , Мо...) складаються з одного або кількох атомів одного хімічного елемента.

Молекули складних речовин (UO_2 , H_3BO_3 , $V_4C...$) складаються з атомів кількох хімічних елементів.

Молекули і складові їх атоми розрізняються насамперед масою. Для зручності порівняння маси різних молекул (атомів) прийнято вимірювати у відносних одиницях, які називаються атомними одиницями маси (а.о.м.).

1 а.о.м. – це 1/12 частини маси ізотопу атома вуглецю-12. В одиницях системи СГС (яка найчастіше використовується у

нейтронно-фізичних розрахунках) 1 а.о.м. еквівалентна $1.660567 \cdot 10^{-24}$ г. Відносна маса молекули або атома, виражена в а.о.м., називається молекулярною (або відповідно атомною) масою і позначається символом A .

Просторову густину молекул (атомів) у різних речовинах прийнято оцінювати величиною молекулярної (атомної) концентрації, тобто числом молекул (атомів), що містяться в одиниці об'єму речовини.

Спираючись на те, що, відповідно до закону Авогадро, кількість молекул в 1 молі речовини – величина стала (називається числом Авогадро $N_A = 6.0221 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹), молекулярна концентрація будь-якої речовини легко розраховується за відомими величинами густини γ і молекулярної маси A речовини за формулою

$$N = \frac{\gamma}{A} N_A, \quad (2.1)$$

де γ – густина речовини, кг/м³; A – молекулярна маса кг/кмоль.

В одиницях системи СГС розмірність обчисленої за формулою (1.1) величини молекулярної концентрації – см⁻³, тобто молекул в 1 см³.

Отже:

а) для простих речовин, кожна молекула яких містить тільки один атом, молекулярна концентрація речовини за величиною збігається з атомною концентрацією і обчислюється за формулою (1.1);

б) для складних речовин, кожна молекула яких містить m типів атомів різних хімічних елементів, молекулярну концентрацію також знаходять за формулою (1.1), в якій молекулярна маса є сумою мас усіх компонентів молекули речовини:

$$A = n_1 A_1 + n_2 A_2 + \dots + n_i A_i + \dots + n_m A_m = \sum_{i=1}^m n_i A_i, \quad (2.2)$$

де n_i – кількість атомів кожного компонента в молекулі речовини; A_i – атомна маса i -го компонента.

Приклад. Кристалічна борна кислота H_3BO_3 густиною $\gamma = 1.28$ г/см³ матиме відносну молекулярну масу:

$$A = 3A_H + 1A_B + 3A_O = 3 \cdot 1 + 1 \cdot 10,81 + 3 \cdot 16 = 61,81 \text{ а.о.м.},$$

а отже, її молекулярна концентрація дорівнюватиме:

$$N = \frac{\gamma}{A} \cdot N_A = \frac{1.28}{61.81} \cdot 6.0221 \cdot 10^{23} = 1.2471 \cdot 10^{22} \text{ см}^{-3};$$

в) атомні концентрації компонентів складних речовин знаходять за загальною формулою

$$N_i = n_i \cdot N, \quad (2.3)$$

де n_i – кількість атомів i -го компонента у кожній молекулі речовини, а N – молекулярна концентрація речовини.

Приклад. У вищезгаданому прикладі:

– атомна концентрація водню

$$N_H = 3N = 3 \cdot 1,2471 \cdot 10^{22} = 3,7413 \cdot 10^{22} \text{ см}^{-3},$$

оскільки у кожній молекулі борної кислоти міститься по три атоми водню;

– атомна концентрація бору

$$N_B = N = 1,2471 \cdot 10^{22} \text{ см}^{-3},$$

оскільки в молекулі борної кислоти міститься тільки один атом бору;

– атомна концентрація кисню

$$N_O = 3N = 3 \cdot 1,2471 \cdot 10^{22} = 3,7413 \cdot 10^{22} \text{ см}^{-3},$$

оскільки у кожній молекулі борної кислоти по три атоми кисню;

г) атомні концентрації у простих багатоатомних речовинах, очевидно, можна розглядати як частковий випадок і знаходити за загальною формулою (2.3).

Приклад. Молекула йоду (J_2) містить по два атоми хімічного елемента йоду, тому атомна концентрація йоду у кристалічному йоді густиною $\gamma = 4.9 \text{ г/см}^3$ дорівнюватиме:

$$N_J = \frac{\gamma}{A} \cdot N_A \cdot n = \frac{4.9}{2 \cdot 126.9} \cdot 6.0221 \cdot 10^{23} \cdot 2 = 2.325 \cdot 10^{22} \text{ см}^{-3}.$$

2.3. Будова і характеристика атомів

Атоми різних хімічних елементів відрізняються насамперед масою, і атомна маса якоюсь мірою визначає періодичність повторення хімічних властивостей різних атомів. Проте масове число A не є однозначною характеристикою усіх властивостей атомів будь-яких речовин.

Основною характеристикою, що визначає фізико-хімічну індивідуальність атома речовини, є його атомний номер (z) у

відкритій Д.І. Менделєєвим Періодичній системі елементів. Називаючи атомний номер елемента z , ми фактично називаємо саме той елемент, про атоми якого йдеться.

Наприклад, якщо $z = 6$, нам зрозуміло, що йдеться про вуглець (С), а якщо $z = 92$, це означає, що елемент називається ураном (U) тощо.

Тому атомний номер елемента z – характеристика, рівнозначна до прийнятого хімічного символу атомів речовини.

Масове число A і атомний номер z елемента – пара характеристик, що повністю визначають фізико-хімічну індивідуальність атомів будь-якої речовини.

▪ Атомна теорія розкриває фізичне значення цих характеристик у таких основних положеннях:

а) усі атоми складаються з позитивно зарядженого ядра і негативно заряджених частинок – електронів, що обертаються навколо нього;

б) електричний заряд електрона $q_e = - 1.6022 \cdot 10^{-19}$ Кл – найменший електричний заряд, знайдений експериментально, і це дало змогу назвати його елементарним зарядом, а заряди інших частинок і структур на мікрорівні – вимірювати в елементарних зарядах;

в) атомний номер елемента z є не що інше, як сумарна кількість електронів в атомі;

г) оскільки стійкий атом будь-якого хімічного елемента електронейтральний, негативний заряд електронних оболонок в атомі нейтралізується однаковим за величиною позитивним зарядом ядра. Тому інше уявлення про атомний номер полягає у тому, що атомний номер хімічного елемента – це позитивний заряд ядра його атома, виражений у величинах елементарних електричних зарядів (тобто у зарядах електрона);

д) маса спокою одиничного електрона $m_e = 9.1095 \cdot 10^{-31}$ кг, що відповідає приблизно $5.486 \cdot 10^{-4}$ а.о.м. Різниця у порядках величин мас усього атома (від одиниці до сотень а.о.м.) і електронів у ньому (від $5.486 \cdot 10^{-4}$ до величин порядку 10^{-2} а.о.м.), яка, як бачимо з наведених цифр, становить чотири порядки, приводить до висновку про те, що фактично уся маса атома (більше 99,9 %) зосереджена у його ядрі;

е) розміри атомів, знайдені в експериментах, виконаних за різними методиками, мають порядок 10^{-11} м, а розміри ядер атомів –

величини порядку 10^{-16} м. Ці цифри свідчать про те, що ядро займає нікчемно малу частину об'єму атома.

Якщо під об'ємом ядра розуміти сферу, у межах якої ефективно діють ядерні сили, радіус цієї сфери можна оцінити за напівемпіричною формулою

$$R_{\text{я}} \approx 1.21 \cdot 10^{-16}, \text{ м} \quad (2.4)$$

де A , а.о.м. – атомна маса елемента.

2.4. Будова ядер і властивості ядерних сил

Ядро будь-якого атома має складну структуру і складається з частинок, які називаються нуклонами. Відомі два типи нуклонів – протони і нейтрони.

Протони – нуклони масою 1 а.о.м. з позитивним зарядом, що дорівнює одиниці, тобто елементарному заряду електрона.

Нейтрони – електронейтральні нуклони масою 1 а.о.м.

Строго кажучи, маси спокою протонів і нейтронів дещо відрізняються: $m_p = 1,6726 \cdot 10^{-24} \text{ з}$, $m_n = 1,67439 \cdot 10^{-24} \text{ з}$. Про цю відмінність йтиметься далі.

Оскільки маса ядра фактично дорівнює A , заряд ядра – z , а маси протона і нейтрона фактично однакові, за таких умов потрібно прийняти як належне, що ядро стійкого електро-нейтрального атома складається з z протонів і $(A - z)$ нейтронів. Отже, атомний номер елемента – не що інше, як протонний заряд ядра атома, виражений в елементарних зарядах електрона. Інакше кажучи, z – це число протонів в ядрі атома.

Нааявність у ядрі протонів (частинок з електричним зарядом одного знака) внаслідок кулонівських сил відштовхування між ними повинна була б призвести до розльоту нуклонів. У реальності цього не відбувається. Існування у природі безлічі стійких ядер приводить до висновку про існування між нуклонами ядра потужніших, ніж кулонівські, ядерних сил тяжіння, які, долаючи кулонівське відштовхування протонів, стягують нуклони у стійку структуру – ядро.

Розміри ядер атомів, визначені за формулою (2.4), є величинами порядку 10^{-13} см. Звідси перша властивість ядерних сил (на відміну від кулонівських, гравітаційних тощо) – короткодія:

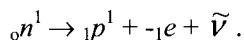
ядерні сили діють тільки на малих відстанях, співвимірних за величиною з розмірами самих нуклонів.

Навіть не знаючи точно, що таке матеріальне утворення, яким є протон або нейтрон, можна оцінити їх ефективні розміри як діаметр сфери, на поверхні якої ядерне тяжіння двох сусідніх протонів врівноважується їх кулонівським відштовхуванням. Експерименти на прискорювачах з розсіяння ядрами електронів дали змогу оцінити ефективний радіус нуклона $R_n \approx 1.21 \cdot 10^{-13}$ см.

З огляду на незначний час дії ядерних сил впливає їх друга властивість, яка називається насиченням. Це означає, що будь-який нуклон ядра взаємодіє не з усіма іншими нуклонами, а лише з обмеженою кількістю нуклонів, що є його безпосередніми сусідами.

Третя властивість ядерних сил – їх рівнодія. Оскільки вважається, що ядерні сили взаємодії між нуклонами обох видів є силами однієї природи, передбачається, що на відстанях порядку 10^{-13} см два протони, два нейтрони або протон з нейтроном взаємодіють однаково.

Протон у вільному стані (тобто зовні атомних ядер) стабільний. Нейтрон у вільному стані тривало існувати не може, він зазнає розпаду на протон, електрон і антинейтрино з періодом напіврозпаду $T_{1/2} = 11,2$ хв за схемою



Антинейтрино ($\tilde{\nu}$) – електронейтральна частинка матерії з нульовою масою спокою.

Отже, будь-яке ядро вважається таким, що повністю індивідуалізувалося, якщо відомі дві його основні характеристики – кількість протонів z і масове число A , оскільки різниця $(A - z)$ визначає кількість нейтронів у ядрі. Ядра атомів, що індивідуалізувалися, прийнято загалом називати нуклідами.

Серед безлічі нуклідів (а їх сьогодні відомо більше 2000 – природних і штучних) є такі, у яких одна з двох згаданих характеристик однакова, а інша – різна за величиною.

Нукліди з однаковим z (кількістю протонів) називають ізотопами. Оскільки атомний номер визначає відповідно до періодичного закону Д.І. Менделєєва індивідуальність тільки хімічних властивостей атома елемента, про ізотопи завжди говорять з

посиланням на символ відповідного їм хімічного елемента у Періодичній системі.

Наприклад, ^{233}U , ^{234}U , ^{235}U , ^{236}U , ^{238}U , ^{239}U – усе це ізотопи урану, який в Періодичній системі елементів Д.І. Менделєєва має порядковий номер $z = 92$.

Ізотопи будь-якого хімічного елемента, як бачимо, мають однакову кількість протонів, але різну кількість нейтронів.

Нукліди однакової маси (A), але з різними зарядами z , називаються ізобарами.

Ізобари, на відміну від ізотопів, – це нукліди різних хімічних елементів.

Приклад. ${}^5\text{B}^{11}$ і ${}^4\text{C}^{11}$ – ізобари нуклідів бору і вуглецю; ${}^3\text{Li}^7$ і ${}^4\text{Be}^7$ – ізобари нуклідів літію і берилію; ${}_{53}\text{I}^{135}$, ${}_{54}\text{Xe}^{135}$ і ${}_{55}\text{Cs}^{135}$ – також є ізобарами йоду, ксенону і цезію відповідно.

З формули (2.4) можна оцінити густину нуклонів у ядрах і масову густину ядерної речовини. Якщо вважати ядро сферою з радіусом R і кількістю нуклонів в її об'ємі, що дорівнює A , кількість нуклонів в одиниці об'єму ядра можна обчислити так:

$$N_n = \frac{A}{V_y} = \frac{3A}{4\pi R^3} = \frac{3A}{4\pi \left(1,21 \cdot 10^{-13} A^{\frac{1}{3}}\right)^3} = 1,348 \cdot 10^{38} \text{ нукл/см}^3,$$

а оскільки маса одного нуклона дорівнює $1 \text{ а.о.м.} = 1,66056 \cdot 10^{-24} \text{ г}$, то густина ядерної речовини буде:

$$\gamma_{\text{ядр}} = N_n m_n = 1,348 \cdot 10^{38} \cdot 1,66056 \cdot 10^{-24} = 2,238 \cdot 10^{14} \text{ г/см}^3 = 223,8 \text{ Мт/см}^3.$$

Порядок наведеного розрахунку свідчить про те, що густина ядерної речовини однакова у ядрах усіх хімічних елементів.

Об'єм, що доводиться на 1 нуклон у ядрі:

$$\frac{V_y}{A} = \frac{1}{N_n} = \frac{1}{1,348 \cdot 10^{38}} = 7,421 \cdot 10^{-39} \text{ см}^3,$$

також однаковий для усіх ядер, тому середня відстань між центрами сусідніх нуклонів у будь-якому ядрі (яке можна умовно назвати середнім діаметром нуклона) дорівнюватиме:

$$D_n = (V_y)^{\frac{1}{3}} = (7,421 \cdot 10^{-39})^{\frac{1}{3}} = 1,951 \cdot 10^{-13} \text{ см}.$$

Енергія зв'язку і стійкість ядер атомів

Маса (m) і енергія (E) – дві форми існування матерії, пропорційно взаємопов'язані між собою співвідношенням А. Ейнштейна:

$$E = mc^2, \quad (2.5)$$

де c – швидкість світла у вакуумі ($c = 2.997924 \cdot 10^8$ м/с).

Отже, 1 кг маси речовини має повну енергію:

$$E = 1 \cdot (3 \cdot 10^8)^2 = 9 \cdot 10^{16} \text{ Дж} = 2.5 \cdot 10^{10} \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

(оскільки $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 3.6 \cdot 10^6 \text{ Дж}$).

Оскільки 1 а.о.м. відповідає в одиницях СІ масі $1.66056 \cdot 10^{-27}$ кг, то у розмірності системи СІ повна енергія 1 а.о.м. речовини дорівнює:

$$E = 1.66056 \cdot 10^{-27} (3 \cdot 10^8)^2 = 1.4924 \cdot 10^{10} \text{ Дж}.$$

У ядерній фізиці енергії частинок прийнято вимірювати в Електрон-вольтах (eВ).

1 eВ – це енергія, що набувалася електроном за проходження прискорювальної різниці потенціалів в 1 В.

Співвідношення між згаданими одиницями енергії:

$$1 \text{ eВ} = 1.6022 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$$

або

$$1 \text{ Дж} = 6.2414 \cdot 10^{18} \text{ eВ}.$$

Отже, енергетичний еквівалент 1 а.о.м. речовини:

$$E \text{ 1 а.о.м} = 9.315 \cdot 10^8 \text{ eВ} = 931.5 \text{ MeВ}.$$

Сума мас спокою окремих вільних нуклонів, що становлять ядро, дещо більша за масу спокою ядра, оскільки нуклони у ядрі пов'язані між собою ядерними силами тяжіння, і оскільки для здійснення цього зв'язку необхідна енергія (якій нізвідки узятися, окрім як із самих нуклонів), на цей зв'язок нуклонів під час утворення ядра за їх зближення повинна в якийсь спосіб витрачатися частина маси самих нуклонів.

Різниця мас спокою складових ядра нуклонів і маси спокою ядра називається надлишком (або дефектом) мас і позначається Δm .

Отже, загалом дефект маси ядра з масовим числом A і кількістю протонів у ньому z знаходять як

$$\Delta m = zm_n + (A - z)m_p - M_{\text{я}}. \quad (2.6)$$

Енергія, потрібна для розділення ядра на складові його нуклони, називається енергією зв'язку ядра. Зрозуміло, що ця енергія чисельно дорівнює енергії, що затрачається під час створення ядра з окремих нуклонів, а тому, відповідно до закону А. Ейнштейна, вона повинна дорівнювати надлишку (дефекту) маси:

$$E_{зв} = \Delta m \cdot c^2 = [z m_p + (A - z) m_n - M_{я}] c^2. \quad (2.7)$$

Енергія зв'язку, що доводиться на один нуклон ядра:

$$\varepsilon_{зв} = \frac{E_{зв}}{A}, \quad (2.8)$$

називається питомою енергією зв'язку. Ця величина є середньою характеристикою ядерних сил, що стягують нуклони в ядро.

Завдяки точному вимірюванню мас ядер і нуклонів, що входять до їхнього складу, стало можливим точно проаналізувати характер зміни $\varepsilon_{зв}$ у створених природою стійких ядрах різних мас. Уявлення про результати такого аналізу дає графік рис. 2.1, з якого бачимо, що за малих значень масових чисел ядер величина питомої енергії зв'язку ε із зростанням A різко збільшується, досягаючи максимуму за $A = 50 \div 60$ а.о.м., а за подальшого збільшення A – плавно зменшується.

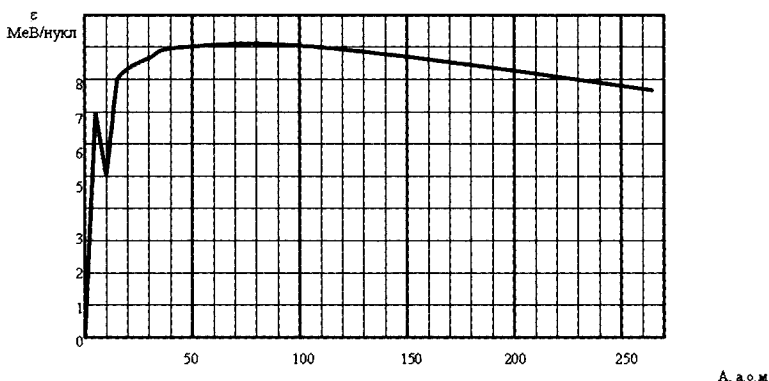


Рис. 2.1. Значення питомої енергії зв'язку нуклонів у ядрах стійких атомів різних атомних мас

З характеру залежності $\epsilon_{\text{св}}(A)$ впливають дві принципові можливості отримання ядерної енергії:

а) синтез легких нуклідів, наприклад, дейтерію ${}^2D^1$ за схемою:
$${}^2D^1 + {}^2D^1 \rightarrow {}^4He^2.$$

У дейтерію $\epsilon_{\text{св}} = 1.11$ МеВ/нуклон, отже, у двох ядер дейтерію, що беруть участь у процесі синтезу, сумарна енергія зв'язку буде:

$$E_{\text{зв}} = 2 \cdot 1.11 + 2 \cdot 1.11 = 4.44 \text{ МеВ}.$$

У продукту синтезу – гелію $\epsilon_{\text{св}} = 7.07$ МеВ/нуклон, отже, енергія зв'язку чотирьох його нуклонів:

$$E_{\text{зв}} = 4 \cdot 7.07 = 28.28 \text{ МеВ}.$$

Різниця сумарних енергій зв'язку гелію і двох ядер дейтерію буде:

$$\Delta E_{\text{зв}} = 28.28 - 4.44 = 23.84 \text{ МеВ},$$

і ця енергія вивільнятиметься під час синтезу ядра гелію з двох ядер дейтерію;

б) ділення ядер важких елементів, наприклад, ядра ${}^{235}U$:
$${}^{235}U \rightarrow {}^{139}La + {}^{96}Mo$$

(одна характерна з безлічі можливих схем розподілу ${}^{235}U$).

У лантану $\epsilon_{\text{зв}} = 8.4$ МеВ/нуклон, у молибдену $\epsilon_{\text{зв}} = 8.5$ МеВ/нуклон, отже, сумарна енергія зв'язку цих двох уламків поділу:

$$E_{\text{зв}} = 8.4 \cdot 139 + 8.5 \cdot 96 = 1983.6 \text{ МеВ}.$$

В урану $\epsilon_{\text{св}} = 7.6$ МеВ/нуклон, отже, сумарна енергія зв'язку нуклонів в ньому

$$E_{\text{зв}} = 7.6 \cdot 235 = 1786.0 \text{ МеВ}.$$

Різниця енергій зв'язку уламків поділу урану і самого ядра урану

$$\Delta E_{\text{зв}} = 1983.6 - 1786.0 = 197.6 \text{ МеВ},$$

і ця енергія вивільнятиметься під час поділу ядра урану-235 на цю пару осколків.

Стійкість нуклідів (тобто їх здатність до тривалого існування без змін структури і характеристик) повинна визначатися їх масою A і зарядом z . Дослідження стабільних ядер показали, що стійкість ядер залежить від величини параметра $(A-z)/z$, тобто від співвідношення нейтронів і протонів у ядрі. Діаграма стійкості (рис. 2.2), яка ілюструє величину цього співвідношення залежно від масового числа нуклідів, наочно свідчить про те, що:

$$\frac{A - z}{z}$$

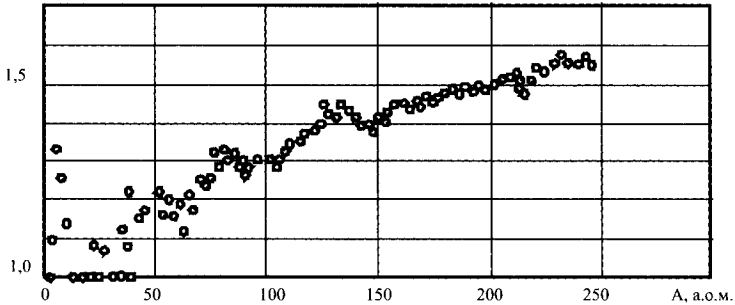


Рис. 2.2. Нейтронно-протонне відношення у стійких ядрах різних мас

а) у ядрах легких елементів (з атомною масою до 20 а.о.м.) нейтронно-протонне відношення приблизно дорівнює 1, тобто в легких стійких ядрах міститься приблизно однакова кількість протонів і нейтронів;

б) із подальшим зростанням атомної маси нуклідів A область стійкості зміщується в область великих нейтронно-протонних відносин і досягає за великих значень A величини 1.58.

З останньої властивості стійких нуклідів випливає важливий практичний висновок: під час ділення важких ядер уламки поділу, що утворюються, є нестійкими (тобто радіоактивними) унаслідок пересиченості їх надмірними для їх стійкості нейтронами.

Для того, щоб уламок, який утворився під час поділу, став стійким (або принаймні наблизився до стійкого стану), він повинен у якийсь спосіб скинути, випустити зі свого складу надмірні для стійкості нейтрони. Що і спостерігається насправді.

Випуск вільних нейтронів під час ділення важких ядер вирішальний, який має значення для здійснення ланцюгової ядерної реакції розподілу, що самопідтримується, зумовлений саме цим фактом.

На стійкість ядер великий вплив має парність або непарність чисел протонів і нейтронів у них. З усіх природних стабільних ядер:

– 167 є парно-парними (тобто такими, що містять парну кількість протонів і парну кількість нейтронів);

- 55 є парно-непарними (з парним числом протонів z і непарним числом нейтронів $A - z$);
- 53 є непарно-парними (з непарною кількістю протонів і парною кількістю нейтронів);
- лише 4 є непарно-непарними, і це все – ядра легких елементів (${}^2H^1$, ${}^6Li^3$, ${}^{10}B^5$ і ${}^{14}N^7$).

Вищу стійкість парно-парних ядер пояснюють природною схильністю протонів і нейтронів стягуватися у ядрі парами з протилежними спінами.

Подібність густини нуклонів у ядрах, густина ядерної речовини, а також подібність середньої відстані між сусідніми нуклонами у стабільних ядрах (див. п. 1.3.9) дали змогу на основі аналогії ядерної структури і нестискуваної рідини побудувати краплинну модель ядра атома і на її основі одержати напівемпіричну формулу для величини енергії зв'язку – формулу Вайцзеккера:

$$E_{зв} = \alpha A - \beta A^{2/3} - \gamma z^2/A^{1/3} - (A/2 - z)^2/A + \delta, \quad (2.9)$$

де αA – енергія зв'язку ядра масою A у припущенні, що усі нуклони рівноцінні і кожний з них взаємодіє тільки з найближчими до нього сусідами (подібно до вандерваальсової взаємодії молекул у краплі нестискуваної рідини); величина коефіцієнта $\alpha = 15.56$ MeV встановлена експериментально;

$\Delta E_1 = \beta A^{2/3}$ – поправка на те, що нуклони, які знаходяться на поверхні ядра, пов'язані з сусідами слабше, ніж нуклони у середині ядра (подібно до поверхневих молекул у краплі води); коефіцієнт $\beta = 17.23$ MeV;

$\Delta E_2 = \gamma z^2/A^{1/3}$ – друга поправка на послаблення ядерних сил тяжіння за рахунок наявності кулонівського відштовхування протонів в ядрі; величина емпіричного коефіцієнта $\gamma = 0.71$ MeV;

$\Delta E_3 = \varepsilon(A/2 - z)^2/A$ – третя поправка на послаблення енергії зв'язку унаслідок відхилення протонно-нейтронного відношення від одиниці, називається поправкою на протонно-нейтронну асиметрію; величина коефіцієнта $\varepsilon = 93.46$ MeV;

величина четвертої поправки δ – поправки на парність дорівнює:

+ δ – для парно-парних ядер;

0 – для ядер з непарними масовими числами A ;

$-\delta$ – для непарно-непарних ядер.

Абсолютна величина цієї поправки обчислюється за формулою

$$\delta = kA^{-3/4},$$

де $k = 34 \text{ MeV}$.

Енергія зв'язку ядра за своєю суттю є енергією потенціальною. Стабільне ядро (як і все стабільне у природі) повинно мати мінімум потенційної енергії. Енергетичний стан ядра з мінімумом його потенційної енергії, завдяки чому воно триває стабільно, називається основним станом.

Набування стабільним ядром ззовні додаткової енергії, більшої від рівня енергії основного стану, обов'язково виводить ядро із стійкого стану, робить його нестабільним (або збудженим, або радіоактивним).

Реалізуючи своє природне прагнення до стійкості, збуджене ядро прагне "скотитися" до рівня основного стану за допомогою скидання надлишку енергії більше від рівня стійкості з випромінюванням мікрочастинок зі свого складу або жорстким гамма-випромінюванням. Цей фізичний процес називається радіоактивним розпадом ядра.

Закономірність і характеристики радіоактивного розпаду

Залежно від виду частинок, що випускаються збудженим ядром, відомі такі види радіоактивного розпаду:

– α -розпад, тобто розпад, який супроводжується випуском збудженими ядрами α -частинок (масою 4 а.о.м. із зарядом $z = 2$), атомів гелію, що, по суті, є позбавленими зовнішніх електронів ядрами, а тому часто позначаються як ${}^4_2\text{He}$;

– β -розпад, тобто розпад, що супроводжується випуском швидких електронів або позитронів; ці два види частинок однакової маси відрізняються тільки знаками електричного заряду: електрони мають елементарний негативний заряд, а позитрони – позитивний заряд такої самої величини; ці частинки мають загальну назву – β -частинки;

– γ -розпад, тобто розпад, що супроводжується випуском жорсткого електромагнітного випромінювання з частотою, вищою за частоту рентгенівського випромінювання, яке називається гамма-випромінюванням;

– нейтронний розпад – розпад, що супроводжується випуском збудженим ядром нейтрона; завдяки цьому виду радіоактивного розпаду у ядерному реакторі з'являються так звані запізнілі нейтрони, що мають велике значення для керуваності реактора.

Незалежно від вигляду, радіоактивний розпад підпорядковується єдиній закономірності:

швидкість радіоактивного розпаду (кількість частинок, що шомить випускаються, дорівнює кількості ядер, які шомиті розпадаються) прямо пропорційна тільки до наявної у цей момент кількості радіоактивних ядер:

$$dN/dt = -\lambda N(t), \quad (2.10)$$

де $N(t)$, см^{-3} – ядерна концентрація радіоактивних ядер у цей момент часу t ; dN/dt , $\text{см}^{-3}\text{с}^{-1}$ – швидкість радіоактивного розпаду, тобто кількість ядер в 1 см^3 , що розпадаються за 1 с (у цей момент часу); λ , с^{-1} – стала радіоактивного розпаду. Її фізичний зміст – частка радіоактивних ядер, які шомиті розпадаються, від загальної наявної їх кількості у цей момент часу.

Диференціальне рівняння (2.10) називається законом радіоактивного розпаду у диференціальній формі.

Якщо проінтегрувати диференціальне рівняння (2.10) за початкової умови ($t = 0$ $N = N_0$), можна одержати:

$$N(t) = N_0 \exp(-\lambda t), \quad (2.11)$$

тобто концентрація радіоактивних ядер, що не розпалися, в часі зменшується за експоненціальним законом, і темп радіоактивного розпаду визначається тільки однією величиною – величиною сталою радіоактивного розпаду.

Вираз (2.11) називається законом радіоактивного розпаду в інтегральній формі.

Часто як характеристика інтенсивності радіоактивного розпаду використовується не сама стала радіоактивного розпаду λ , а зворотна їй величина:

$$T = 1/\lambda, \quad (2.12)$$

відома як період радіоактивного розпаду.

Період радіоактивного розпаду – це час, протягом якого кількість радіоактивних ядер зменшується в $e = 2.7182818\dots$ разів.

Справді:

$$N(T)/N_0 = \exp(-T/T) = e^{-1} = 1/e.$$

Ще частіше у практичних розрахунках і оцінках користуються не періодом розпаду, а періодом напіврозпаду ($T_{1/2}$), під яким

розуміють час, протягом якого кількість радіоактивних ядер, що не розпалися, зменшується рівно у 2 рази.

Не важко побачити, що T і $T_{1/2}$ – пропорційно взаємозв’язані характеристики. Справді, за $t = T_{1/2}$ $N(T_{1/2})/N_0 = 1/2$, тобто $\exp(-T_{1/2}/T) = 1/2$, звідки:

$$\begin{aligned} T_{1/2}/T &= \ln 2 \approx 0.693, \text{ а отже,} \\ T_{1/2} &\approx 0.693 T, \text{ або } T \approx 1.44 T_{1/2}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

Користуючись відомою з елементарної математики властивістю показникових функцій

$$e^{\frac{t}{T}} = 2^{\frac{t}{T_{1/2}}},$$

закон радіоактивного розпаду можна записати і в дещо іншій формі:

$$N(t) = N_0 \cdot 2^{\frac{t}{T_{1/2}}}. \quad (2.14)$$

Експонента, як відомо, крива асимптотична, тому у міру зменшення експонента може прямувати до нуля тільки теоретично (за нескінченно великого значення t). Тому, цікавлячись питанням про час фактично повного розпаду радіоактивних ядер, необхідно домовитись, яка кількість радіоактивних ядер, що не розпалися, залишилася, щоб розпад вважати фактично повним. Якщо вважати радіоактивний розпад таким, що фактично завершився, тоді, коли залишилося не більше 1% від початкової кількості ядер, що не розпалися, то, як бачимо з графіка (рис. 2.3), час фактично повного розпаду радіоактивної речовини становить 6–7 періодів його напіврозпаду або 4–5 періодів розпаду T .

Ця властивість експоненціальної функції застосовується для розрахунку кінетики реактора і визначення витрачання запасу реактивності реактора у процесі боротьби за оцінку практичної завершеності перехідних процесів у реакторі, в яких обов’язковими фігурантами є процеси радіоактивного розпаду.

2.5. Технологія виробництва атомної енергії

В АЕС відбувається процес розщеплення ядер урану, плутонію та торію для виробництва теплової енергії, яка слугує для одержання водяної пари. Кінетична енергія цієї пари перетворюється на кінетичну енергію (механічну) за подавання її на

турбіну, а далі настає перетворення кінетичної енергії на електроенергію у генераторі, що приводиться в рух турбіною.

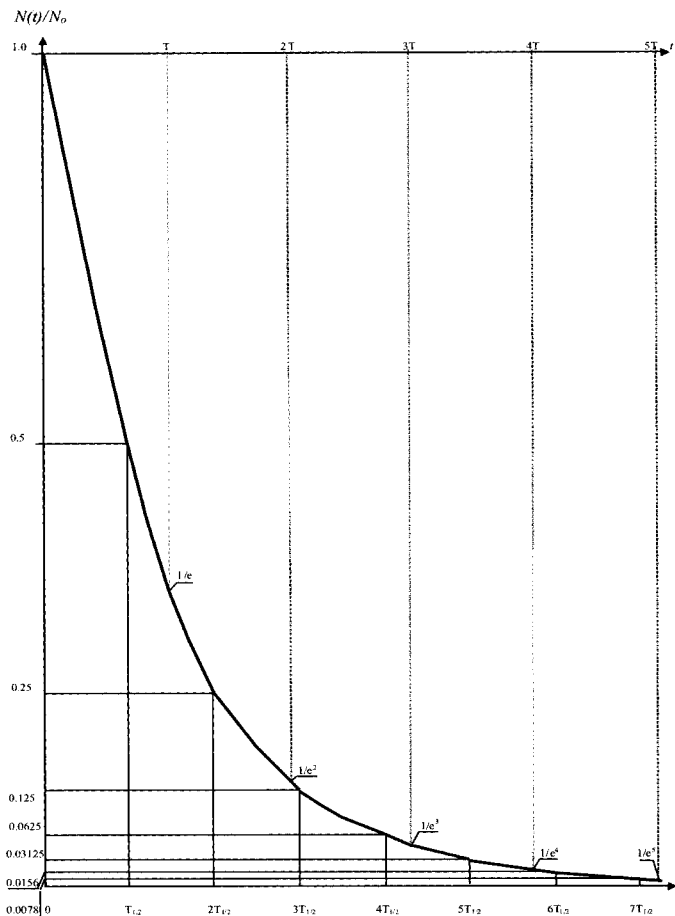


Рис. 2.3. Експоненціальний закон радіоактивного розпаду

Технологічний цикл атомної електростанції поділяється на:

- первинний цикл, що охоплює розщеплення атомів, утворення теплової енергії в ядерному реакторі і передачу її в теплообміннику до вторинного циклу;

– вторинний цикл, що охоплює усі подальші осередки процесу виробництва електроенергії.

Принципову схему теплової електростанції показано на рис. 2.4. Варто мати на увазі, що в її конструкції може бути передбачено кілька контурів – теплоносій від тепловидільного реактора може не йти відразу на турбіну, а віддавати своє тепло в теплообміннику теплоносію наступного контуру, який вже може надходити на турбіну, а може далі передавати свою енергію наступному контуру. Також у будь-якій електростанції передбачена система охолодження відпрацьованого теплоносія, щоб довести температуру теплоносія до необхідного для повторного циклу значення. Якщо поблизу від електростанції є населений пункт, то це досягається за допомогою використання тепла відпрацьованого теплоносія для нагрівання води для опалювання будинків або гарячого водопостачання, а якщо ні, то зайве тепло відпрацьованого теплоносія просто скидається в атмосферу у градирнях. Конденсатором відпрацьованої пари на неатомних електростанціях найчастіше є саме градирні.

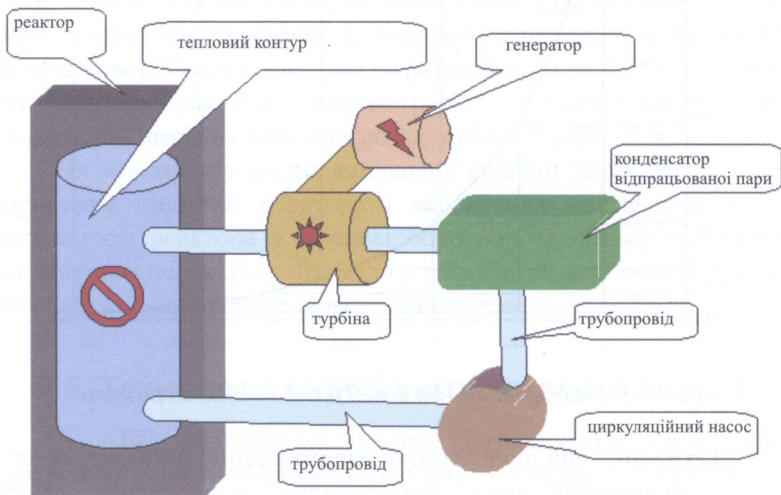


Рис. 2.4. Схема атомної електростанції

Атомні електростанції належать до теплових, оскільки в їх пристрої є тепловиділячі, теплоносії і генератор електричного струму – турбіна. Існують як одноконтурні АЕС, так і дво-, триконтурні (це залежить від типу ядерного реактора).

Для кращого з'ясування принципу роботи ядерного реактора і значення процесів, що відбуваються у ньому, коротко наведемо основні моменти фізики реакторів:

- ядерний реактор – апарат, в якому відбуваються ядерні реакції – перетворення одних хімічних елементів на інші. Для цих реакцій необхідна наявність у реакторі речовини, яка під час свого розпаду виділяє елементарні частинки, здатні викликати розпад інших ядер, що діляться;

- розпад атомного ядра може відбуватися самовільно або при потраплянні в нього елементарної частинки. Самовільний розпад у ядерній енергетиці не використовується через дуже низьку його інтенсивність;

- як речовина, що ділиться, сьогодні можуть використовуватися ізотопи урану – уран-235 і уран-238, а також плутоній-239;

- у ядерному реакторі відбувається ланцюгова реакція. Ядра урану або плутонію розпадаються, при цьому утворюються два – три ядра елементів середини таблиці Менделєєва, виділяється енергія, випромінюються гамма-кванти і утворюються два або три нейтрони, які, своєю чергою, можуть прореагувати з іншими атомами і, викликавши їх розпад, продовжити ланцюгову реакцію. Для розпаду будь-якого атомного ядра необхідне потрапляння в нього елементарної частинки з певною енергією (величина цієї енергії повинна лежати у певному діапазоні: повільніша або швидша частинка просто відштовхнеться від ядра, не проникнувши у нього). Найбільше значення у ядерній енергетиці мають нейтрони;

- залежно від швидкості елементарної частинки виділяють два види нейтронів: швидкі та повільні. Нейтрони різних видів по-різному впливають на ядра елементів, що діляться;

- уран-238 ділиться тільки швидкими нейтронами. Під час його розпаду виділяється енергія і утворюються два – три швидкі нейтрони.

Унаслідок того, що ці швидкі нейтрони сповільнюються в речовині урану-238 до швидкостей, нездатних викликати розподіл ядра урану-238, ланцюгова реакція в урані-238 перебігати не може;

- оскільки у природному урані основний ізотоп – уран-238, то ланцюгова реакція в природному урані перебігати не може;

- в урані-235 ланцюгова реакція перебігати може, оскільки найефективніше його розпад відбувається, коли нейтрони сповільнені у 3–4 рази порівняно зі швидкими, що відбувається за доволі довгого їх пробігу у товщі урану без ризику бути поглиненими сторонніми речовинами або під час проходження через речовину, якій властиво уповільнювати нейтрони, не поглинаючи їх;

- оскільки у природному урані є доволі велика кількість речовин, що поглинають нейтрони (той самий уран-238, який при цьому перетворюється на інший ізотоп – плутоній-239, що ділиться), то у сучасних ядерних реакторах необхідно для уповільнення нейтронів застосовувати не сам уран, а інші речовини, що мало поглинають нейтрони (наприклад, графіт або важка вода);

- звичайна вода уповільнює нейтрони дуже добре, але сильно їх поглинає. Тому для нормального перебігу ланцюгової реакції під час використання як сповільнювача звичайної легкої води необхідно використовувати уран з високою часткою ізотопу – уран-235, що ділиться (збагачений уран). Збагачення урану ґрунтується на складній і трудомісткій технології на гірничо-збагачувальних комбінатах, при цьому утворюються токсичні та радіоактивні відходи;

- графіт добре уповільнює нейтрони і погано їх поглинає. Тому, використовуючи графіт як сповільнювач, можна застосовувати уран більш низького ступеня збагачення, ніж під час використання легкої води;

- важка вода дуже добре уповільнює нейтрони і погано їх поглинає. Тому під час використання важкої води як сповільнювач можна використати уран більш низького ступеня збагачення, ніж під час використання легкої води. Але виробництво важкої води дуже трудомістке і екологічно небезпечне;

- під час потрапляння повільного нейтрона у ядро урану-235 він може бути захоплений цим ядром. При цьому відбудеться багато ядерних реакцій, результатом яких стане утворення ядра плутонію-239 (див. підрозділ 2.1–2.4). (Плутоній-239 загалом може теж використовуватися для потреб ядерної енергетики, але сьогодні він є одним з основних компонентів начинки атомних бомб.) Тому ядерне паливо у реакторі не тільки витрачається, але і напрацьовується. У деяких ядерних реакторів основним заданням є якраз таке напрацювання.

Іншим способом вирішити проблему необхідності уповільнення нейтронів є створення реакторів без необхідності їх уповільнювати – реакторів на швидких нейтронах. У такому реакторі основною речовиною, що ділиться, є не уран, а плутоній. Уран же (використовується уран-238) виступає як додатковий компонент реакції – від швидкого нейтрона, випущеного під час розпаду ядра плутонію, відбудеться розпад ядра урану з виділенням енергії і випуском інших нейтронів, а при потрапінні в ядро урану нейтрона, що сповільнився, він перетвориться на плутоній-239, відновлюючи тим самим запаси ядерного палива у реакторі. У зв'язку з малою величиною поглинання нейтронів плутонієм ланцюгова реакція у сплаві плутонію і урану-238 відбуватиметься, причому у ній утворюватиметься велика кількість нейтронів.

Отже, у ядерному реакторі повинен використовуватися або уран із сповільнювачем, що поглинає нейтрони, або незбагачений уран, або збагачений із сповільнювачем, що мало поглинає нейтрони, або сплав плутонію з ураном без сповільнювача. Про різні типи ядерних реакторів, що реалізують ці три можливості різними способами, говоритиметься далі.

Ядерний реактор

Як уже вказувалось, трьома обов'язковими елементами для реакторів на теплових нейтронах є тепловиділяч, сповільнювач і теплоносії. На рис. 2.5 показано типову схему активної зони реактора.

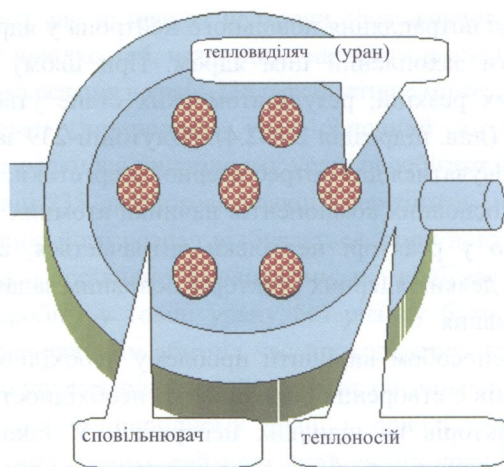


Рис. 2.5. Схема активної зони реактора

Через реактор за допомогою насосів (циркуляційних) прокачується теплоносії, що надходить потім або на турбіну (в РБМК), або у теплообмінник (у решта типів реакторів). Нагрітий теплоносії теплообмінника надходить у турбіну, де втрачає частину своєї енергії на вироблення електрики. З турбіни теплоносії надходить у конденсатор для пари, щоб у реактор надходив теплоносії з потрібними для оптимальної роботи параметрами. Також у реакторі є система управління ним (на рисунку не показана), яка складається з набору стрижнів діаметром у кілька сантиметрів і довжиною, співвимірною з висотою активної зони, що складається з високопоглинаючого нейтрони матеріалу, переважно із сполук бору. Стрижні розташовуються у спеціальних каналах і можуть бути підняті або опущені у реактор. У піднятому стані вони сприяють розгону реактора, в опущеному – заглушають його. Приводи стрижнів регулюються незалежно один від одного, тому за їх допомогою можна конфігурувати активність реакції у різних частинах активної зони.

Реактори, що працюють на швидких нейтронах, влаштовані трохи інакше. Про них говоритимемо нижче.

Наведемо кілька термінів.

Паливна касета – конструкція з таблеток урану, зібраних разом у корпуси завтовшки 10–20 см і завдовжки у кілька метрів, є

виділячем енергії за рахунок розпаду урану. Матеріалом корпусу переважно є цирконій.

ТВС – тепловидільна збірка – паливна касета та її кріплення. ТВС знаходиться в активній зоні реактора.

СУЗ – система управління захистом. Переважно складається з нейтронопоглинальних стрижнів.

2.6. Принципи роботи основних типів ядерних реакторів

Сьогодні у світі існує п'ять типів ядерних реакторів. Це реактор ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор), РБМК (реактор великої потужності канальний), реактор на важкій воді, реактор з кульовим засипанням і газовим контуром, реактор на швидких нейтронах. Кожен тип реактора має свої особливості конструкції, які відрізняють його від інших, хоча, безумовно, окремі елементи конструкції можуть запозичуватися з інших типів. ВВЕР будували переважно на території колишнього СРСР і в Східній Європі, реакторів типу РБМК багато в Росії, країнах Західної Європи і в Південно-Східній Азії, реактори на важкій воді будували у США. Параметри цих реакторів наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Параметри основних типів реакторів

Параметри порівняння	ВВЕР	РБМК	Реактор на важкій воді
1	2	3	4
Тепловиділяч	4.5 %-й збагачений уран	2.8 %-й збагачений уран	2–3 %-й збагачений уран
Сповільнювач і його властивості	Легка вода. Дуже добре уповільнює нейтрони, сильно поглинає нейтрони. Дуже дешева	Графіт. Добре уповільнює нейтрони, майже не поглинає нейтрони. Доволі дешевий	Важка вода. Дуже добре уповільнює їх, майже не поглинає нейтрони. Дуже дорога у виробництві

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4
Особливості активної зони, що визначаються параметрами сповільнювача	Тісне розташування тепловиділяючих елементів, необхідність підвищеного збагачення урану	Доволі рідке розташування тепловидільних елементів, можливість використання низькозбагаченого урану або відпрацьованого палива ВВЕР	Доволі рідке розташування тепловидільних елементів, можливість використання низькозбагаченого урану або відпрацьованого палива ВВЕР
Кількість контурів	Два	Один	Два
Теплоносій	Легка вода в обох контурах. Одночасно є сповільнювачем	Легка вода. Сповільнювальний ефект незначний	Важка вода у першому контурі, легка вода в другому контурі. Важка вода одночасно є сповільнювачем
Регулювання	Розчин борної кислоти у теплоносії. Регулювальні стрижні з бороцирконієвого сплаву і оксиду європію	Регулювальні стрижні з бороцирконієвого сплаву і оксиду європію	Регулювальні стрижні з бороцирконієвого сплаву і оксиду європію
Перезавантаження палива	Один раз на 4 – 6 місяців, з повною зупинкою реактора і розкриттям його корпусу.	У процесі роботи, за допомогою спеціальної машини, що дає змогу перезавантажувати окремі тепловидільні елементи	Один раз на кілька місяців, з повною зупинкою реактора

Закінчення табл 2.1

1	2	3	4
	Кожний тепловидільний елемент переставляється у реакторі тричі до його остаточного витягання		
		Кожний тепловидільний елемент переставляється усередині реактора кілька разів до його остаточного витягання	
Зовнішній відбивач	Зовнішній металевий корпус	Графітна кладка завтовшки 65 см. Зовнішній корпус не обов'язковий, але бажаний з міркувань безпеки	Зовнішній металевий корпус

ВВЕР

Реактори ВВЕР є найпоширенішим типом реакторів. Дуже дешевий теплоносій – сповільнювач, що використовується у них, і спостерігається відносна безпека в експлуатації, незважаючи на необхідність використання у цих реакторах збагаченого урану. З назви реактора ВВЕР бачимо, що у ньому сповільнювачем і теплоносителем є звичайна легка вода. Як паливо використовується збагачений до 4.5 % уран. Принципову схему реактора ВВЕР показано на рис. 2.6.

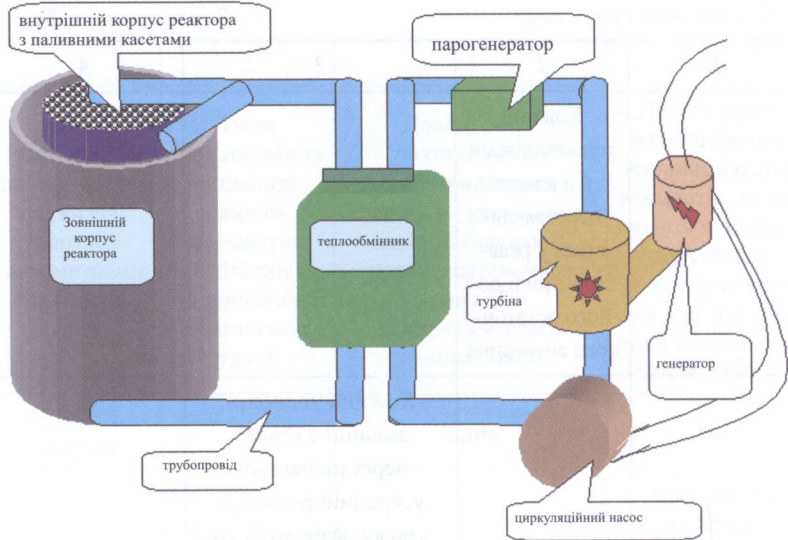


Рис. 2.6. Схема реактора ВВЕР

Як бачимо зі схеми рис. 2.6, він має два контури. Перший контур – реакторний, повністю ізолюваний від другого, що зменшує радіоактивні викиди в атмосферу. Циркуляційні насоси (насос першого контуру на схемі не показаний) прокачують воду через реактор і теплообмінник (живлення циркуляційних насосів відбувається від турбіни). Вода реакторного контура знаходиться під підвищеним тиском, так що, незважаючи на її високу температуру (293 °С – на виході, 267 °С – на вході в реактор), її закипання не відбувається. Вода другого контуру знаходиться під звичайним тиском, так що в теплообміннику-парогенераторі теплоносій, що циркулює по першому контуру, віддає тепло воді другого контуру. Пара, що генерується у парогенераторі, головними паропроводами другого контуру надходить на турбіни і віддає частину своєї енергії на обертання турбіни, після чого надходить у конденсатор. Конденсатор, що охолоджується водою циркуляційного контуру (так би мовити, третій контур), забезпечує збирання і конденсацію відпрацьованої пари. Конденсат, пройшовши систему підігрівачів, подається знову у теплообмінник.

Енергетична потужність більшості реакторів ВВЕР у нашій країні становить 1000 мегават (МВт).

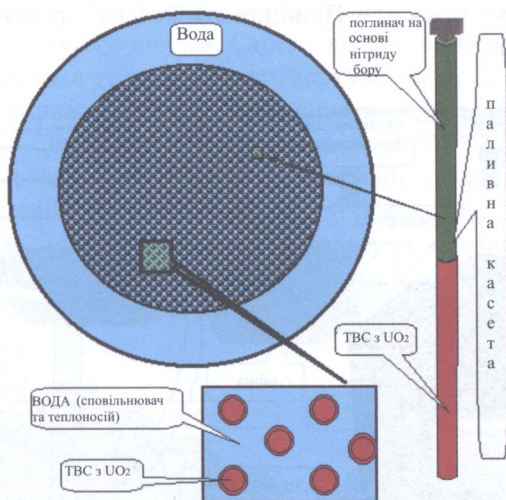


Рис. 2.7. Активна зона реактора ВВЕР

Будову активної зони реактора ВВЕР показано на рис. 2.7. Вона має міцний зовнішній сталевий корпус, що може у разі непередбачених обставин локалізувати можливу аварію. Корпус повністю заповнений водою під високим тиском. Усередині активної зони розташовані ТВС з кроком у 20–25 см. Деякі ТВС доповнені зверху поглиначем з бороцирконієвого сплаву і нітриду бору (знаходяться в активній зоні) чи бороцирконієвою частиною, або урановою, в такий спосіб здійснюється регулювання ланцюгової реакції. Вода подається у реактор знизу під тиском. Зверху реактор закритий сталеву кришкою, що герметизує його корпус. Одночасно ця конструкція слугує біозахистом.

РБМК

РБМК побудований за дещо іншим принципом, ніж ВВЕР. Насамперед в його активній зоні відбувається кипіння – з реактора надходить пароводяна суміш, яка, проходячи через сепаратори,

ділиться на воду, що повертається на вхід реактора, і пару, яка безпосередньо надходить у турбіну. Електрика, що виробляється турбіною, витрачається, як і в реакторі ВВЕР, також на роботу циркуляційних насосів. Принципову схему реактора РБМК показано на рис. 2.8.

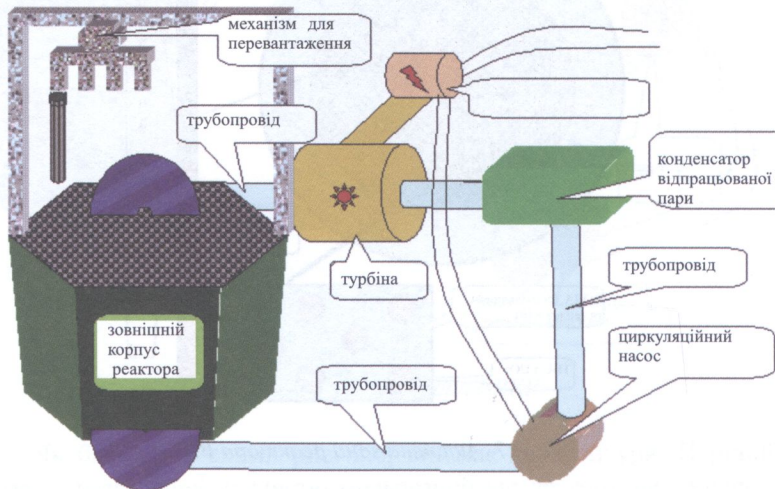


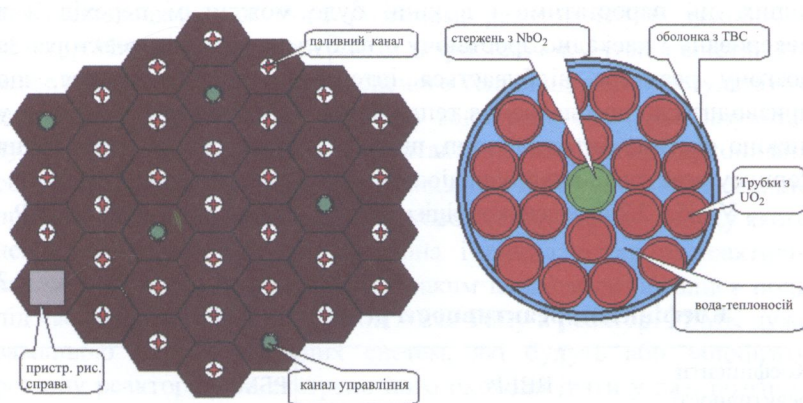
Рис. 2.8. Схема реактора РБМК

Основні технічні характеристики РБМК такі. Активна зона реактора – вертикальний циліндр діаметром 11,8 м і заввишки 7 м (рис. 2.9). По периферії активної зони, а також зверху і знизу розташований бічний відбивач – суцільна графітова кладка завтовшки 0,65 м. Власне активна зона зібрана з графітових шестигранних колон (усього їх 2488), зібраних з блоків перетином 250×250 мм. По центру кожного блока крізь усю колону проходять крізні отвори з діаметром 114 мм для розміщення технологічних каналів і стрижнів СУЗ.

Загальна кількість технологічних каналів в активній зоні – 1693. Усередині більшості технологічних каналів знаходяться тепловидільні касети, що мають доволі складну структуру. Касета складається з двох послідовно сполучених тепловидільних складок

(ТВС), довжина кожної з яких 3,5 м. ТВС містить 18 стрижневих твелів – трубок зовнішнім діаметром 13,5 мм з товщиною стінки 0,9 мм, заповнених таблетками діаметром 11,5 мм з двоокису урану (UO_2), кріпильні деталі зроблено із сплаву цирконію, а несучий стрижень – з оксиду ніобію. Стінки касети щільно фіксовані до графітної кладки, а усередині касет циркулює вода. У решті каналів розташовані стрижні системи управління захистом, які складаються з поглиначів – бороцирконієвого сплаву. Деякі канали повністю ізолювані від теплоносія, і в них розташовані датчики радіації.

Електрична потужність РБМК – 1000 МВт. АЕС з реакторами РБМК становлять помітну частку в атомній енергетиці. Ними оснащені АЕС у Санкт-Петербурзі, Курську, Чорнобилі, Смоленську та Ігналінська АЕС.



а

б

Рис. 2.9. Активна зона реактора РБМК:

а – активна зона реактора; б – паливна касета (вид зверху)

ВВЕР і РБМК: порівняльні характеристики

Проводячи порівняння різних типів ядерних реакторів, варто зупинитися на двох найпоширеніших у нашій країні та в світі типах цих апаратів: ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) і РБМК (реактор великої потужності каналний). Найпринциповіші відмінності: ВВЕР – корпусний реактор (тиск тримається корпусом

реактора); РБМК – каналний реактор (тиск тримається незалежно у кожному каналі); у ВВЕР теплоносій і сповільнювач – одна і та сама вода (додатковий сповільнювач не вводиться), в РБМК сповільнювач – графіт, а теплоносій – вода; у ВВЕР пара утворюється у другому корпусі парогенератора, в РБМК пара утворюється безпосередньо в активній зоні реактора (киплячий реактор) і прямо йде у турбіну – немає другого контуру. Через різну будову активних зон параметри роботи у цих реакторів також різні. Для безпеки реактора має значення такий параметр, як коефіцієнт реактивності, – його можна образно уявити як величину, що показує, як зміни того чи іншого параметра реактора вплинуть на інтенсивність ланцюгової реакції у ньому. Якщо цей коефіцієнт позитивний, то за збільшення параметра, яким приводиться коефіцієнт, ланцюгова реакція у реакторі за відсутності будь-яких інших дій наростатиме і в кінці буде можливим перехід її в некеровану і каскадно зростаючу – відбудеться розгін реактора. За розгону реактора відбувається інтенсивне тепловиділення, що призводить до розплавлення тепловіділячів, стікання їх розплаву у нижню частину активної зони, що може призвести до руйнування корпусу реактора і викиду радіоактивних речовин у довкілля.

У табл. 2.2 наведені коефіцієнти реактивності для РБМК і ВВЕР.

Таблиця 2.2

Коефіцієнти реактивності реакторів ВВЕР і РБМК

Коефіцієнти реактивності	ВВЕР	РБМК
Паровий (за наявності пари в активній зоні)	– (за появи в активній зоні пари реактор затухає)	+ (за появи в активній зоні пари реактор розганяється)
Температури теплоносія	– (за підвищення температури теплоносія реактор затухає)	+ (за підвищення температури теплоносія реактор розганяється)
Густина теплоносія	– (за зниження густини теплоносія (зокрема, за підвищення його температури) реактор затухає)	+ (за зниження густини теплоносія (зокрема, за підвищення його температури) реактор розганяється)

У реакторі ВВЕР за появи в активній зоні пари або за підвищення температури теплоносія, що призводить до зниження його густини, зменшується кількість зіткнень нейтронів з атомами молекул теплоносія, зменшується уповільнення нейтронів, унаслідок чого усі вони йдуть за межі активної зони, не реагуючи з іншими ядрами. Реактор зупиняється.

У реакторі РБМК за скипання води або підвищення її температури, що призводить до зниження її густини, відбувається її нейтронопоглинальна дія (сповільнювач у цьому реакторі і так уже є, а у пари коефіцієнт поглинання нейтронів набагато нижчий, ніж у води). У реакторі наростає ланцюгова реакція і він розганяється, що, своєю чергою, призведе до подальшого підвищення температури води і її скипання.

Отже, за виникнення нештатних ситуацій роботи реактора, що супроводжуються його розгоном, реактор ВВЕР затихне, а реактор РБМК продовжить розгін зі зростаючою інтенсивністю, що може призвести до дуже інтенсивного тепловиділення, результатом якого буде розплавлення активної зони реактора. Цей результат дуже небезпечний, оскільки за контакту розплавлених цирконієвих оболонок з водою відбудеться розкладання її на водень і кисень, що призведе до утворення край вибухового газу, під час вибуху якого неминуче руйнується активна зона і викидаються радіоактивні паливо і графіт у довкілля. Саме таким шляхом розвивалися події під час аварії на Чорнобильській АЕС. Тому в реакторі РБМК дуже важливою є роль захисних систем, які будуть або запобігати розгону реактора, або екстрено його охолоджувати у разі розгону, гасячи підйом температури і скипання теплоносія. Сучасні реактори типу РБМК обладнані доволі ефективними системами, що фактично зводять нанівець ризик розвитку аварії (на Чорнобильській АЕС у ніч аварії були повністю відімкнені системи аварійного захисту), але про таку можливість необхідно пам'ятати.

Якщо підсумувати, то бачимо, що реактор РБМК вимагає меншого збагачення палива, має кращі можливості за напрацювання матеріалу (плутонію), що ділиться, має безперервний експлуатаційний цикл, але потенційно небезпечніший в експлуатації. Ступінь цієї небезпеки залежить від якості систем аварійного захисту і кваліфікації експлуатаційного персоналу. Крім того,

унаслідок відсутності другого контуру, у РБМК є більшими радіаційні викиди в атмосферу протягом часу експлуатації.

Реактор на важкій воді

У Канаді та Америці розробники ядерних реакторів, вирішуючи проблеми про підтримку в реакторі ланцюгової реакції, вважали за краще використовувати як сповільнювач важку воду (рис. 2.10). У важкої води дуже низький ступінь поглинання нейтронів і дуже високі сповільнювальні властивості, що перевищують аналогічні властивості графіту. Внаслідок цього реактори на важкій воді працюють на незбагаченому паливі, що дає змогу не будувати складні та небезпечні підприємства зі збагачення урану. Загалом добре спроектований і побудований реактор на важкій воді може працювати довгі роки на природному урані, що потребує лише його виділення з руди, і давати дешеву енергію. Але важка вода дуже дорога у виробництві, й тому унаслідок неминучих витоків її з трубопроводів сумарні витрати на експлуатацію реактора зростають і наближаються до аналогічних у РБМК і ВВЕР.

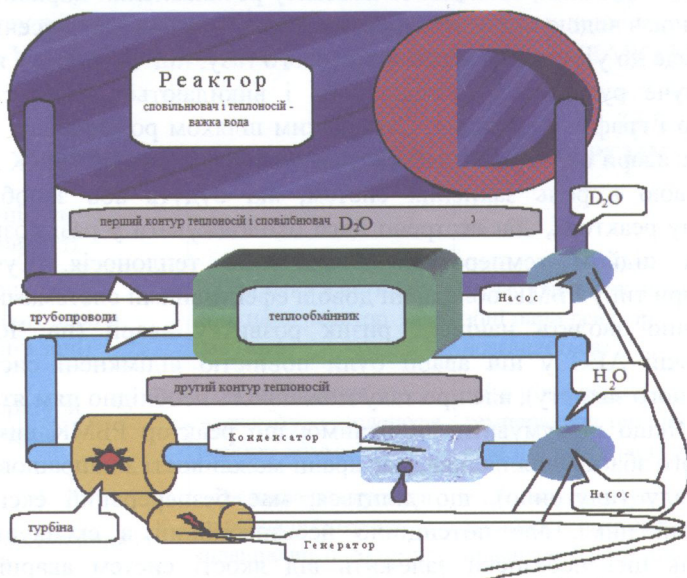


Рис. 2.10. Схема атомного реактора на важкій воді

Як теплоносієм першого контуру може використовуватися сповільнювач – важка вода, хоча є реактори, де теплоносієм є легка вода, а контури циркуляції теплоносія і сповільнювача розділені.

Конструкція реактора РБМК багато в чому аналогічна до конструкції реактора ВВЕР.

Реактор з кульовою засипкою

У реакторі з кульовою засипкою активна зона має форму кулі, в яку засипаються тепловидільні елементи кулястої форми. Кожний елемент являє собою графітову сферу, в яку вкраплені частинки оксиду урану. Через реактор прокачується газ – найчастіше використовується вуглекислота CO_2 . Газ подається в активну зону під тиском і згодом надходить у теплообмінник. Регулювання реактора здійснюється стрижнями з поглиначів, що вставляються в активну зону.

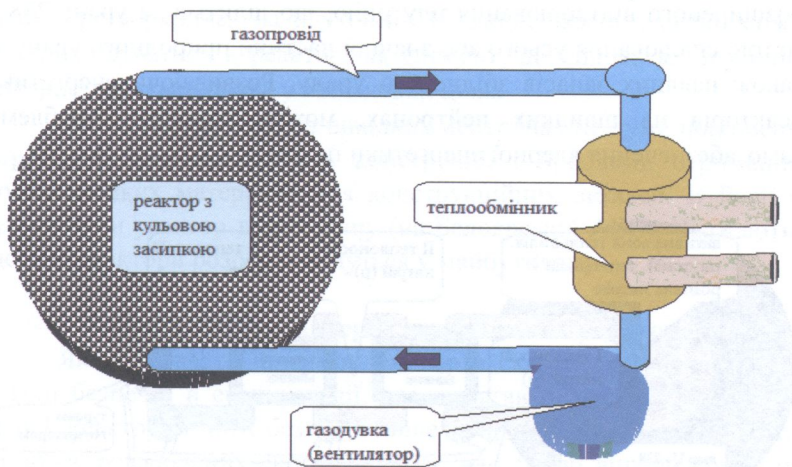


Рис. 2.11. Схема атомного реактора з кульовою засипкою

Екстремне гасіння реактора здійснюється вистрілюванням в активну зону клина з поглиначів (поряд з реактором влаштовують подібний на коротку гармату пристрій, який в екстраординарній ситуації вистрілює у реактор через його корпус клиноподібний

шматок поглинач, при цьому реактор відразу зупиняється). Реактор з кульовою засипкою вигідно відрізняється тим, що у ньому принципово не може відбутися вибух газу, і у разі розгону реактора найнеприємнішим результатом буде лише розплавлення тепловідільних елементів і неможливість подальшої експлуатації реактора. Вибуху такого реактора під час його розгону відбутися не може взагалі. З іншого боку, у разі потрапляння води в активну зону (наприклад, з другого контуру у разі прориву труби у теплообміннику) руйнування реактора і викид радіоактивного газу-теплоносія неминучі.

Небагато реакторів з кульовою засипкою будували у Східній Європі та США.

Реактор на швидких нейтронах

Реактор на швидких нейтронах відрізняється від реакторів інших типів. Його основне призначення – забезпечення розширеного відтворювання плутонію, що ділиться, з урану-238 з метою спалювання усього або значної частини природного урану, а також наявних запасів збідненого урану. Розвиваючи енергетику реакторів на швидких нейтронах, можна вирішити проблему самозабезпечення ядерної енергетики паливом.

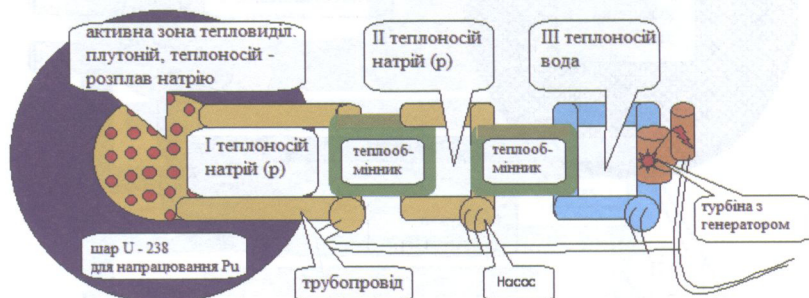


Рис. 2.12. Атомний реактор на швидких нейтронах

У реакторі на швидких нейтронах немає сповільнювача. У зв'язку з цим як паливо використовується не уран-235, а плутоній і уран-238, які можуть ділитися від швидких нейтронів. Плутоній

необхідний для забезпечення достатньої густини нейтронного потоку, яку не може забезпечити один уран-238. Тепловиділення реактора на швидких нейтронах у десять – п'ятнадцять разів перевищує тепловиділення реакторів на повільних нейтронах, у зв'язку з чим замість води (яка просто не впорається з таким об'ємом енергії для передачі) використовується розплав натрію (його температура на вході – 370 °С, а на виході – 550 °С, що вдсятеро вище від аналогічних показників, для ВВЕР – температура води на вході – 270 °, а на виході – 293°). Знову ж таки у зв'язку з великим тепловиділенням доводиться обладнувати навіть не два, а три контури (об'єм теплоносія на кожному подальшому контурі більший), причому у другому контурі використовується той самий натрій. Під час роботи такого реактора відбувається дуже інтенсивне виділення нейтронів, які поглинаються шаром урану-238, розташованим довкола активної зони. При цьому цей уран перетворюється на плутоній-239, який, своєю чергою, може використовуватися в реакторі як елемент, що ділиться. Плутоній використовується також у військових цілях.

Сьогодні реактори на швидких нейтронах не дуже поширені, переважно через складність конструкції і проблеми отримання доволі стійких матеріалів для конструкційних деталей. В Росії є тільки один реактор такого типу (на Белоярській АЕС). Вважають, що такі реактори розроблятимуться у майбутньому.

Порівняльна характеристика атомних реакторів

Якщо підвести підсумок, то варто сказати: реактори ВВЕР доволі безпечні в експлуатації, але вимагають високозбагаченого урану. Реактори РБМК безпечні лише за правильної їх експлуатації та добре розроблених систем захисту, але здатні використовувати малозбагачене паливо або навіть відпрацьоване паливо ВВЕР. Реактори на важкій воді дуже дорогі в експлуатації. Технологія виробництва реакторів з кульовою засипкою ще недостатньо розроблена, хоча ці реактори найприйнятніші для широкого вжитку, зокрема, через відсутність катастрофічних наслідків під час аварії з розгоном реактора. Майбутнє для ядерної енергетики – за реакторами на швидких нейтронах, а воно найефективніше вико-

ристовуватиме ядерне паливо, але конструкція таких реакторів дуже складна і поки що ненадійна.

Чинники небезпеки ядерних реакторів

Чинників небезпеки ядерних реакторів дуже багато. Перерахуємо їх.

Можливість аварії з розгоном реактора. При цьому унаслідок найсильнішого тепловиділення може відбутися розплавлення активної зони реактора і потрапляння радіоактивних речовин у довкілля. Якщо в реакторі є вода, то у разі такої аварії вона розкладатиметься на водень і кисень, що призведе до вибуху газу в реакторі і доволі серйозного руйнування не тільки реактора, але й усього енергоблока з радіоактивним зараженням місцевості.

Аваріям з розгоном реактора можна запобігти, застосувавши спеціальні технології конструкції реакторів, систем захисту, підготовку персоналу.

Радіоактивні викиди у довкілля

Їх кількість і характер залежать від конструкції реактора і якості його складання і експлуатації. У РБМК вони найбільші, у реактора з кульовою засипкою – найменші. Очисні споруди можуть зменшити їх.

Утім в атомній станції, що працює в нормальному режимі, ці викиди менші, ніж, скажімо, у вугільної станції, оскільки у вугіллі теж містяться радіоактивні речовини, і під час його згоряння вони також потрапляють в атмосферу.

Необхідність поховання відпрацьованого реактора

Сьогодні ця проблема не вирішена, хоча є багато розробок у цій області.

Радіоактивне опромінювання персоналу

Іонізуючі випромінювання існували на Землі ще задовго до появи на ній людини. Проте вплив іонізуючих випромінювань на організм людини був виявлений лише наприкінці ХІХ ст. французьким ученим А. Беккерелем, а потім П'єр і Марія Кюрі досліддили явища радіоактивності.

Поняття "іонізуюче випромінювання" об'єднує різноманітні види випромінювання. Подібність їх полягає у тому, що усі вони

відрізняються високою енергією, мають властивість іонізувати і руйнувати біологічні об'єкти.

Іонізуюче випромінювання – це будь-яке випромінювання, взаємодія якого із середовищем приводить до утворення електричних зарядів різних знаків. Розрізняють корпускулярне і фотонне іонізуюче випромінювання.

Корпускулярне випромінювання – потік елементарних частинок із масою спокою, відмінною від нуля, що утворюються під час радіоактивного розпаду, ядерних перетворень, або генеруються на прискорювачах. Це α - і β -частки, нейтрони, протони тощо.

Фотонне випромінювання – потік електромагнітних коливань, що поширюється у вакуумі з постійною швидкістю 300 000 км/с. Це γ -випромінювання і рентгенівське випромінювання.

Вони відрізняються умовами утворення і властивостями: довжиною хвилі й енергією. До фотонного випромінювання належить і ультрафіолетове випромінювання – короткохвильова частина спектра сонячного світла (довжина хвилі $400 \cdot 10^{-9}$ м).

Випромінювання характеризуються іонізуючою і проникаючою спроможностями. Іонізуюча спроможність випромінювання визначається питомою іонізацією, тобто числом пар іонів, що утворюються частинкою в одиниці об'єму, маси середовища або одиниці довжини шляху. Різноманітні види випромінювань мають різноманітну іонізуючу спроможність. Прониклива спроможність випромінювань визначається розміром пробігу, тобто шляхом, пройденим часткою в речовині до її повного зникнення. Джерела іонізуючих випромінювань поділяються на природні та штучні (антропогенні).

Основну частину опромінення населення земної кулі отримує від природних джерел випромінювань. Більшість з них такі, що уникнути опромінення від них неможливо. Протягом усієї історії існування Землі різні види випромінювання потрапляють на поверхню Землі з космосу і надходять від радіоактивних речовин, що знаходяться у земній корі.

Радіаційний фон, що утворюється космічними променями, дає менше половини зовнішнього опромінення, яке населення

отримує від природних джерел радіації. Космічні промені переважно надходять до нас із глибин Всесвіту, але деяка певна їх частина народжується на Сонці під час сонячних спалахів. Космічні промені можуть досягати поверхні Землі або взаємодіяти з її атмосферою, породжуючи повторне випромінювання і призводячи до утворення різноманітних радіонуклідів. Опромінення від природних джерел радіації зазнають усі жителі Землі, проте одні з них отримують більші дози, інші – менші. Це залежить, зокрема, від того, де вони живуть. Рівень радіації у деяких місцях залягання радіоактивних порід земної кулі значно вищий від середнього, а в інших – відповідно нижчий. Доза опромінення залежить також і від способу життя людей.

За підрахунками наукового Комітету з дії атомної радіації ООН, середня ефективна еквівалентна доза зовнішнього опромінення, яку людина отримує за рік від земних джерел природної радіації, становить приблизно 350 мкЗв, тобто трохи більше від середньої дози опромінення через радіаційний фон, що утворюється космічними променями.

Людина зазнає опромінення двома способами – зовнішнім та внутрішнім. Якщо радіоактивні речовини знаходяться поза організмом і опромінюють його зовні, то у цьому випадку говорять про зовнішнє опромінення. А якщо ж вони знаходяться у повітрі, яким дихає людина, або у їжі чи воді, і потрапляють усередину організму через органи дихання та кишково-шлунковий тракт, то таке опромінення називають внутрішнім.

Перед тим, як потрапити до організму людини, радіоактивні речовини проходять складний маршрут у навколишньому середовищі, і це необхідно враховувати під час оцінювання доз опромінення, отриманих від того чи іншого джерела.

Внутрішнє опромінення у середньому становить 2/3 ефективної еквівалентної дози опромінення, яку людина отримує від природних джерел радіації. Воно надходить від радіоактивних речовин, що потрапили в організм з їжею, водою чи повітрям. Невеличка частина цієї дози припадає на радіоактивні ізотопи (типу вуглець-14, тритій), що утворюються під впливом космічної

радіації. Усе інше надходить від джерел земного походження. У середньому людина отримує близько 180 мкЗв/рік за рахунок калію-40, який засвоюється організмом разом із нерадіоактивним ізотопом калію, що є необхідним для життєдіяльності людини. Проте значно більшу дозу внутрішнього опромінення людина отримує від нуклідів радіоактивного ряду урану-238 і в меншій кількості – від радіонуклідів ряду торію-232.

Штучними джерелами іонізуючих випромінювань є ядерні вибухи, ядерні установки для виробництва енергії, ядерні реактори, прискорювачі заряджених частинок, рентгенівські апарати, прилади апаратури засобів зв'язку високої напруги тощо.

За кілька останніх десятиліть людство створило сотні штучних радіонуклідів і навчилося використовувати енергію атома як з військовою метою – для виробництва зброї масового ураження, так і в мирних цілях – для виробництва енергії, у медицині, в діагностичному устаткуванні, у пошуку корисних копалин тощо. Усе це призводить до збільшення дози опромінення як окремих людей, так і населення Землі загалом. Індивідуальні дози, які отримують різні люди від штучних джерел іонізуючих випромінювань, дуже відрізняються. Здебільшого ці дози незначні, але інколи опромінення за рахунок техногенних джерел у багато тисяч разів інтенсивніші, ніж за рахунок природних. Проте потрібно зазначити, що породжені техногенними джерелами випромінювання, переважно легше контролювати, ніж випромінювання, пов'язані з радіоактивними опадами від ядерних вибухів і аварій на АЕС, так само, як і випромінювання, зумовлені космічними і наземними природними джерелами.

Опромінення населення України за останні роки за рахунок штучних джерел радіації переважно пов'язане з наслідками аварії на Чорнобильській АЕС, а також експлуатацією і “дрібними” аваріями на інших АЕС тощо.

Техногенні джерела іонізуючого випромінювання сьогодні – це медичні процедури і лікування, пов'язані із застосуванням джерел радіації.

Радіація використовується в медицині як із діагностичною метою, так і для лікування. Одним із найпоширеніших медичних

приладів є рентгенівський апарат. Також усе більше поширюються і нові складні діагностичні методи, що спираються на використання радіоізоотопів. Одним із засобів боротьби з раком, як відомо, є променева терапія. У розвинених країнах річна колективна ефективна еквівалентна доза від рентгенівських досліджень становить приблизно 1000 хв на 1 млн жителів.

Одиниці вимірювання радіоактивних випромінювань

Серед різноманітних видів іонізуючих випромінювань, як уже зазначалося, надзвичайно важливими є випромінювання, що виникають в результаті розпаду ядер радіоактивних елементів, тобто радіоактивне випромінювання.

Щоб уникнути плутанини у термінах, варто пам'ятати, що радіоактивні випромінювання, незважаючи на їхнє величезне значення, є одним із видів іонізуючих випромінювань. Радіонукліди утворюють випромінювання у момент перетворення одних атомних ядер на інші. Вони характеризуються періодом напіврозпаду (від секунд до мільйонів років), активністю (числом радіоактивних перетворень за одиницю часу), що характеризує їх іонізуючу спроможність. Активність випромінювання у міжнародній системі (СВ) вимірюється у беккерелях (Бк), а позасистемною одиницею є кюрі (Ки). Один Ки = $3,7 \times 10^9$ Бк. Міра дії іонізуючого випромінювання у будь-якому середовищі залежить від енергії випромінювання й оцінюється дозою іонізуючого випромінювання. Останнє визначається для повітря, речовини і біологічної тканини. Відповідно розрізняють експозиційну, поглинену та еквівалентну дози іонізуючого випромінювання.

Експозиційна доза, що характеризує іонізуючу спроможність випромінювання в повітрі, вимірюється у кулонах на 1 кг (Кл/кг); позасистемна одиниця – рентген (Р); 1 Кл/кг – $3,88 \cdot 10^3$ Р. За експозиційною дозою можна визначити потенційні можливості іонізуючого випромінювання.

Поглинена доза характеризує енергію іонізуючого випромінювання, що поглинається одиницею маси опроміненої речовини. Вона вимірюється у греях – Гр ($\text{Гр} = \text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1} = \text{м}^2 \cdot \text{с}^{-2}$). Застосовується і позасистемна одиниця рад (1 рад – 0,01 Гр = 0,01 Дж/кг).

Доза, яку отримує людина, залежить від виду випромінювання, енергії, щільності потоку і тривалості впливу. Проте поглинена доза іонізуючого випромінювання не враховує того, що вплив на біологічний об'єкт однієї і тієї самої дози різних видів випромінювань неоднаковий. Щоб врахувати цей ефект, введено поняття еквівалентної дози.

Еквівалентна доза є мірою біологічного впливу випромінювання на конкретну людину, тобто є індивідуальним критерієм небезпеки, зумовленим іонізуючим випромінюванням. За одиницю вимірювання еквівалентної дози прийнято зіверт (Зв). Зіверт дорівнює поглиненій дозі в 1 Дж/кг (для рентгенівського та α -, β -випромінювань). Позасистемною одиницею є бер (біологічний еквівалент рада). 1 бер = 0,01 Зв.

Проте можна запобігти або зменшити вживання відповідних заходів радіаційної безпеки у процесі експлуатації атомної станції.

Ядерний вибух у будь-якому реакторі відбутися, у принципі, не може.

Атомна енергетика – галузь, що активно розвивається. Очевидно, що в неї велике майбутнє, оскільки запаси нафти, газу, вугілля поступово вичерпуються, а уран – доволі поширений елемент на Землі. Але необхідно пам'ятати, що атомна енергетика пов'язана з підвищеною небезпекою для людей, яка, зокрема, виявляється в край несприятливих наслідках аварій з руйнуванням атомних реакторів. У зв'язку з цим необхідно закладати вирішення проблеми безпеки (зокрема, запобігання аваріям з розгоном реактора, локалізацію аварії у межах біозахисту, зменшення радіоактивних викидів тощо) ще в конструкції реактора, на стадії його проектування.

Варто також розглядати й інші пропозиції з підвищення безпеки об'єктів атомної енергетики, як ось: будівництво атомних електростанцій під землею, відправка ядерних відходів у космічний простір.

Ми говоримо про сучасну атомну енергетику та пристрої і основні типи ядерних реакторів. На жаль, обсяг посібника не дає змоги детальніше зупинитися на питаннях фізики реактора, тонкощів конструкції окремих типів реакторів та проблем їх експлуатації, надійності та безпеки.

2.7. Стратегія держави щодо напрямків розвитку атомної енергетики України

Пріоритетними напрямками розвитку атомної генерації є:

- виконання заходів із підвищення безпеки АЕС;
- реалізація програми продовження терміну служби 11 енергоблоків АЕС на 20 років;
- будівництво третього і четвертого блоків Хмельницької АЕС;
- початок передпроектних робіт (з 2017 р.), початок будівництва (з 2022 р.) енергоблоків АЕС на заміну блоків, які будуть виведені з експлуатації у 2031–2037 рр.;
- реалізація проектів щодо забезпечення АЕС паливом власного виробництва, зокрема, розвиток уранового та цирконієвого виробництва.

За базовим та максимальним сценарієм зростання попиту до 2025–2030 рр. необхідне також додаткове будівництво енергоблоків АЕС потужністю 3 і 5 ГВт відповідно, вартість яких оцінюється у 96 та 160 млрд грн відповідно. Необхідно ухвалити рішення про будівництво енергоблоків АЕС у 2015–2018 рр.

Унаслідок запланованого зняття обмежень на видачу потужності та реалізації відповідних заходів на період до 2030 р. очікується зростання КВВП АЕС.

Протягом періоду до 2030 р. планується збереження частки генерації електроенергії АЕС на досягнутому рівні – близько половини загального обсягу вітчизняного виробництва. Розмір частки ядерної енергетики у загальному балансі електроенергії підлягає перегляду залежно від макроекономічних показників економіки України, кон'юнктури світових ринків енергетичних ресурсів та ступеня розвитку та впровадження прогресивних технологічних рішень в енергетиці.

Розвиток атомної генерації у період до 2030 р. передбачає:

- підвищення безпеки діючих АЕС;
- підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС;
- продовження експлуатації АЕС у понадпроектний термін;

■ спорудження та введення в експлуатацію у період до 2030 р. нових ядерних енергоблоків мінімальною сукупною потужністю (може бути збільшена залежно від проекту):

- 2 ГВт – за песимістичним сценарієм;
- 5 ГВт – за базовим сценарієм;
- 7 ГВт – за оптимістичним сценарієм;

зокрема:

– створення Кадастру майданчиків та прийняття рішень щодо будівництва енергоблоків нових АЕС та енергоблоків, що заміщають потужності діючих АЕС;

- будівництво енергоблоків № 3, 4 Хмельницької АЕС;
- будівництво енергоблоків на нових майданчиках;

– початок спорудження нових ядерних енергоблоків на заміну блоків, які будуть виведені з експлуатації після 2030 р.;

– виконання робіт з підготовки енергоблоків до зняття з експлуатації після завершення додаткового періоду їх експлуатації.

Крім того, безумовними складовими розвитку ядерної енергетики є удосконалення інфраструктури підтримки та забезпечення розвитку атомної генерації.

2.8. Підвищення ядерної, радіаційної та екологічної безпеки експлуатації

Починаючи з 80-х років ХХ ст., на діючих АЕС України реалізовувалися програми з підвищення рівня їх експлуатаційної безпеки. Згідно з висновками міжнародних експертів, сьогодні вони відповідають світовому рівню безпеки АЕС того самого покоління. Однак потенціал подальшого підвищення рівня безпеки на вітчизняних АЕС не вичерпаний. Подальша діяльність за цим напрямком у період до 2017 р. здійснюватиметься у межах Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки АЕС України, затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України № 1270 від 7 грудня 2011 року, та додатковими заходами, що рекомендовані за висновками Національного звіту України щодо ре-

зультатів проведення “стрес-тестів” для АЕС України. Комплекс заходів визначений:

- забезпеченням повної відповідності вимогам та положенням національного законодавства нормативно-правової бази;
- дотриманням вимог національних органів регулювання безпеки;
- урахуванням рекомендацій міжнародних експертних організацій для досягнення відповідності міжнародним стандартам безпеки;
- упровадженням заходів, рекомендованих звітами з аналізу безпеки;
- урахуванням власного та міжнародного досвіду експлуатації.

Прийнятність рівня екологічної безпеки об’єктів ядерної енергетики та його відповідність вимогам законодавства і найкращій міжнародній практиці доведена як результатами щодо оцінки впливу на навколишнє середовище, що виконані до спорудження нових об’єктів (енергоблоки № 4 Рівненської АЕС та енергоблоки № 2, 3, 4 Хмельницької АЕС, централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива, заводу з виробництва ядерного палива), так і результатами моніторингу екологічного стану довкілля у зонах спостереження АЕС. Реальні величини викидів та скидів радіоактивних речовин діючих АЕС призводять до додаткової дози опромінення населення, що не перевищує 10 % від допустимої для АЕС квоти, або 0,8 % – від ліміту дози для населення.

Обсяг фінансування заходів з підвищення безпеки експлуатації та екологічної безпеки АЕС на період до 2030 р. становить близько 25 млрд грн, зокрема 15 млрд грн на реалізацію Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки діючих АЕС України та 10 млрд грн на інші заходи з підвищення безпеки, що потребуватимуть виконання відповідно до національної нормативно-правової бази.

2.9. Підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС

Підвищення надійності та ефективності експлуатації АЕС заплановано, зокрема, заміною певного застарілого обладнання, реалізацією

відповідних заходів для скорочення тривалості ремонтів, збільшенням міжремонтних інтервалів, переходом на роботу з підвищеною потужністю, зниженням втрат під час виробництва електроенергії на АЕС.

Передбачається, що до 2030 р. середньорічний КВВП енергоблоків діючих АЕС підвищиться до 78–80 %, середньорічний КВВП нових енергоблоків буде на рівні 82–85 %.

Витрати, пов'язані з підвищенням надійності та ефективності експлуатації АЕС, на період до 2030 р. оцінюють, враховуючи показник 1 млрд грн на 1 ГВт від встановленої потужності, та становлять близько 15 млрд грн.

Державна політика полягає у вирішенні таких питань:

- будівництво нових енергоблоків АЕС;
- підготовка до зняття з експлуатації діючих енергоблоків.

Розвиток інфраструктури підтримки експлуатації передбачає:

■ забезпечення АЕС паливом власного виробництва (зокрема, розвиток уранового та цирконієвого виробництва);

■ розвиток національної системи поводження з відпрацьованим ядерним паливом, радіоактивними відходами АЕС та заводів з виробництва ядерного палива;

■ удосконалення нормативно-правового забезпечення;

■ подальший розвиток національної системи регулювання ядерної та радіаційної безпеки;

■ розвиток системи науково-технічної та проектно-конструкторської підтримки;

■ розвиток промислового виробництва для завдань ядерної енергетики;

■ розвиток системи підготовки кадрів;

■ удосконалення процедур та практики інформування та зворотного зв'язку з громадськістю.

2.10. Паливне забезпечення атомних електростанцій

У період після 2030 р. єдиною складовою ядерного палива, що не виробляється на території України, має бути збагачений

уран. При цьому частка держави в активах ядерно-промислового комплексу, що забезпечує надання послуг зі збагачення урану та розташованих поза межами України, має бути достатньою для гарантованого доступу України до послуг збагачення.

2.11. Поводження з радіоактивними відходами, відпрацьованим ядерним паливом (ВЯП) та високоактивними відходами (ВВ)

Створення національної системи поводження з радіоактивними відходами спрямоване на виконання таких завдань:

- створення Єдиної державної системи поводження з РАВ (зокрема, з високоактивними відходами), які забезпечують повний цикл переробки РАВ з моменту їх створення до моменту захоронення;
- удосконалення механізму фінансування діяльності з поводження із РАВ;
- створення системи поводження із РАВ, локалізованими в зоні відчуження об'єкта “Укриття” і створюваними під час виведення з експлуатації ЧАЕС;
- створення сховища на майданчику комплексу “Вектор” для довготривалого зберігання осклованих ВВВ від переробки відпрацьованого ядерного палива, що буде повернуто з Росії;
- створення системи поводження з РАВ заводів з виробництва ядерного палива;
- упровадження на АЕС України сучасних технологій попередньої обробки РАВ;
- удосконалювання автоматизованої системи обліку РАВ;
- розвиток науково-технічного забезпечення у сфері поводження з РАВ;
- підтримка та розвиток міжнародного співробітництва з питань поводження з РАВ.

Удосконалення комплексів для поводження з експлуатаційними РАВ на майданчиках діючих АЕС та їх підготовка для використання під час майбутнього зняття з експлуатації наявних енергоблоків здійснюватиметься за рахунок експлуатаційних витрат. Обсяг зазначених витрат оцінюється на рівні 200 млн грн на

рік у період до 2017 р. та 100 млн грн щорічно з 2017 р., тобто близько 2,5 млрд грн загалом.

Для забезпечення безпечного поводження з РАВ після їх передавання на захоронення необхідно забезпечити своєчасне накопичення та цільове використання державних коштів за рахунок збору за забруднення довкілля. На період до 2030 р. на рахунок цього державного збору (за утворення РАВ) тільки з АЕС буде відраховано понад 15 млрд грн.

2.12. Поводження з відпрацьованим ядерним паливом

Для ВЯП українських АЕС реалізується “відкладене” рішення, яке припускає тривале (не менше 50 років) зберігання ВЯП із подальшим ухваленням остаточного рішення щодо його перероблення або захоронення, яке передбачає:

- вивезення на технологічне зберігання та перероблення ВЯП Рівненської, Хмельницької та Південноукраїнської АЕС до створення централізованого сховища ВЯП в Україні;

- забезпечення безпечної експлуатації пристанційного сховища ВЯП “сухого” типу на Запорізькій АЕС;

- створення централізованого сховища “сухого” типу для ВЯП реакторів ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 діючих АЕС, а також ВЯП нових ядерних енергоблоків;

- розроблення стратегії та технологій безпечного поводження з продуктами переробки, зокрема, цінними продуктами переробки ВЯП реакторів ВВЕР, що будуть повертатися з Російської Федерації;

- розроблення стратегії та технологій безпечного та економічно ефективного поводження з ВЯП, зокрема, після завершення тривалого періоду зберігання.

Обсяги фінансування на спорудження централізованого сховища ВЯП у цінах 2008 р. становлять 3,6 млрд грн.

Вивезення ВЯП та забезпечення безпечної експлуатації пристанційного сховища ВЯП “сухого” типу на Запорізькій АЕС,

розроблення стратегії та технологій безпечного поводження з ВЯП та продуктами його переробки здійснюються за рахунок собівартості продукції АЕС.

Інші напрямки підтримки експлуатації

Розвиток ядерної енергетики передбачає необхідність здійснення додаткових заходів, що є невід'ємною частиною сталого функціонування галузі, а саме:

- удосконалення нормативно-правового забезпечення – з метою впровадження найкращої світової практики щодо забезпечення безпеки експлуатації та принципів управління галуззю;

- подальший розвиток національної системи регулювання безпеки з метою безумовного гарантування дотримання міжнародних стандартів безпеки та готовності до своєчасного ліцензування нових установок;

- розвиток системи науково-технічної та проектно-конструкторської підтримки галузі – з метою розвитку та впровадження найкращих світових технологій;

- розвиток промислового виробництва для завдань ядерної енергетики – з метою максимальної локалізації технологічних процесів, необхідних для розвитку ядерно-енергетичного сектору економіки;

- розвиток системи підготовки кадрів – з метою гарантованого функціонування системи збереження критичних знань, реалізації системи безперервної освіти, унеможливлення критичного відтоку кваліфікованого персоналу;

- удосконалення процедур та практики інформування та зворотного зв'язку з громадськістю – з метою забезпечення системи прозорості у функціонуванні підприємств галузі та збереження позитивного ставлення громадськості до питань розвитку галузі.

З огляду на світовий досвід, реалізація вказаних заходів потребуватиме фінансування за рахунок вартості продукції АЕС, а також недержавних інвестицій, наприклад, для розвитку будівельної інфраструктури та промислового виробництва для ядерної енергетики.

Контрольні питання:

1. Поняття радіоактивності.
2. Вплив радіації на довкілля.
3. Одиниці вимірювання радіоактивних випромінювань.
4. Проблеми ядерної енергетики.
5. Принципи отримання атомної енергії.

Тестові питання:

1. Що характеризує іонізуючу спроможність випромінювання в повітрі: а) експозиційна доза; б) поглинена доза; в) еквівалентна доза.

2. Що характеризує енергію іонізуючого випромінювання, яка поглинається одиницею маси опроміненої речовини: а) експозиційна доза; б) поглинена доза; в) еквівалентна доза.

3. Що є мірою біологічного впливу випромінювання на конкретну людину, тобто індивідуальним критерієм небезпеки, зумовленим іонізуючим випромінюванням: а) експозиційна доза; б) поглинена доза; в) еквівалентна доза.

4. Яке випромінювання, взаємодіючи із середовищем, призводить до утворення електричних зарядів різних знаків: а) іонізуюче випромінювання; б) корпускулярне випромінювання; в) фотонне випромінювання.

5. Яке випромінювання являє собою потік елементарних частинок із масою спокою, відмінною від нуля, що утворюються під час радіоактивного розпаду, ядерних перетворень або генеруються на прискорювачах. Це α - і β -частинки, нейтрони, протони тощо: а) іонізуюче випромінювання; б) корпускулярне випромінювання; в) фотонне випромінювання.

6. Яке випромінювання являє собою потік електромагнітних коливань, що поширюється у вакуумі з постійною швидкістю 300 000 км/с: а) іонізуюче випромінювання; б) корпускулярне випромінювання; в) фотонне випромінювання.

7. Яке випромінювання має найбільшу іонізуючу здатність:
а) α -випромінювання; б) β -випромінювання; в) γ -випромінювання і рентгенівське випромінювання.

8. Яке випромінювання має найбільшу проникну здатність:
а) α -випромінювання; б) β -випромінювання; в) γ -випромінювання і рентгенівське випромінювання.

9. Радіоактивність ізотопу зумовлюється: а) можливістю радіоактивного розпаду; б) надлишком у ядрі протонів; в) надлишком у ядрі електронів; г) надлишком у ядрі нейтронів.

10. Прониклива здатність іонізуючого випромінювання визначається: а) шляхом, пройденим частинкою у речовині до її повного зникнення; б) ступенем іонізації речовини; в) надлишком у ядрі нейтронів.

Розділ 3

ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА

3.1. Шляхи розвитку теплової генерації

Першочергове завдання у сфері розвитку теплової генерації – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС із метою продовження терміну служби устаткування на 15–20 років, збільшення встановлених потужностей, зниження питомих витрат палива та приведення обладнання у відповідність до стандартів *ENTSO-E* з регулювання частоти, активної та реактивної потужностей. Також у межах модернізації необхідно проводити оснащення станцій системами пилогазоочищення для зниження викидів пилу, оксиду сірки та азоту до норм ЄС.

Збільшення власного споживання блоками ТЕС після встановлення систем пилогазоочищення буде компенсовано за рахунок збільшення виробітку електроенергії блоками після модернізації через підвищення їхнього ККД.

З урахуванням обмежень, які стосуються одночасного виведення блоків в реконструкцію, технічного стану станцій і планів нового будівництва, до 2030 р. необхідно провести модернізацію пилувугільних енергоблоків загальною потужністю близько 14 ГВт. Сумарний розмір інвестицій з урахуванням встановлення пилогазоочисного устаткування (ПГО) становитиме близько 109 млрд грн.

3.2. Поточний стан систем тепlopостачання

Системи тепlopостачання в Україні є доволі розвиненими. Станом на 2010 р. загальний обсяг виробленої та спожитої теплової енергії становив 232 млн Гкал. Упродовж останніх п'яти років споживання теплової енергії скоротилось майже на 10 %, що зумовлено насамперед змінами у структурі товарного виробництва і фінансово-економічною кризою, що розпочалася у 2008 р.

Основними споживачами теплової енергії є ЖКГ та населення (близько 70 % у 2010 р.) і промисловість (20 %), інші галузі економіки разом споживають трохи більше ніж 10 % тепла (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Динаміка та укрупнена структура споживання теплової енергії в Україні у 2005 – 2010 рр., млн Гкал

Сектори споживання	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Промисловість	71	66	58	56	38	47
Населення та ЖКГ	160	164	149	147	146	156
Інші галузі	27	27	27	27	28	29
Разом	259	256	234	231	212	232

Виробництво теплової енергії для забезпечення потреб секторів економічної діяльності та населення України здійснюється системами централізованого теплопостачання (СЦТ), що охоплюють близько 60 % споживачів, і системами індивідуального теплопостачання (СІТ). Останні охоплюють власні (поквартирні) генератори теплової енергії – газові та електричні котли, конвектори, водонагрівачі, теплові насоси. До мереж СЦТ під'єднано близько 11 млн квартир, переважно у містах і селищах міського типу.

СІТ користуються близько 7 млн домогосподарств, переважно низькоповерхової забудови. Функціонування СІТ забезпечується централізованим постачанням паливно-енергетичних ресурсів різних видів відповідними спеціалізованими структурами ПЕК та децентралізованими комерційними постачальниками ПЕР.

Постачання теплової енергії від СЦТ, згідно з офіційною статистикою, характеризується в останні роки певним зниженням, яке зумовлено дією фінансово-економічної кризи та довготривалою тенденцією децентралізації теплопостачання за

допомогою заміщення або доповнення послуг СЦТ на основі потужних котельних і ТЕЦ блоковими котельнями малої та середньої потужностей та СІТ.

Зазначена тенденція пояснюється незадовільним рівнем якості й вартості послуг СЦТ. Унаслідок постачання населенню газу власного видобутку, ціна на який є значно нижчою за ціну на природний газ імпортного походження, підтримки соціально низьких цін на електричну енергію та інші види ПЕР, виникає ситуація, коли вартість централізованого постачання для споживача стає вищою за вартість індивідуального опалення. Загострюється становище і тим, що СЦТ мають значні втрати виробленої теплової енергії на стадії транспортування і розподілу тепла, при цьому значні витрати припадають на електричну енергію, поточні та аварійні ремонти тепломереж. З іншого боку, практика обчислення тарифів на теплову енергію на стадії її відпуску у мережі призводить до відсутності фінансових стимулів щодо реконструкції тепломереж, що зумовлює низькі темпи їх відновлення. Що стосується інвестицій в основне обладнання ТЕЦ і котельних, цей порядок визначення тарифів на теплову енергію регулятором за принципом “від витрат” істотно знижує зацікавленість у реальному підвищенні ефективності СЦТ.

Усі зазначені чинники, спричинені вадами певних механізмів господарсько-економічного регулювання діяльності у галузі виробництва і постачання теплової енергії, призводять до занепаду цієї важливої галузі промисловості України.

У системах централізованого теплопостачання діють 544 ТЕЦ та районних котельень різних типів та потужності з сумарною теплопродуктивністю 30 тис Гкал/год. Крім того, до системи теплопостачання входять 31312 одиниць опалювальних котельень загальною теплопродуктивністю 127 тис Гкал/год та 645 утилізаційних установок з використанням теплових вторинних енергоресурсів.

Таблиця 3.2

Встановлені кількість і теплова потужність джерел теплової енергії систем централізованого теплопостачання у 2010 р.

Теплоджерела СЦТ	Кількість одиниць	Встановлена теплова потужність, тис Гкал/год
1. Конденсаційні ТЕС	15	5,4
2. Опалювальні ТЕЦ	30	8,5
3. Промислові ТЕС	495	16,1
4. Атомні електростанції	4	2,6
5. Промислові й опалювальні котельні	33312	127
6. Теплоутилізаційні установки	645	2,5
Разом		162,1

Основним теплоджерелом СЦТ були і залишаються промислові і опалювальні котельні. Станом на 2010 р. загальна кількість опалювальних котелень у системі теплопостачання країни становить 33312 одиниць з таким розподілом за їх теплопродуктивністю:

- до 3 тис Гкал/год – 28563 котелень (85,7 % від загальної кількості);
- від 3 до 20 – 3839 (11,5 %);
- від 20 до 100 – 708 (2,1 %);
- і більше 100 – 202 (0,7 %).

Отже, потенціал сумарного виробництва теплової енергії наявних СЦТ перевищує 750 млн Гкал на рік, що набагато більше за наявний та навіть прогнозний рівень потреб у тепловій енергії в країні на період до 2030 р. Фактичний відпуск теплової енергії усіма джерелами СЦТ в останні роки становить близько 140 млн Гкал на рік з тенденцією до подальшого зниження.

Система централізованого теплозабезпечення країни має розвинені магістральні теплові мережі, протяжність яких станом на 2010 р. становить 37,3 тис км у двотрубному обчисленні, з них у

системі опалювальних котелень цей показник дорівнює 33,8, зокрема за міськими поселеннями – 30,9, а сільською місцевістю – 2,9. Більшість мереж та джерел тепла не мають засобів інструментального контролю теплових втрат, тому точна інформація про втрати відсутня. Оцінково вони становлять не менше 30 %, а насправді можуть бути і більшими. Великі обсяги втрат тепла у теплових мережах пов'язані з їх незадовільним фізичним станом. Сьогодні зношеність магістральних і розподільних мереж сягає 70 % від їх загальної протяжності.

Більшість систем СЦТ використовують морально застарілі групові і центральні тепlopункти, мають недосконалі системи регулювання відпуску теплової енергії за температурою повітря. Це спричиняє додаткові втрати теплової енергії, які оцінюються у 10– 15 %.

Переважна більшість теплджерел СЦТ країни використовують природний газ і мазут, що визначає високу залежність їх економіки від кон'юнктурних коливань зовнішніх ринків нафти і газу. До того ж, починаючи з 2005 р., спостерігається поступове зниження цієї частки палив на користь вугілля та інших видів палива, насамперед відходів деревини та сільгоспкультур, але цей процес розвивається повільно і непевно.

СІТ використовуються переважно у житловому фонді та оцінюються приблизно у 90 млн Гкал. Структура паливно-енергетичних ресурсів, використаних у СІТ, характеризується зростанням ролі електричної енергії та певним зростанням обсягів виробництва теплової енергії на основі природного газу. Природний газ залишається основним видом палива для СІТ. При цьому роль джерел енергії на основі біопалив – торфу та дров – у СІТ поступово знижується.

Основну роль у виробництві теплової енергії на основі електричної енергії відіграють у СІТ електричні нагрівачі води накопичувального і проточного типів, а також електричні конвектори, які встановлюються населенням, як не приєднаним, так і приєднаним до СЦТ. Обсяги використання накопичувальних систем у режимах нічного акумулювання теплової енергії з року в рік зростають, але їх можливості для згладжування нічних провалів навантажень енерге-

тичної системи використовуються не повністю через труднощі встановлення зонних лічильників електричної енергії і необізнаність населення та сьогоденний стан розподільних мереж.

Останніми роками зростала оснащеність населення повітряними кондиціонерами реверсивної дії, які можуть використовуватись для потреб опалення у режимі теплового насоса, однак роль таких систем у тепlopостачанні поки що ледь помітна. Популярними стають також побутові теплові насоси геотермального типу, які встановлюються у нових котеджах з житловою площею від 150 м², однак через високу вартість вони залишаються недосяжними для пересічних громадян. Стан справ у секторі індивідуального тепlopостачання характеризується загалом низьким ступенем теплового комфорту через нестачу ПЕР за помірною ціною.

3.3. Розвиток систем тепlopостачання

Зовнішні умови майбутнього розвитку систем тепlopостачання України, як і інших країн світу, на сучасному етапі є доволі непевними. З одного боку, продовжується різке зростання цін на природний газ, нафту та нафтопродукти, яке викликає паритетне зростання цін на інші види традиційних ПЕР. Але існує й висока ймовірність майбутнього їх спаду внаслідок зниження світової економічної активності.

У зв'язку з цим, визначаючи шляхи розвитку енергетики країни і, зокрема, систем теплозабезпечення, потрібно орієнтуватися не на короткострокові зміни зовнішніх цін на енергоносії, а на установлений тренд щодо їх підвищення, закономірно зумовлений складнощами їх видобутку та транспортування, що зростають. Очікуваний тренд на підвищення диктує необхідність активного освоєння і ощадливого використання насамперед власних енергетичних ресурсів і, зокрема, відновлюваних джерел.

Наявні у цей час економічні передумови, зумовлені високими цінами на вуглеводні, потрібно використати для прискорення процесів заміщення дорогих вуглеводневих палив ПЕР місцевого походження на альтернативні та відновлювані джерела енергії,

всебічного впровадження значних наявних резервів енергозбереження у сфері теплопостачання.

Реалізація енергоощадних заходів у секторі споживання передбачає зниження його питомого споживання приблизно на 30 % за рахунок підвищення термoeфективності будинків із застосуванням сучасних норм та стандартів у будівництві, насамперед у сфері будівництва та реконструкції житлового та промислового будівельного фонду. Значну увагу необхідно приділити удосконаленню інженерного обладнання житлових і громадських споруд, ширшому використанню міжнародного досвіду впровадження енергоощадних систем кондиціонування та вентиляції приміщень з рекуперацією та утилізацією вентиляційних викидів, низькотемпературних систем опалення на основі сучасних водогрійних котлів та теплових насосів. Також вагомим чинником підвищення ефективності використання тепла повинна стати зміна поведінки споживачів завдяки дії тарифних та нетарифних стимулів.

Під час реконструкції наявного житлового фонду на особливу увагу заслуговує переобладнання внутрішньобудинкових теплових мереж за двотрубною схемою із впровадженням термoклапанів, поквартирних систем обліку споживання теплової енергії.

Як показують численні техніко-економічні дослідження, варіанти реконструкції систем централізованого теплопостачання з використанням сучасної ізоляції теплових мереж, індивідуальних теплових пунктів з досконалими системами погодного регулювання, модернізацією котельень, в умовах економічно обґрунтованих цін на енергоносії та обладнання мають незаперечні економічні та екологічні переваги перед варіантами впровадження індивідуального опалення у житловій забудові підвищеної поверховості (три поверхи і більше).

Реалізація таких проектів вимагає якнайшвидше відмовитись від практики перехресного субсидування з боку промисловості у сферах газопостачання, електропостачання, а також субсидування виробництва тепла із впровадженням механізмів адресних субсидій соціально незахищеним верствам населення.

Іншою важливою умовою впровадження політики енергозбереження в системах централізованого теплопостачання повинно бути налагодження всеосяжного автоматичного контролю та комерційного обліку теплових потоків на усіх стадіях виробництва, транспортування, розподілу та використання теплової енергії. Це створить необхідні економічні передумови для впровадження енергоефективних проєктів у сфері реконструкції зношених сьогодні теплових мереж із підвищенням їх економічності та надійності.

За зростання цін і тарифів на традиційні ПЕР ширше використання у СЦТ повинні знайти прогресивні технології генерації теплової енергії на основі ВДЕ, побутових відходів, утилізації теплових ВЕР промислових підприємств, міських ТЕЦ. На особливу увагу заслуговують проєкти впровадження теплових насосів-регуляторів, призначених для регулювання дисбалансів електроенергетичної системи із повноцінним виконанням функцій економічного і екологічно чистого джерела теплової енергії, що утилізує теплові втрати енергетичного обладнання або теплову енергію доквілля.

Згідно з прогнозом, за базового сценарію загальне споживання теплової енергії до 2030 р. зросте до 271 млн Гкал, або трохи більше, ніж на 15 % порівняно з базовим роком. При цьому найбільше зростання відбуватиметься у комерційному та бюджетному секторах за рахунок очікуваного зростання питомої площі на одну людину більш ніж у 3 рази. Враховуючи підвищення ефективності використання тепла на 30 %, споживання цими секторами зросте з 29 до 53 млн Гкал на рік. Споживання тепла промисловістю зросте до 57 млн Гкал за рахунок загального зростання промисловості (зростання частки у ВВП удвічі). Найбільший сектор споживання тепла – населення – зросте із 156 до 161 млн Гкал за рахунок зростання питомої площі на одну людину від 23 до 38 м², при цьому за рахунок підвищення ефективності використання тепла, яка буде різною для наявних та нових будівель, можливо буде досягти середньозваженої енергоефективності у споживанні населенням не менше ніж на 20 %.

Для задоволення прогнозованого попиту, враховуючи реалії за будь-яким сценарієм, головним напрямком розвитку систем генерації, транспортування та розподілу тепла має стати зниження рівнів споживання природного газу за рахунок підвищення ефективності його використання, розвитку систем тепlopостачання на основі електричної енергії, вугілля, ядерної енергії, позабалансових, нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, вторинних енергетичних ресурсів, природних теплових ресурсів тощо. При цьому структура виробництва теплової енергії у 2030 р. певною мірою залежатиме від відносної вартості її виробництва на основі кожного з джерел.

У зв'язку з цим необхідно приділити увагу розвитку ТЕЦ на власному вугіллі, які повинні замінювати найменш економічні наявні ТЕЦ на газі, а також використовувати АЕС, що здатні виробляти найдешевшу теплову енергію.

За зростання цін і тарифів на традиційні ПЕР найширше використовуватись у СЦТ повинні прогресивні технології генерації теплової енергії на основі ВДЕ, побутових відходів, утилізації теплових ВЕР промислових підприємств, міських ТЕЦ.

Поряд з цим потрібно розробити програму використання у системах тепlopостачання теплових потужностей конденсаційних енергоблоків ТЕС і АЕС України, що перебувають в економічній досяжності до великих споживачів теплової енергії. Одночасно потрібно розглянути варіанти теплозабезпечення від таких ТЕС і АЕС з використанням теплових насосів у споживачів, що дасть змогу позбавитись прокладання потужних і протяжних теплотрас.

З метою розроблення інноваційних технологій для вдосконалення теплоенергетичної галузі необхідний базовий теоретичний апарат та наявні схеми теплоенергетичних установок.

3.4. Типові схеми ТЕС

За способом компоновання котлів і парових турбін ТЕС бувають з поперечними зв'язками і з блочним компонованням.

Принципову теплову схему ТЕС з поперечними зв'язками показано на рис. 3.1. У котли 1 живильну воду подають із загальної магістралі 6, а свіжа пара збирається у загальному головному трубопроводі 5.

У цій схемі усі котли ТЕС з'єднано трубопроводами води і пари. З об'єднаного паропроводу водяну пару подають до усіх турбін, що працюють у цей момент.

У схемах ТЕС з блочним компонуванням паровий котел з'єднують тільки з однією паровою турбіною, а отже, він являє собою автономний енергетичний блок.

Для надійності можна встановлювати по два котли на загальну турбіну – це так звані дубль-блоки. При цьому котли можуть мати як однакові (симетричні дубль-блоки), так і різні поверхні нагрівання (несиметричні дубль-блоки).

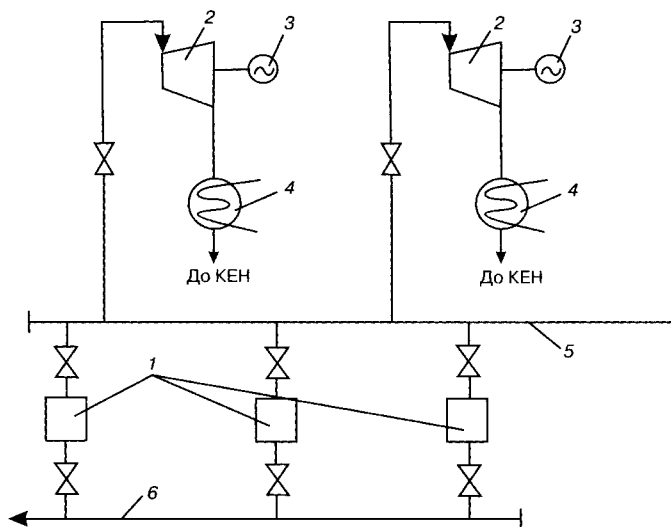


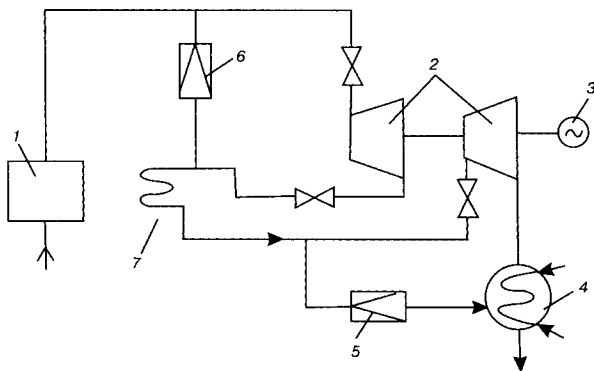
Рис. 3.1. Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками:

- 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор;
 4 – конденсатор; 5 – головний паропровід; 6 – живильна магістраль;
 КЕН – конденсатний електричний насос

У потужних моноблочних установках (300, 500 і 800 МВт) з кожною турбіною працює однокорпусний котел. Через нерівномірність використання електроенергії протягом доби виникає потреба у частих зупинках і подальших пусках енергоблоків. Зупинивши енергоблок і вимкнувши генератор 3 (рис. 3.2) і турбіну 2,

надлишок пари, що є в котлі 1, потрібно скидати, оминаючи турбіну 2 (через байпас), у конденсатор 4.

Якщо у котлі є проміжний перегрівач 7, установлений в зоні високих температур, то байпасується циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни і пару направляють через редукційно-охолоджувальну установку (РОУ) 6 на охолодження проміжного перегрівника. Потім вона надходить у конденсатор 4 через РОУ 5. Енергоблоки з такою схемою байпасування турбіни називаються двобайпасними.



*Рис. 3.2. Двобайпасна схема енергоблоку ТЕС:
1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор;
4 – конденсатор; 5 – РОУ скидання пари в конденсатор;
6 – РОУ охолодження проміжного підігрівника;
7 – проміжний перегрівник*

Останнім часом поширена однобайпасна схема енергоблоку. У цій схемі пара, минаючи обидва циліндри турбіни і проміжний перегрівник, безпосередньо скидається у конденсатор.

3.5. Технологічна схема теплової електростанції

Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 3.3).

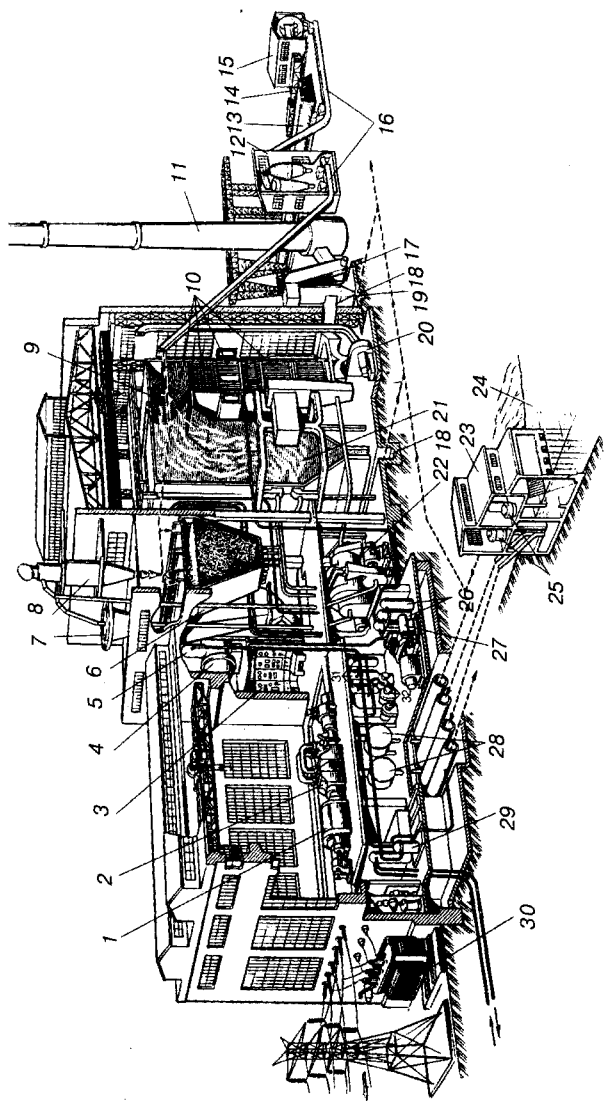


Рис. 3.3. Схема ТЕЦ: 1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт керування; 4 і 5 – деаератори; 6 – пилловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – верхній нагрівання (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золотоловач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівник високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – установка для хімічного очищення води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівник низького тиску; 32 – конденсаційний насос; деаератори

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 у бункер сирого палива або до складу 13 резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах 22. Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, яке подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згоряння, які утворюються у топці, рухаючись газоходами, нагрівають воду у теплообмінниках 10 (поверхні нагрівання) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширюючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пара надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними у насосній станції 23. Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут за температури, близької до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричиняють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної у спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 у регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється. Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку отримують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згоряння очищують від золи у золовловлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу. Уловлену золу і шлак каналами 18 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності та параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

3.6. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване теплопостачання

Як показано вище, електричну енергію виробляють на теплових електростанціях, де потенційна енергія водяної пари перетворюється на механічну енергію у паровій турбіні, звідки відпрацьовану пару направляють до конденсатора. Такі електричні станції називають конденсаційними. У цьому разі, щоб забезпечити споживачів теплом і гарячою водою, потрібне додаткове джерело теплоти – опалювальна котельня.

До того ж існують теплофікаційні ТЕС, на яких одночасно виробляють як електричну, так і теплову енергію, у вигляді технологічної або побутової пари, яка частково відпрацьовала свій енергетичний ресурс у паровій турбіні для виробництва електричної енергії. Такі станції називаються теплоелектроцентралями, їх розташовують безпосередньо біля споживачів теплоти: у містах, поряд з великими промисловими центрами і підприємствами тощо. На ТЕЦ для спільного виробництва теплоти і електроенергії встановлюють турбіни з регульованими відборами пари.

На рис. 3.4 показано принципову теплову схему найпростішої ТЕЦ, яка одночасно забезпечує промислове парове навантаження. Пара, яку одержують у котлі 1, надходить у турбіну 2, безпосередньо з'єднану з електричним генератором 3, а потім прямує у конденсатор 4. З проміжного ступеня турбіни за потрібного регульованого тиску пару відбирають у розмірі 10–20 % від загальної кількості та подають споживачам теплоти 7. Частина пари у споживача втрачається, а частина конденсується, і її насосом 8 направляють до живильного бака 6, у який конденсаторним насосом 5 подають конденсат із конденсатора. Для відновлення втрат пари і конденсату до живильного бака трубопроводом 10 додають хімічно очищену воду. Живильну воду подають у котел 1 живильним насосом 9.

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралі, переважно є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ встановлюють турбіни з двома

регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) – для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передавання пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає тільки у потужності (кількості виробленої електричної й теплової енергії).

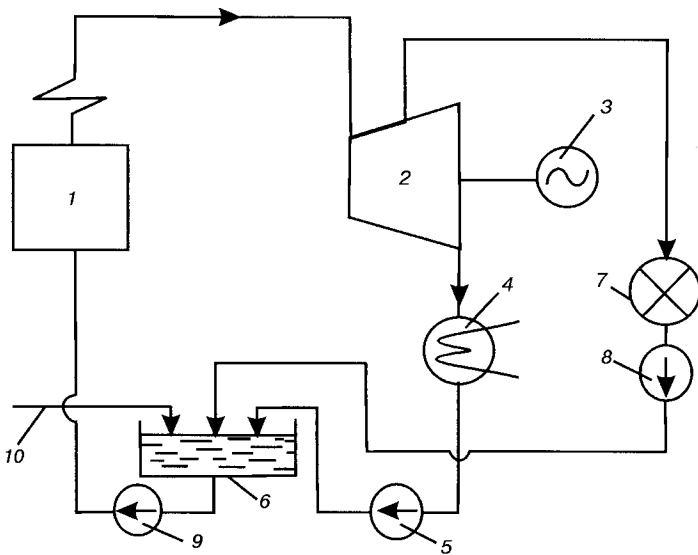


Рис. 3.4. Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – КЕН; 6 – бак живильної води; 7 – споживач теплоти; 8 – мережвий насос; 9 – живильний насос; 10 – вода після хімічного водоочищення

Доцільність установки та функціонування міні-ТЕЦ визначають техніко-економічним розрахунком на стадії проектування порівняно з окремим забезпеченням електричною енергією від уже наявних КЕС і будівництвом на території підприємства котельної

установки, яка забезпечуватиме теплотою технологічний цикл, опалення, гаряче водопостачання тощо. В останньому випадку докладно розглядають можливість використання вторинних енерго-ресурсів, утилізація яких після технологічних процесів може зменшити проектну потужність котельної і навіть міні-ТЕЦ.

Використання ТЕЦ, міні-ТЕЦ, а також котелень пов'язано з потребою забезпечення споживачів тепловою енергією у вигляді водяної пари або гарячої води потрібних параметрів.

Постачання до споживача теплоти, віддача її та повернення до джерела теплопостачання конденсату або охолодженої води відбуваються за рахунок використання спеціалізованого обладнання (РОУ, водяні та конденсаторні насоси, теплообмінники, інжектори, теплоізолювані трубопроводи – теплові мережі тощо), яке називають теплофікаційним, а сам процес забезпечення споживача теплотою – теплофікацією.

Для великих міст України особливістю теплопостачання є теплофікація за рахунок ТЕЦ. Вони забезпечують близько 40 % теплової енергії, споживаної у промисловості та комунальному господарстві для потреб опалення і гарячого водопостачання, і мають беззаперечну термодинамічну перевагу над виробництвом енергії на КЕС.

Забезпечення споживачів теплотою тільки за рахунок використання ТЕЦ називається централізованим теплопостачанням. Процес централізованого теплопостачання складається з трьох послідовних операцій: підготовки теплоносія потрібних параметрів, транспортування теплоносія до споживача, використання теплоти теплоносія споживачем і повернення залишків теплоносія на ТЕЦ.

Першу операцію виконують на ТЕЦ. Залежно від роду теплоносія системи теплопостачання поділяють на водяні та парові. Перші використовуються для теплопостачання сезонних споживачів гарячої води і теплоти на опалення. Парові системи використовують для технологічного теплопостачання до споживачів високотемпературного теплоносія. Практика показала такі переваги водяних систем теплопостачання порівняно з паровими:

- можливість змінити температуру в системі у широкому діапазоні (20–200 °С);

- повніше використання теплоти від ТЕЦ;
- немає втрат конденсату;
- менші втрати теплоти у доквілля у теплових мережах.

До недоліків водяних систем теплопостачання варто зарахувати:

- підвищену витрату електроенергії на транспортування води у мережах;
- підвищену втрату теплоносія через розриви та аварії у теплових мережах;
- жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу густину теплоносія;
- залежність температури води у трубопроводах від якості теплоізоляції.

Другу операцію централізованого теплопостачання – транспортування теплоносія до місця споживання – виконують за допомогою теплових мереж. Переважно теплові мережі являють собою заглиблені у ґрунт трубопроводи з теплоізоляцією, розміщені у спеціальних каналах (залізобетонних або цегельних) або без них (безканальна прокладка трубопроводів).

Третя операція – використання теплоти теплоносія споживачем – пов'язана з наявністю двох систем: закритої та відкритої.

У закритих системах теплопостачання споживач не витрачає теплоносій і не відбирає його з мережі, а використовує тільки для транспортування теплоти і передачі її іншому теплоносію (холодній воді) у теплообмінниках. У відкритих системах споживач відбирає теплоносій з теплової мережі частково або цілком.

Закриті системи теплопостачання характеризуються стабільністю якості теплоносія, який надходить до споживача, простотою санітарного контролю установки гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. Їх недоліки – складність устаткування та експлуатації теплових пунктів (ТП), можливість корозії труб споживача через використання неаерованої (неочищеної від агресивних розчинених газів) водопровідної води, можливість появи накипу у трубах.

До недоліків відкритих водяних систем належить потреба збільшувати потужність водопідготовчих установок, які розрахо-

вані на компенсацію витрат води, яку відбирає споживач із системи. Нестабільність санітарних показників у цьому разі потребує використання складних схем їх контролю, а також контролю герметичності системи.

Теплові мережі, якими транспортують теплоносії до споживача, закінчуються ТП. Залежно від кількості споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) та центральні (групові) ТП. Перші обслуговують одного або кількох споживачів з однаковими параметрами споживання, центральні – групу споживачів (кілька будинків) або цілий район.

Устаткування ТП у кожному конкретному випадку вибирають, щоб повністю задовольнити потреби усіх споживачів у теплоті для системи опалення і для гарячого водопостачання.

3.7. Теоретичні основи термохімічного методу трансформації теплоти

Основні принципи цього методу були сформульовані ще у XIX ст. Застосовувати їх почали у 1921 р., тобто тоді, коли інженеру Кінеману були видані патенти на можливі схеми термохімічного трансформатора теплоти. У кінці 20-х – на початку 30-х років XX ст. багато фірм Німеччини на основі цих патентів виготовили промислові установки, які в процесі експлуатації показали надійність і високу економічність.

У колишньому СРСР досліді з хімічного трансформування теплоти почали проводитись у передвоєнні роки в Москві, і було доведено, що ККД цих установок становив 85–90 %.

В основу термохімічного методу трансформування теплоти покладено закон Гесса, згідно з яким ефект розкладу будь-якої хімічної сполуки дорівнює тепловому ефекту його утворення, але з протилежним знаком.

Тобто хімічні молекули являють собою механізм, в якому закладений певний запас енергії, яка пов'язує атоми у молекули, а прості молекули у складніші.

За розкладу складної молекули на простіші або за утворення складнішої молекули відбувається виділення або поглинання енергії у вигляді теплоти.

Отже, для термохімічного трансформування теплоти необхідно підібрати речовину, в якій реакція розкладу проходила б з ендотермічним ефектом (поглинанням теплоти), а під час утворення був би екзотермічний ефект (виділення теплоти).

Спостерігається схожість цього явища до принципу електротрансформатора, у якому електрична енергія одного потенціалу спочатку перетворюється на магнітну, а потім знову переходить в електричну, але вже другого потенціалу.

Так само в хімічному трансформаторі відбувається подвійне перетворення енергії.

На першій стадії процесу теплова енергія, тобто енергія теплового руху молекул, перетворюється на хімічну.

На другій стадії хімічна енергія перетворюється на теплову за сполучення простих молекул у складніші.

Найпростіше для трансформації теплоти вказані реакції проходять під час випаровування з розчину леткого компонента з подальшим його поглинанням.

Це означає, що під час випарювання (ендотермічна реакція) концентрація менш леткого (ВЛК) компонента у розчині зростає, за поглинання пари розчин розбавляється, що супроводжується виділенням теплоти (ендотермічна реакція).

Отже, до розчинів (зокрема і водяних) твердих або рідких речовин, які можуть бути використані в термохімічних трансформаторах як робоче тіло, ставлять такі вимоги:

- реакція розбавлення розчину – екзотермічна;
- тепловий ефект реакції розкладу та утворення хімічних сполук повинен бути доволі великий.

Цим вимогам відповідають:

– водні розчини багатьох солей, лугів, кислот (в яких леткий компонент H_2O). Наприклад: KOH , NaOH , CaCl_2 ;

– водні розчини моногідрату ($\text{NH}_4(\text{OH}) \cdot n\text{H}_2\text{O}$), де летким є NH_3 і частково – NH_4OH ;

– механізм трансформування теплоти низького потенціалу у теплоту вищого потенціалу у термохімічних трансформаторах будь-якого типу ілюструє рис. 3.5.

Процес випаровування розчину і виділення з нього леткого компонента за рахунок зовнішньої теплоти проходить у дистилаторі та генераторі, а виділення теплоти необхідного потенціалу – в абсорбері в процесі поглинання пари розчином.

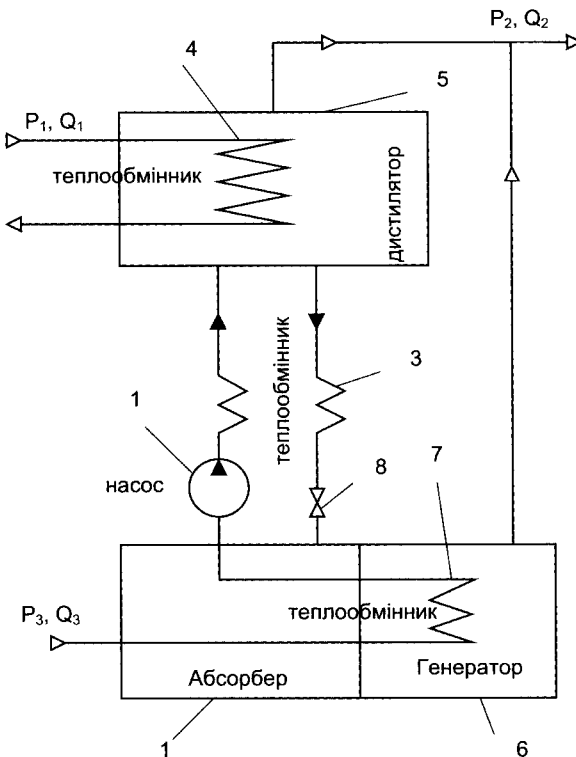


Рис. 3.5. Підвищувальний термохімічний трансформатор

За цією схемою відпрацьована вторинна пара масою D (низькопотенціальні теплові ВЕР промислового виробництва) попередньо очищена за тиску P_3 і температури T_3 , направляється в

абсорбер, в якому знаходиться розчин високої концентрації (наприклад, NaOH).

Пара поглинатиметься розчином NaOH, при цьому його концентрація зменшуватиметься з виділенням теплоти (екзотермічна реакція).

Це пояснюється тим, що під час абсорбції пари виділяються:

- теплота Q_3 ;
- теплота конденсації (пароутворення) r ;
- теплота розчинення Q_p .

Цей розбавлений розчин за температури, яка перевищує температуру кипіння води і $P_2 > P_3$, подається у теплообмінник 7 генератора 6, у якому випаровується вода за тиску P_2 .

Далі розчин насосом 2 подається у дистиллятор 5, де за P_2 випаровується за рахунок підведеної теплоти Q_1 в теплообмінник 4, в якому пара має тиск $P_1 > P_2$.

Одержаний у дистилляторі сконцентрований випарений розчин через теплообмінник 3 (в якому охолоджується) і дросель 8 (який знижує тиск) надходить у абсорбер 1.

Пара з дистиллятора та генератора за тиску P_2 і T_2 скеровується до споживача з теплою Q_2 .

3.8. Особливості функціонування термохімічного трансформатора розкладу

Оскільки в абсорбері перехід теплоти від абсорбувальної пари відбувається за рахунок зменшення термодинамічної енергії системи, а у випарнику – її відновлення за рахунок підведення енергії ззовні, то в термохімічному трансформаторі відбувається процес термічної компресії пари.

Робота насоса дуже мала порівняно з енергією зовнішньої підведеної теплоти Q_1 , тому нею можна знехтувати. Отже, тепловий баланс для цієї схеми:

$$Q_1 + Q_3 = Q_2. \quad (3.1)$$

Коефіцієнт перетворення енергії:

$$\gamma = \frac{Q_2}{Q_1} = 1 + \frac{Q_3}{Q_1}. \quad (3.2)$$

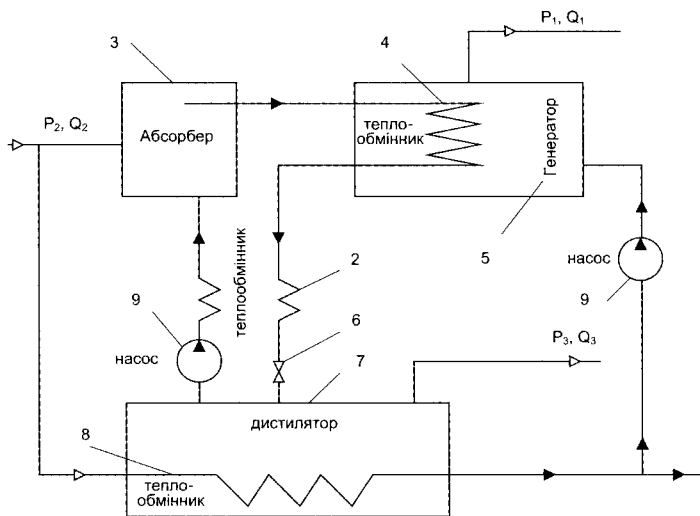


Рис. 3.6. Схема термохімічного трансформатора розкладу

Ця схема термохімічного трансформатора розкладу працює без підведення додаткового зовнішнього джерела теплоти.

Принцип роботи цієї установки можна описати так.

В абсорбері 3 концентрований розчин поглинає робочу пару, наприклад, відпрацьовану пару з турбіни або з конденсатора, при цьому температура розчину підвищується (тому що він розбавляється паром).

Далі розчин проходить через Т/О 4, за допомогою якого випаровується вода в генераторі 5 за тиску $P_1 > P_2$.

Потім розведений (малоконцентрований) розчин охолоджується в Т/О 2 і через дросель 6, який знижує тиск, надходить у дистильатор 7.

У дистильаторі за $P_3 \ll P_1$ розчин випаровується за рахунок теплоти, яку віддає робоча пара з параметрами P_2 і T_2 через теплообмінник 8.

Одержана пара з параметрами P_1 та P_3 направляється до споживача. Пара низького тиску переважно подається на опалення.

Конденсат частково подається насосом 9 у генератор 5.

Отже, тепловий баланс:

$$Q_2 = Q_1 + Q_3. \quad (3.3)$$

Коефіцієнт перетворення енергії:

$$\gamma = \frac{Q_1}{Q_2} \text{ або } \gamma = \frac{Q_2 - Q_3}{Q_2} = 1 - \frac{Q_3}{Q_2}. \quad (3.4)$$

Тобто для цієї схеми на теплоту високого потенціалу перетворюється частина енергії, яка підводиться з робочою парою.

Переваги:

- простота конструкції апаратури;
- простота самої схеми трансформації теплоти;
- робота в автоматичному режимі.

Недоліки:

- необхідність високого ступеня очищення робочої пари (ВЕР) низького і середнього тиску;
- агресивність більшості водних розчинів, які використовуються в процесі відносно металів;
- обов'язковість використання зовнішнього джерела теплоти для функціонування схеми.

Якнайповніше принцип термохімічного трансформування теплоти виражений у “трансформаторі тепла”, де як робоче тіло використовується водоаміачний розчин.

Вибір аміаку як робочого тіла зумовлений тим, що йому властиві такі особливості:

- менша порівняно з водою теплота випаровування (1300 кДж/кг NH₃) і більша теплота розчинення у воді (2100 кДж/кг NH₃);
- низька температура кипіння розчину (зі збільшенням концентрації NH₃ у розчині температура його кипіння знижується за тиску 0,6 МПа $T_{\text{кип}} \text{ NH}_3 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ (60 % розчин), а для води за цього тиску – 158 °С;
- інертність водоаміачного розчину відносно металу;
- різкий запах, характерний навіть для найменших концентрацій – NH₃.

Завдяки низькій температурі кипіння аміак можна випарувати з розчину за температури 40 – 50 °С, використовуючи при цьому будь-які інші носії низькопотенційної теплоти:

- гарячі димові гази;
- гаряче вологе повітря;
- відпрацьовану пару турбіни, пресів;
- теплу воду.

Уся апаратура термохімічного трансформатора теплоти виготовляється зі сталі (найдешевшого металу).

Крім того, якщо теплообмін між низькопотенціальними ВЕР і робочим тілом проходить у теплообміннику без безпосереднього контакту, тоді немає необхідності очищати теплоносій від можливих домішок.

Принцип роботи термохімічного трансформатора теплоти зі струминним абсорбером показано на рис. 3.7.

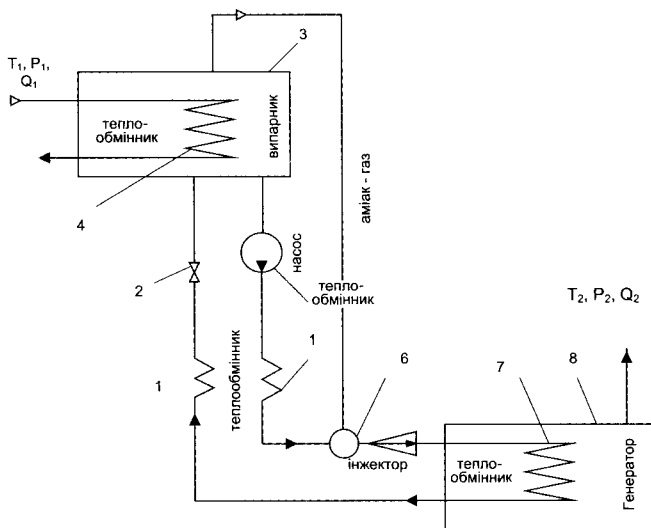
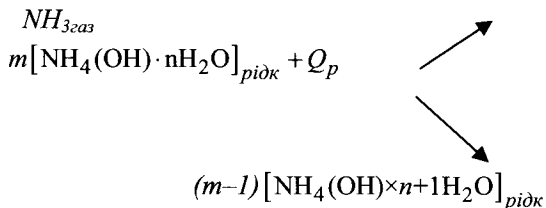


Рис. 3.7. Схема термохімічного трансформатора теплоти зі струминним абсорбером: T_1P_1 та T_2P_2 – параметри пари низького та високого потенціалу; Q_1 і Q_2 – теплота, яка підводиться та відводиться

У випарнику 3 за рахунок підведеної теплоти Q_1 до теплообмінника 4 відбуваються нагрівання розчину $\text{NH}_4(\text{OH}) \cdot n\text{H}_2\text{O}$ і виділення з нього газоподібного NH_3 .

У результаті розчин стає менш насиченим NH_3 , або точніше: він більше розбавлений водою:



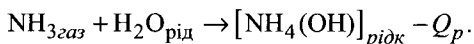
На виділення 1 кг NH_3 з водного розчину витрачається 3030 кДж теплоти, яка витрачається на підвищення ентальпії розчину, а також на випаровування NH_3 та розрив зв'язків між молекулами.

Причому енергія зв'язку (хімічного) – це сталі значення для системи $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ і дорівнює 840 кДж/кг.

Водний розчин моногідрату амонію має значну перевагу у тому, що NH_3 виділяється і за дуже низьких температур: 0,01 МПа – $T_{\text{кип}}$ розчину 45 °С.

Це означає, що для трансформації теплоти можна використовувати найнижчі потенціальні ВЕР.

Одержання теплоти високого потенціалу відбувається в зворотному напрямку за одночасного підвищення тиску, тобто в результаті реакції



Ця реакція перебігає у струминному абсорбері-ежекторі 6.

Розведений (малоконцентрований) розчин з випарника 3 направляється насосом 5 у теплообмінник 1, де нагрівається за рахунок теплоти зворотного потоку концентрованого розчину.

Потім потік підігрітого слабкоконцентрованого розчину направляється у сопло абсорбера 6.

В абсорбері струмина підігрітого розчину поглинає і стискає газоподібний NH_3 , який надходить із випарника. (Явище пульверизатора).

У результаті насичений аміаком розчин на виході з дифузора досягає підвищення температури.

Цей розчин використовується як теплоносії високого потенціалу для:

- одержання пари;
- нагрівання води або газу в генераторі 8 через теплообмінник 7.

Після охолодження насичений розчин через теплообмінник 1 та дросель 2 подається у випарник. Отже, цикл термотрансформатора замикається.

Основний елемент цієї системи – абсорбер струминний.

Із сопла абсорбера струмина розчину витікає з великою швидкістю, яка залежить від тиску та температури рідини. Це спричиняє захоплення парів NH_3 .

Унаслідок цього у горловині дифузора створюється двофазний потік, швидкість якого гальмується. Кінетична енергія потоку перетворюється на потенціальну енергію тиску.

При цьому NH_3 переходить у розчин з виділенням теплоти внаслідок розчинення NH_3 у розчині.

Оскільки процес розчинення проходить за підвищеного тиску (більшого, ніж у випарнику), тоді буде і більшою температура розчину.

Запас потенціальної енергії у слабкоконцентрованому розчині створює також насос 5.

Особливістю цієї схеми є те, що на привід насоса можна не затрачати зовнішню енергію, а замість дросельного вентиля поставити гідродвигун для приводу насоса.

Економічні розрахунки показали, що вихід високопотенціальної енергії у цій схемі становить близько 90 % від низькопотенціальної енергії, яка входить до цієї установки.

Тоді теоретичний тепловий баланс установки:

$$Q_1 + W_H = Q_2,$$

де W_H – зовнішня енергія, яка вноситься у цикл насосом і яка перетворюється у потенціальну енергію тиску.

Отже, коефіцієнт перетворення:

$$\gamma = \frac{Q_2}{W_H} = 1 + \frac{Q_1}{W_H} \rightarrow 1, \quad (3.5)$$

де γ завжди $\rightarrow 1$, тому що $W_H \ll Q_1$.

Крім того, для цієї схеми характерним є коефіцієнт перетворення первинної енергії:

$$\gamma_{ТХТ} = \frac{Q_2}{W_H} \cdot \eta_H \cdot \eta_{абс} \cdot \eta_{теплов. \text{ машини}}, \quad (3.6)$$

де $\eta_{ТМ}$ – ККД машини, яка приводить в рух насос; η_H – ККД насоса; $\eta_{абс}$ – ККД абсорбера.

Цей термотрансформатор (ТХТ) може працювати за знижувальною схемою (рис. 3.8), що дає змогу за рахунок низькопотенціальної теплоти одержати холод або безпосередньо електроенергію.

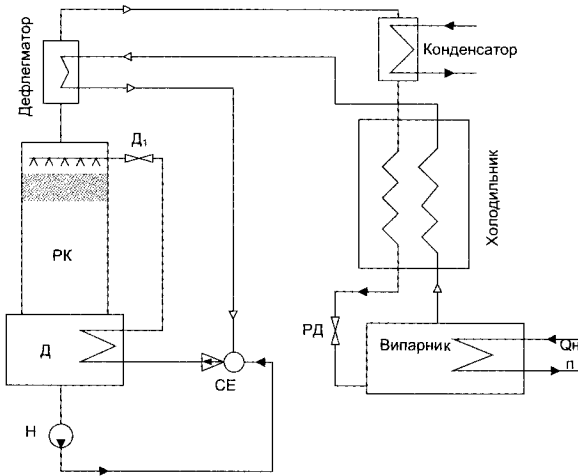


Рис. 3.8. Схема знижувального ТХТ для одержання холоду

Гарячий насичений розчин зі струминного ежектора (СЕ), проходячи через змійовик у дегазаторі Д, віддає теплоту розчину, який знаходиться у колоні, і через дросель Д1 надходить у РК для зрошення.

До того ж назустріч розчину рухається аміачна пара, яка пройшовши через РК, надходить у дефлегматор, в якому з вологого стану переходить у сухий стан (суха пара NH_3).

Находячи у конденсатор, пари NH_3 конденсуються і в холодильнику охолоджуються за рахунок холодної пари, яка йде з випарника.

Далі рідкий переохолоджений аміак направляється через регулювальний дросель РД у випарник, в якому випаровується за рахунок $Q_{н.п.}$ (низькопотенціальної теплоти), і надходить через переохолоджувач та дефлегматор в абсорбер, в який одночасно подається насосом з дегазатора розведений (слабоконцентрований) розчин підвищеного тиску.

Знижувальний трансформатор дає змогу одержати низькі температури і одночасно виробляти електроенергію за рахунок адіабатичного розширення аміачної пари у турбіні.

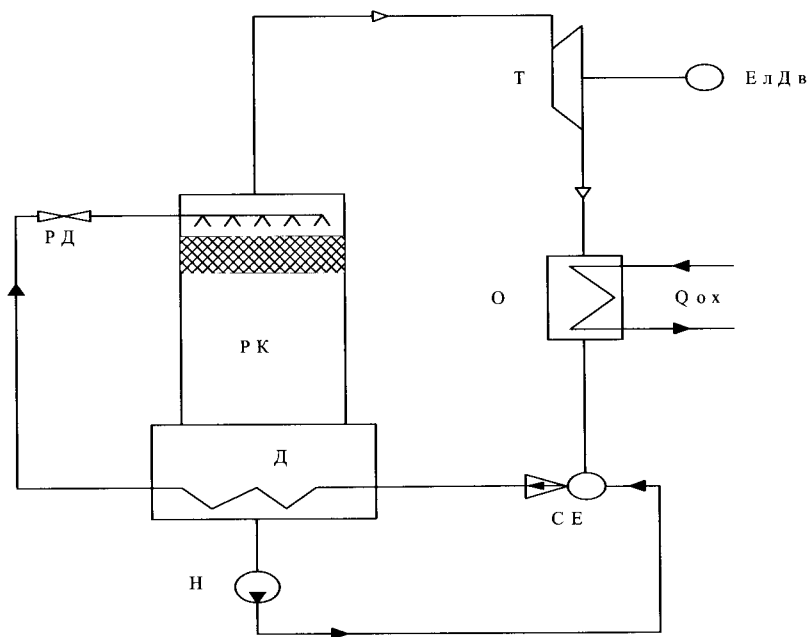


Рис. 3.9. Схема знижувального трансформатора з турбоустановкою для одержання електроенергії

Принцип дії

У дегазаторі Д за рахунок подачі у струминний ежекторний абсорбер – СЕ (розбавленого розчину NH_3 насосом + парів NH_3) відбувається випаровування і утворення насичених парів NH_3 , які,

надходячи в РК, більшою мірою збагачуються (насичуються) NH_3 . Тобто одержуємо зволожені, збагачені пари аміаку.

Потрапляючи у турбоустановку під певним тиском, вони приводять в рух електродвигун, при цьому їхня температура підвищується адиабатично.

Далі в охолоджувачі (О), в який подаються низькопотенціальні ВЕР у вигляді $Q_{\text{охол}}$, вони частково охолоджуються і знову надходять у СЕ.

Охолоджуються для того, щоб досягти температури суміші, меншої від температури кипіння цього насиченого розчину.

Оскільки у термохімічних трансформаторах застосовують принцип оберненості, то на основі розглянутих схем може працювати і холодильна установка.

Дуже перспективними, з огляду на економічність під час утилізації теплових ВЕР, вважаються схеми холодильних машин абсорбційного типу з водним бромисто-натрієвим розчином як холодоагентом.

Для підвищення ефективності установки на лінії “генератор–конденсатор” ставлять ежектор, а установка для утилізації теплоти відхідних газів має вмонтовану у газоході додаткову теплообмінну поверхню зі зрошувачем та насосом, що уможлиблює використання теплоти пароутворення парів води, яка міститься у вихідних газах.

Наприклад:

Бромисто-літєві абсорбційні агрегати з успіхом використовують для одночасного одержання теплоти вищого потенціалу та холоду. Такі установки, як правило, мають два теплові насоси і відповідно два контури утилізації ВЕР (теплових), зокрема і власних теплових відходів.

Установка також дає змогу використовувати низькопотенціальні теплові ВЕР для одержання холоду різної температури.

Ускладнення цієї установки виправдовує себе внаслідок зниження собівартості виробленого холоду за рахунок зменшення витрати нагрівального теплоносія та охолоджувальної води в абсорбєрі.

3.9. Теплові насоси і термотрансформатори. Зворотний термодинамічний цикл і його використання для трансформації теплового потенціалу. Типи термотрансформаторів. Термодинамічний аналіз

Згідно із законами термодинаміки, за перенесення тепла від середовища з вищою температурою T до середовища з нижчою температурою T_0 найбільший ступінь перетворення тепла у роботі відповідає коефіцієнта корисної дії зворотного циклу Карно.

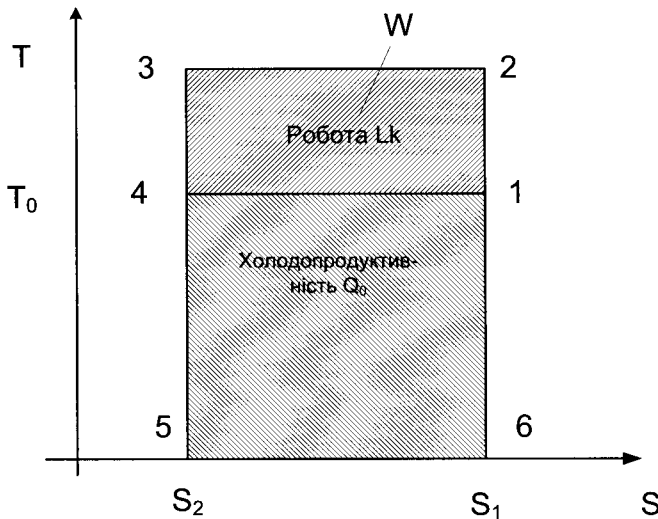


Рис. 3.10. Зворотний цикл Карно

У зворотному циклі Карно відбуваються такі процеси (рис. 3.10):
1–2 – адіабатичне стиснення пароподібного холодоагента до кінцевої температури T ;

2–3 – ізотермічна конденсація парів холодоагента за T з віддачею у довкілля (наприклад, воді), теплоти конденсації Q ;

3–4 – адіабатичне розширення рідкого холодоагента (кінцева температура розширення T_0);

4–1 – ізотермічне випаровування рідкого холодоагента за T_0 із забиранням від довкілля теплоти випаровування Q_0 .

Такий цикл відбувається за умови const-ентропії системи. Тепло Q_0 , яке забирається холодоагентом за $T_0 < T$, визначає холодопродуктивність циклу (установки).

Площа 2–3–5–6 – еквівалентна до кількості тепла, яку віддає холодоагент нагрітішому середовищу за T .

Різниця площ 2–3–5–6 і 1–4–5–6 – відповідає величині затраченої роботи L_k (площа 2–3–4–1).

Отже, на прикладі зворотного циклу Карно проілюстровано енергетичний баланс будь-якої холодильної машини:

$$Q_0 + L = Q - W.$$

Термодинамічна ефективність холодильних циклів виражається відношенням холодопродуктивності Q_0 до затраченої роботи L – це холодильний коефіцієнт – ε :

$$\varepsilon = \frac{Q_0}{L} = \frac{Q_0}{Q - Q_0} = \frac{T_0}{T - T_0}, \quad (3.7)$$

або $L = W$ за умови, що $Q_0 = T_0(S_1 - S_2)$ $Q = T(S_1 - S_2)$.

Холодильний коефіцієнт показує, яка кількість тепла сприймається холодоагентом від охолоджувального середовища на одиницю затраченої роботи.

Він також характеризує ступінь використання механічної роботи на одержання штучного холоду. При цьому ступінь використання механічної роботи буде тим вищим, чим меншою буде різниця температур холодоагента за сприймання T та віддачі T_0 тепла.

Холодильний коефіцієнт не характеризує ККД холодильної машини ККД характеризує частку тепла, яка може бути перетворена у роботу.

У цьому випадку робота не перетворюється у тепло, а є тільки середовищем, яке забезпечує перенесення цієї кількості тепла з низькою концентрацією до вищої.

Тому Q_0 переважно більше за L , а ε – більше за одиницю:

$$\eta = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_k},$$

де ε – холодильний коефіцієнт реального циклу; ε_k – холодильний коефіцієнт циклу Карно.

Ідея використання зворотного термодинамічного циклу, за якого робота перетворюється у теплоту, з метою використання теплоти тіла з нижчою температурою для нагрівання тіла з вищою температурою належить В. Томсону (лорд Кельвін).

У 1852 р. він запропонував застосувати зворотний цикл для опалення приміщень утилізацією теплоти навколишнього повітря.

Цій самій проблемі велику увагу приділяв Міхельсон, який у 1920 р. розробив технічний проект “динамічного опалення”.

Знову ж таки, згідно з другим законом термодинаміки, будь-яка теплова машина, перетворюючи роботу у теплоту, затрачає на це енергію (механічну, теплову, електричну) в кількості W .

Отже, тепловий насос або термотрансформатор ідентичний до звичайної холодильної машини.

Різниця полягає у тому, що їх цикли дещо зсунуті вгору за шкалою температур.

Якщо температура системи, яка віддає тепло (холодне джерело) T_2 , нижча від температури довкілля T_c , а температура гарячого джерела (система, яка приймає тепло) $T_1 > T_c$, то такий цикл називається холодильним:

$$T_2 < T_c; T_1 > T_c.$$

Якщо ж $T_2 < T_c$; $T_1 > T_c$, то такий процес трансформації називають теплонасосним.

Кількість трансформованої теплоти у холодильній машині оцінюється ε , який можна сформулювати по-іншому:

це відношення теплоти Q_2 , яку забрали від холодного джерела, до затрат зовнішньої енергії W :

$$\varepsilon = \frac{Q_2}{W} = \frac{Q_2}{Q_1 - Q_2}, \quad (3.8)$$

де $Q_1 = Q_2 + W$ – теплота, яка передається гарячому джерелу.

Якість теплонасосного зворотного циклу оцінюється коефіцієнтом перетворення γ : відношення теплоти Q_1 , яка передається гарячому джерелу до підведеної енергії ззовні W :

$$\gamma = Q_1/W = Q_1/Q_1 - Q_2.$$

З урахуванням (3.8):

$$\gamma = \frac{Q_1}{W} = \frac{Q_2 + W}{W} = \varepsilon + 1.$$

Термічний коефіцієнт корисної дії:

$$\eta_t = \frac{W}{Q_1} = 1 - \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right), \quad (3.9)$$

отже, $0 < \varepsilon < 1$; $\gamma > 1$.

На виробництво енергії W затрачається якась початкова енергія (енергія палива). Q_1 з коефіцієнтом перетворення теплоти у роботу $\eta < 1$. А це означає, що відношення корисної роботи, яка віддається гарячому джерелу у теплонасосній установці, або теплоти, яка забирається від холодоагента, до теплоти згоряння палива Q'_1 , називається коефіцієнтом перетворення первинної енергії – ψ :

$$\psi_n = \frac{Q_1}{Q'_1} = \frac{Q_1}{W} \cdot \frac{W}{Q'_1} = \eta \cdot \gamma \text{ – для теплонасосного циклу; } (3.10)$$

$$\psi_d = \frac{Q_2}{Q'_1} = \frac{Q_2}{W} \cdot \frac{W}{Q'_1} = \varepsilon \cdot \eta \text{ – для холодильного циклу. } (3.11)$$

Якщо ж теплові насоси використовуються для теплофікації, то Q_1 – це теплота, яка віддається для обігрівання приміщення. ψ_n можна використовувати для порівняння рентабельності теплонасосного опалення зі звичайним котельним або електрообігріванням.

Під час використання для приводу теплового насоса електродвигуна можна вважати $\psi_n = \gamma$, а оскільки $\gamma > 1$, то теплонасосне опалення вигідніше від прямого електрообігрівання.

Порівнюючи теплонасосне опалення зі звичайним, для якого $\psi_{к-н}$ (котельно-пічне обігрівання) < 1 (у цьому випадку через втрати

теплоти $Q_1 < Q_1'$) умовою рентабельності буде співвідношення $\psi_n > \psi_{к-н}$, або в межах ($\psi_{к-н} \approx 1$), $\psi_n > 1$.

Звідси впливає висновок: теплонасосне опалення вигідніше від прямого спалювання палива тільки за $\eta > 1$. У реальних умовах $\psi_{к-н} = 0,7 \dots 0,8$ і ККД теплового двигуна для приводу теплового насоса $\eta \approx 0,3 \dots 0,4$. Тоді $\eta > 0,7 \dots 0,8$.

Отже, для рентабельності теплонасосного опалення досить забезпечити $\eta > 1,8 \dots 2,7$.

З рівняння (3.10) випливає, що $Q_1 = \psi_n \eta Q_1'$. А це означає, що використання теплового насоса дасть \approx на $(\eta - 1)$ % більше теплоти, ніж просте спалювання палива. Отже, маємо такий висновок.

Застосування теплового насоса, який працює на теплоті під час її утилізації з промислових підприємств або навіть на теплоті навколишнього середовища, є економічно вигідним.

Теплонасосні і холодильні цикли, які створюють перенесення теплоти від джерела нижчого потенціалу (наприклад, довкілля) до джерела з вищим потенціалом (споживачу) за рахунок споживання первинної енергії, є зворотними щодо циклу теплового двигуна, причому для підвищення температурного потенціалу робочого тіла можна застосовувати енергію будь-якого виду: механічну, теплову тощо.

Механічна енергія використовується у циклах з механічною компресією (механічні термокомпресори), а енергія потоку рухомої рідини – у пароструминних термокомпресорах.

Якщо зовнішня енергія застосовується у тепловій формі, тоді раціональними є абсорбційні або термохімічні трансформатори.

На практиці ж застосовують комбіновані схеми, які дають змогу одержати тах економічний ефект.

Термодинамічна ефективність реального теплонасосного (і холодильного) циклу подібно до прямого циклу теплового двигуна порівнюється зі зворотним циклом Карно.

Схему і цикл ідеальної зворотної машини Карно показано на рис. 3.11, а, б.

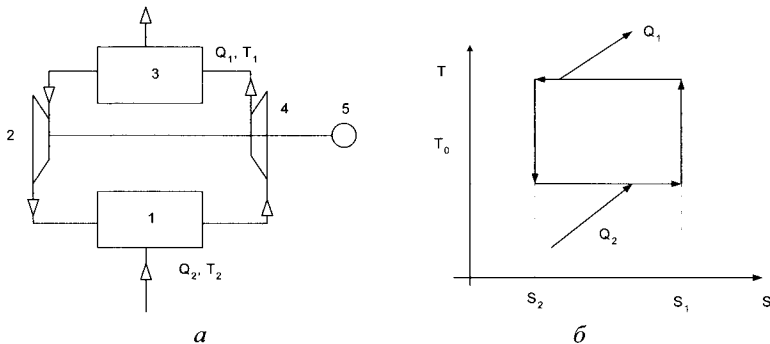


Рис. 3.11. Схема і цикл ідеальної зворотної машини Карно: а – машина Карно: 1 – Т/О джерела тепла; 2 – агрегат для розширення; б – 3 – Т/О споживача; 4 – компресор; 5 – привідний двигун; б – ідеальний цикл Карно: T_1 і T_2 – температури підведення і відведення теплоти Q_1 і Q_2 відповідно

Зі схеми зрозуміло, що теплота Q_2 ізотермічно за T_2 підводиться до робочого тіла від холодного джерела, теплота Q_1 – за T_1 ізотермічно відводиться.

Стиснення робочого тіла у компресорі і його розширення в агрегаті 2 (наприклад, у турбіні) відбуваються адіабатично, за ентропії $S = const$.

Тоді на основі законів термодинаміки коефіцієнт перетворення для теплонасосного (холодильного, зворотного) циклу Карно:

$$\gamma^k = \frac{T_1}{T_1 - T_2}. \quad (3.12)$$

Для зворотного циклу Карно холодильний коефіцієнт визначають з виразу

$$\epsilon^k = \frac{T_2}{T_1 - T_2}, \quad (3.13)$$

тобто знову матимемо:

$$\gamma_k = \epsilon_k + 1. \quad (3.14)$$

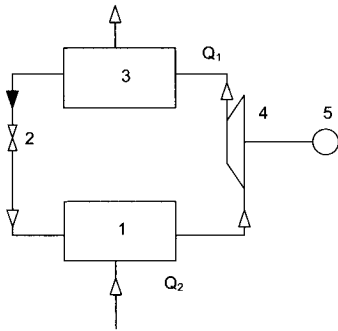
Відповідно коефіцієнти перетворення енергії первинної:

– для теплонасосного циклу – $\psi_n^k = \gamma^k \eta$;

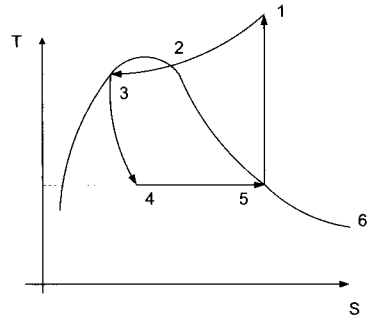
– для холодильного циклу – $\psi_x^k = \epsilon^k \eta$.

Термодинамічні характеристики, близькі до характеристик циклу Карно, мають парокомпресійний, або зворотний цикл Ренкіна, в якому

за умов, наближених до ізотермічних, відбуваються підведення і відведення теплоти у процесах випаровування і конденсації. Цикл такої машини в $T - S$ -діаграмі зображений на рис. 3.12.



Парокомпресійна машина



Зворотний цикл Ренкіна

Рис. 3.12. Схема і цикл Ренкіна для парокомпресійної холодильної машини: 1 – T/O джерела теплоти; 2 – дросель; 3 – T/O споживача; 4 – компресор; 5 – привідний двигун; 6 – погранична крива; T_1 – температура відведення тепла Q_1 ; T_2 – температура підведення тепла Q_2

Ідеальний цикл парокомпресійної машини зображають на діаграмі ентальпії від ентропії $n = f(s)$.

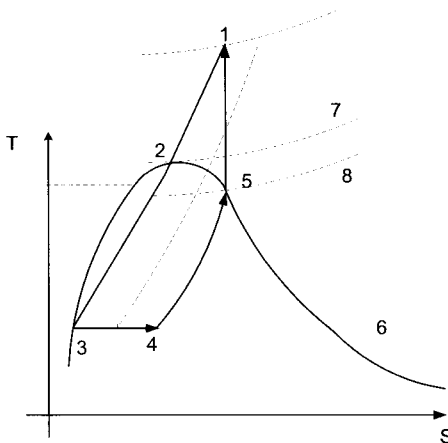


Рис. 3.13. Ідеальний цикл парокомпресійної машини з переохолодженням:

1 – стан сухої перегрітої пари на виході із компресора;
 2 – стан насиченої пари на лінії конденсації;
 3 – стан рідини на вході у дросель;
 4 – стан вологої пари на вході в T/O джерела тепла;
 5 – стан насиченої пари на вході у компресор;
 6 – погранична крива;
 7 – ізобари; 8 – ізотерми

Згідно з діаграмою, 1–2–3 – це процес ізобарно-ізотермічної конденсації парів у теплообміннику споживачів (відведення теплоти Q_1):

3 – 4 – процес дроселювання за $h = \text{const}$ (ентальпія);

4 – 5 – ізотермічно-ізобарне випаровування в Т/О (джерелі тепла) за рахунок підведення теплоти Q_2 ;

5 – 1 – адіабатичне стиснення в компресорі (механічне перегрівання пари).

Отже, зовнішня робота $W = h_1 - h_5$:

– відведена теплота $Q_1 = h_1 - h_3$;

– підведена теплота $Q_2 = h_5 - h_4$, причому $h_3 = h_4$.

Тоді коефіцієнт перетворення для теплонасосної установки визначають так:

$$\varphi = (h_1 - h_3)/(h_1 - h_5), \text{ знаючи, що } \varphi = \frac{Q_1}{W},$$

а коефіцієнт ε для холодильної машини:

$$\varepsilon = (h_5 - h_3)/(h_1 - h_5), \text{ оскільки } \varepsilon = \frac{Q_2}{W}.$$

З аналізу h - s -діаграми випливає, що в компресор надходить суха насичена пара, яка у процесі ізентропійного стиснення перегрівасться.

Находячи у теплообмінник споживача, вона віддає теплоту і за тиску P_1 охолоджується ізобарично до температури конденсації, а потім конденсується за постійної температури.

Розширення робочого тіла (пари) у детальному клапані за зниження тиску від P_1 до P_2 супроводжується:

а) зниженням температури;

б) частковим випаровуванням пари, при цьому утворюється (рідина + пара), яка, надійшовши у випарник, забирає теплоту від джерела з нижчим потенціалом.

Для зменшення частки пари на виході з дроселя встановлюють проміжний теплообмінник – регенератор, у якому рідина на вході у дросель дещо переохолоджується за рахунок пари з

випарника нижчої температури. Тоді пара перед компресором відповідно перегрівається, що полегшує роботу компресора і застерігає від потрапляння рідини в нього.

Такий реальний цикл парокompресійної машини з переохолодженням.

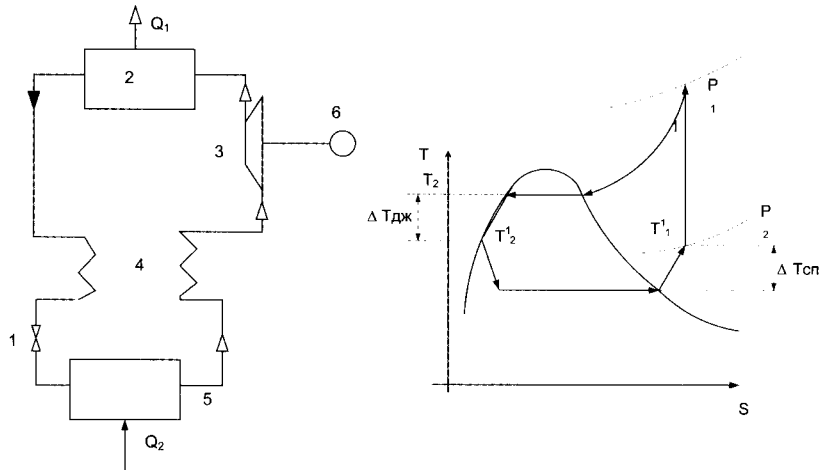


Рис. 3.14. Схема та реальний цикл парокompресійної машини з переохолодженням: 1 – дросель; 2 – Т/О споживача; 3 – компресор; 4 – теплообмінник – регенератор; 5 – Т/О джерела теплоти; 6 – двигун; $\Delta T_{\text{дж}}$ і $\Delta T_{\text{н}}$ – переохолодження рідини і перегрівання у проміжному теплообміннику; Q_1 і Q_2 – теплота, яка підводиться і відводиться; P_1 – ізобара конденсації та охолодження; P_2 – ізобара випаровування і перегрівання

У такій схемі, крім покращення умов роботи дроселя та компресора, досягається і деяке зменшення споживання зовнішньої енергії W , оскільки:

- зменшується робота стискання компресора;
- умови підведення теплоти за температури T_2 стають близькими до ізотермічних.

Усе це дає змогу підвищити коефіцієнт перетворення φ^k . Але у зв'язку з тим, що процес проходить у реальних умовах (втрати теплоти, гідравлічний опір), дійсний φ^d значно менший від теоретично можливого φ^k .

Як показують розрахунки, найсильніше впливають на φ^d перепади температур у теплообмінниках – споживачах ΔT_c і джерелах $\Delta T_{дж}$:

$$\Delta T_{cn} = T_1 - T_1';$$

$$\Delta T_{дж} = T_2' - T_2,$$

де T_1 і T_2 – відповідно вища і нижча температури робочого тіла у циклі (пари); T_1' і T_2' – відповідно температури робочого тіла у споживачі та джерелі теплоти.

Наявність таких температурних перепадів пояснюється умовами передачі теплоти Q_1 і Q_2 у відповідних Т/О, але збільшення різниці $T_1 - T_2$ призводить до зменшення φ^k , причому це залежить від універсальності теплообмінника.

Подальше зменшення φ відбувається за рахунок термодинамічних і механічних втрат у циклі.

При цьому заміна φ на $\Delta\varphi$ через температурні напори визначається як

$$\Delta\varphi = \frac{1}{T_2'(\Theta_1 - 1)^2} (\Theta_1 \Delta T_{дж} + \Delta T_{cn}),$$

де $\Theta_1 = T_1'/T_1$.

Отже, температурний перепад на боці джерела $\Delta T_{дж}$ у Θ_1 разів сильніше впливає на зміну коефіцієнта перетворення φ , ніж в області високих температур ΔT_{cn} .

З наведеної формули випливає, що:

– для підвищення коефіцієнта перетворення необхідно забезпечити мінімальний температурний напір по лінії підведення теплоти Q_2 ;

– вплив напорів $\Delta T_{дж}$ і ΔT_{cn} тим сильніший, чим менша відстань між ізотермами T_1' і T_2' і чим нижча температура T_2' .

Для практичної реалізації парокомпресійного циклу важливий правильний вибір робочого тіла, в якому фазові перетворення (процес пароутворення) відбувались би за низьких температур і невеликого вакууму, тобто за дуже низьких тисків.

У проєкті Міхельсона як таке тіло пропонувалось використовувати рідкий аміак NH_3 , який за $P_2=0,04$ МПа має $t_2=-50$ °С, за $P_1=0,1$ Мпа температура кипіння $t_1=-33$ °С, критична температура $+106$ °С.

Але пари аміаку дуже токсичні, викликають корозію міді.

Найбільше підходять для цього фреони – низькокиплячі рідини, які складаються з вуглеводневих або вуглецевих сполук, в яких атоми водню частково заміщені фтором і хлором, наприклад, фреон (хладон)-13.

Для фреону-13 температура кипіння за нормального тиску (0,101 МПа) становить мінус 81,5 °С, але його критична температура дорівнює 29 °С.

Отже, хоча і фреон-13 може сприймати теплоту за доволі низьких температур, але передача цієї теплоти під час конденсації проходить за невисоких температур споживача.

Відповіднішим є хладон-12: критична температура – 112,04 °С, нормальна температура кипіння становить – 29,8 °С.

Порівняно з парокомпресійним циклом значно відрізняються зворотні цикли, в яких перенесення теплоти від холодного джерела до гарячішого споживача відбувається за рахунок введення до циклу деякої кількості теплоти високого потенціалу.

Затрати теплоти високого потенціалу, так, як і затрати механічної енергії у парокомпресійному циклі, необхідні для здійснення зворотного кругового процесу в абсорбційній теплонасосній установці, дія якої аналогічна до абсорбційної холодильної машини.

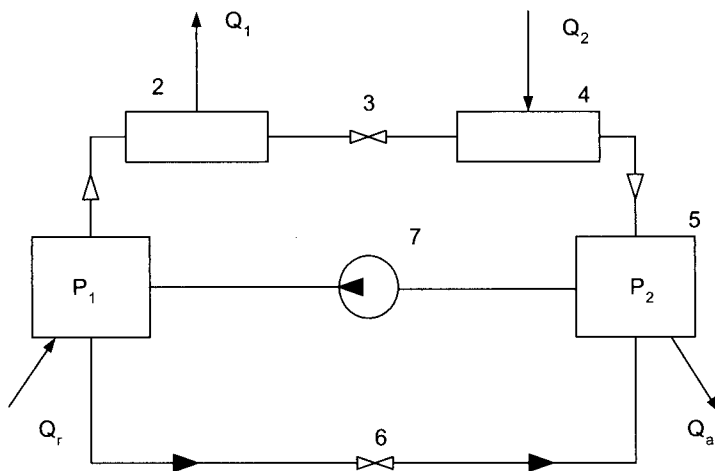


Рис. 3.15. Схема абсорбційної теплонасосної установки:
 1 – генератор; 2 – конденсатор; 3 – дросельний вентиль;
 4 – випарник; 5 – абсорбер; 6 – дросель; 7 – насос

Принцип роботи

Абсорбційний тепловий насос, як і парокompресійний, має випарник 4 і конденсатор 2.

У випарнику до робочого тіла за температури T_2 підводиться теплота Q_2 , яка викликає кипіння робочого агента за низького тиску P_2 .

Теплота споживачу віддається у конденсаторі за T_1 і високого тиску P_1 , а робочий агент (тіло) переходить у рідкий стан.

У схемі є й додатковий контур, яким протікає рідкий абсорбент або розчинник. Парі робочого агента, вийшовши з випарника 4, поглинаються рідиною в абсорбері 5, створюючи умови для кипіння робочого агента у випарнику.

Процес поглинання парів робочого тіла абсорбентом супроводжується виділенням теплоти Q_a , яка за температури T_a повинна відводитись від абсорбера (споживачу).

Одержаний в абсорбері розчин перекачується насосом у генератор, де за високого тиску P_1 і T_2 відбувається виділення з розчину парів за рахунок підведення деякої кількості теплоти Q_2 , стосовно високого потенціалу.

Пари, які при цьому виділяються, потім потрапляють у конденсатор 2.

Оскільки суміш “абсорбент + робоче тіло” – це рідина, тобто фактично речовина, яка не стискається, оскільки затрати потужності на привід насоса 7 дуже малі, то джерелом первинної енергії тут у схемі є теплота Q_2 , з абсорбера за T_2 – максимальної температури циклу.

Робоче тіло у рідкому стані надходить із конденсатора через дросель 3 у випарник 4, а випарний розчин – з генератора в абсорбер через дросель 6, де тиск розчину знижується від P_1 до P_2 з відповідним зниженням температури.

Особливість. Якщо під час кипіння “чистих” рідин тиск чітко відповідає температурі, то у бінарних системах температура кипіння за цього тиску залежить від концентрації розчину. Тому в абсорбері можна поглинати холодні пари, які йдуть з випарника, “збідненим”, але теплішим розчином, який надходить в абсорбер з генератора.

Отже, можна записати тепловий баланс абсорбційної теплонасосної установки:

$$Q_1 + Q_a = Q_2 + Q_2. \quad (3.15)$$

Коефіцієнт перетворення:

$$\varphi = \frac{Q_a + Q_1}{Q_2} = 1 + \left(\frac{Q_2}{Q_2} \right). \quad (3.16)$$

Отже, φ такого циклу завжди > 1 .

Як і в попередніх випадках, цей цикл порівнюють з ідеальним циклом Карно.

Оскільки абсорбційний тепловий насос – це тепла машина, з'єднана з тепловим насосом, то коефіцієнт перетворення

$$\varphi^k = 1 + \frac{T_2 [T_2 - T_a]}{T_2 [T_1 - T_2]}. \quad (3.17)$$

Для проведення абсорбційного теплонасосного циклу використовують пару або газ, які характеризуються високою температурою.

Але цей цикл не буде працездатний через зближення концентрацій розчинів і парів у генераторі і абсорбері, коли φ наближається до 1.

У реальних циклах систему “робоче тіло + розчинник” підбирають з урахуванням сильної хімічної спорідненості речовин

для одержання знаних змін концентрацій у розчинах та високої леткості (випаровуваності) компонентів для підвищення ККД генератора, хімічної стабільності та помірних робочих тисків парів.

Найбільше розповсюдження одержали системи: $\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O}$ (точніше, $\text{NH}_3 + \text{водоаміачний розчин}$); $\text{H}_2\text{O} + \text{LiBr}$.

Недоліки:

1) токсичність NH_3 і надто високі робочі тиски (за температури 50°C пари NH_3 мають $P = 2 \text{ МПа}$);

2) необхідність проведення циклу за тиску, меншого від атмосферного (тому що низькі тиски парів води);

3) неможливість використання джерел теплоти з температурою менше за 0°C – точки замерзання води.

З урахуванням цих вимог реальна схема абсорбційного теплового насоса значно складніша. Принцип роботи цієї установки такий самий, як і абсорбційної теплонасосної установки, хоча там введені додаткові елементи.

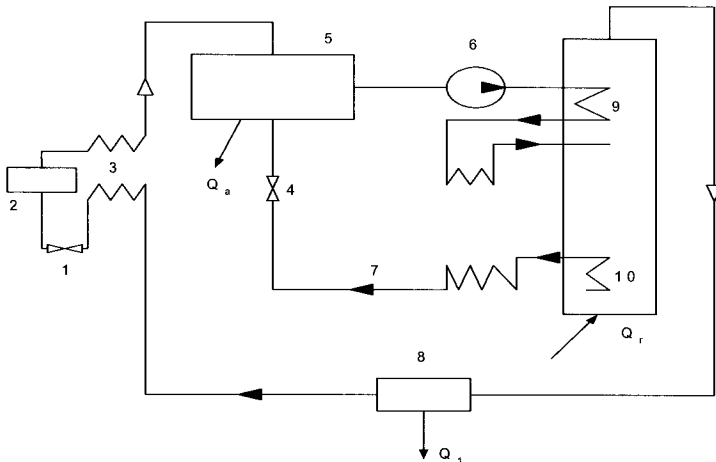


Рис. 3.16. Реальна схема абсорбційної теплової насосної водоаміачної установки: 1 – дросель; 2 – т/о джерела тепла (випарник); 3 – проміжний т/о; 4 – дросель; 5 – абсорбер; 6 – насос; 7 – рідинний теплообмінник; 8 – т/о споживач (конденсатор) тепла; 9 – ректифікатор; 10 – генератор пари; Q_c і Q_a – теплота випаровування і абсорбції; Q_1 і Q_2 – відведення та підведення теплоти

Проміжний теплообмінник (Т/О) 3 відіграє таку саму роль, як і в парокompресійному циклі, тобто допомагає наблизити умови випаровування до ізотермічних.

Ректифікатор 9 необхідний для якнайповнішого відділення води від аміаку.

Рідинний Т/О 7 сприяє зменшенню переходу теплоти від генератора на нижчий рівень, що призводить до підвищення коефіцієнта перетворення енергії системи ψ .

Загалом генератор виконують так, щоб розчин ефективно випаровувався і охолоджувався, а пара, яка виходить з генератора, була відокремлена від розчинника (у випадку водоаміачної установки відбувається зневоднення), оскільки за наявності розчинника в парах робочого тіла випарник 2 працюватиме нестійко.

Принцип роботи реальної абсорбційної теплонасосної водоаміачної установки може повторитися.

До випарника підводиться тепло Q_2 , в якому відбувається випаровування робочого тіла, і пройшовши через Т/О 3, процес відбувається ізотермічно.

Далі пари робочого тіла надходять в абсорбер 5, у якому відбувається віддача теплоти Q_a за рахунок контакту зрідженого робочого тіла з пароподібним.

При цьому гарячий водоаміачний насичений розчин тепловим насосом подається у ректифікатор 9, де відбувається відділення води від пароподібного NH_3 , яка проходить через Т/О 7, підтримує тепловміст розчину, який знову повертається у ректифікатор для повнішого відділення води і пари NH_3 .

У нижній частині через генератор пари 10 водяний розчин через Т/О 7 надходить через дросель 4 в абсорбер.

У той самий час ректифікований NH_3 надходить у теплообмінник споживача теплоти (конденсатор) 8, віддаючи тепло, конденсується.

Для повнішої конденсації (тобто повного перетворення пароподібного NH_3 в рідину) водо-аміачний розчин подають в Т/О 3 і для зрівноваження подачі у випарник 2, для того, щоб він працював у стійкому режимі.

Одним із різновидів цієї абсорбційної установки є парорідинна ежкторна установка (рис. 3.17).

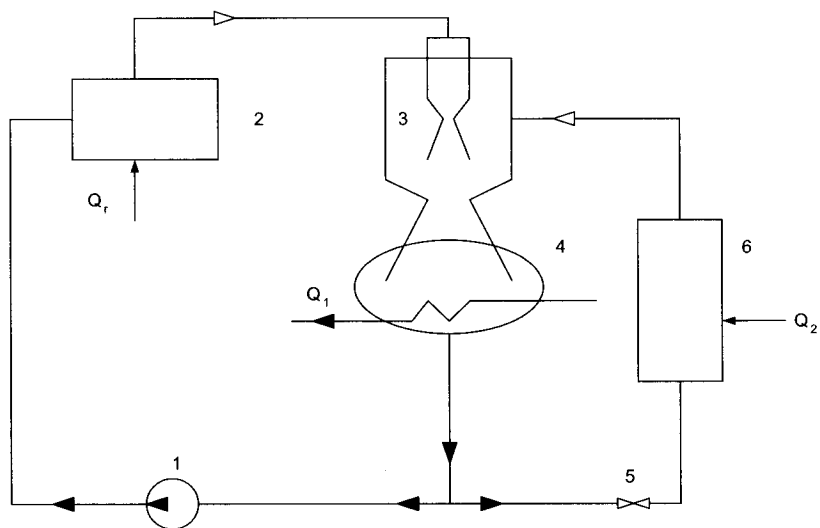


Рис. 3.17. Схема парорідинної ежекторної теплонасосної установки:
 1 – тепловий насос; 2 – котел-випарник; 3 – ежектор; 4 – конденсатор;
 5 – дросель; 6 – випарник

У випарнику 6 за рахунок теплоти зовнішніх джерел (наприклад, вторинні енергоресурси) Q_2 відбувається кипіння рідкого робочого тіла під вакуумом. Стиснення одержаних холодних парів за високого вакууму відбувається в ежекторі 3, який складається з сопла, камери змішування і дифузора. У камеру-змішувач через дифузор з котла випарника 2 надходить робоча пара високого тиску, одержана за рахунок підведення до котла 2 теплоти Q_r високого потенціалу.

Робоча пара, яка надійшла в ежектор через сопло, розширюється (її тиск зменшується від P_1 у котлі до P_2 – у випарнику), за рахунок чого швидкість пари різко збільшується.

Завдяки цьому робоча пара захоплює з собою холодні пари робочого тіла з випарника 6 (це ефект засмоктування) (тим самим забезпечується необхідне розрідження), одночасно змішуючись з холодними парами у камері змішування.

У частині розширення дифузора пара втрачає свою швидкість, внаслідок чого тиск зростає від тиску у випарнику P_2 до тиску P_k за температури T_k у конденсаторі (теплообмінник-споживач 4).

Отже, кінетична енергія руху пари перетворюється у потенціальну енергію тиску (ежектор у цьому випадку працює як компресор, стискаючи пару).

У конденсаторі 4 під час відведення споживачу теплоти Q_2 пара зріджується під тиском P конденсатора.

Одержана при цьому рідина під тиском P_1 подається насосом у котел-випарник 2, а частина конденсату через дросель 5, який знижує тиск рідини від P_k до P_2 , проходить у випарник 6, де випаровується за зниженого тиску і відповідно низької температури.

Перевага цих установок (ежекторна, реальна абсорбційна водоаміачна): як джерело теплоти низького потенціалу можна використовувати теплоту доквілля.

Цю схему можна застосовувати не тільки як трансформатор теплоти, але і як холодильну машину.

Оскільки для ежекторної установки робота насоса дуже мала порівняно з теплою у котлі-випарнику Q_2 , тепловий баланс буде таким:

$$Q_1 = Q_2 + Q_2.$$

Тоді коефіцієнт перетворення енергії φ :

$$\varphi = 1 + \left(\frac{Q_2}{Q_r} \right), \text{ тобто завжди } \varphi > 1.$$

Особливість цієї схеми полягає у тому, що теплота котла-випарника Q_2 , яка підводиться до установки, перетворюється у механічну енергію.

Саме у цьому перетворенні теплоти у механічну енергію і спостерігається відмінність парорідинної ежекторної установки від вищезгаданих.

Під час розрахунку дійсного циклу необхідно врахувати:

- 1) різницю дійсних і теоретичних (ідеальних) процесів;
- 2) вплив ККД ежектора на роботу установки (ККД ефект дуже низький);
- 3) перепади температур у теплообмінниках ΔT ;
- 4) через низький тиск у випарнику можливе підсмоктування повітря з доквілля.

Робочим тілом залежно від рівня використання теплоти (тобто від необхідного перепаду температур між джерелом та споживачем) можуть бути: NH_3 , фреони, а також вода.

Теоретичний аналіз термодинамічного циклу ежекторної установки найпростіше можна зобразити на T - S -, h - s -діаграмах.

Робоча пара з тиском P_1 надходить з котла-випарника в ежектор (стан 1), адіабатично розширюючись у соплі ежектора до тиску P_2 (тиск у випарнику – т. 2).

Якщо на стиснення 1 кг холодної пари витрачається 1 кг робочої пари, то енергія розширення в соплі буде $a(h_1 - h_2)$.

У камері змішування ежектора робоча пара (т. 2) змішується з холодною (т. 3), утворюючи пару, яка відповідає стану т. 4. Цей стан характеризується коефіцієнтом ежекції $U = \frac{G_x}{G_2}$, який показує

масу холодних парів у пароструминному апараті, який може стиснути 1 кг робочої пари.

G_x і G_2 – витрата холодної і гарячої пари.

У дифузорі відбувається процес адіабатичного стиснення (лінія 3–6) утвореної суміші від тиску у випарнику P_2 до тиску у конденсаторі P_k за рахунок перетворення кінетичної (механічної) енергії струмини в енергію тиску.

Оскільки, згідно із законом збереження енергії, процес стиснення суміші ідентичний до процесів окремого стиснення від P_2 до P_k холодної пари (лінія 3–6) і робочих (лінія 2–7) парів з подальшим змішуванням, одержимо:

$$(h_6 - h_3) + a(h_7 - h_2) = (1 + a)(h_5 - h_4).$$

У конденсаторі уся пара при P_k за рахунок відведення теплоти Q_1 переходить у рідкий стан (8 точка):

$$Q_1 = (h_6 - h_8) + a(h_7 - h_8) = (1 + a)(h_5 - h_8).$$

Далі частина маси конденсату a стискається насосом (8–8¹) і подається у котел-випарник, де за рахунок підвищення теплоти Q_2 випаровується (процес 8¹–10–1), тобто

$$Q_1 = a(h_1 - h_8^1).$$

Але оскільки можна прийняти ($h_8^1 \approx h_8$), то за стиснення рідини в насосі її ентальпія не змінюється, тоді

$$Q_2 = a(h_1 - h_8).$$

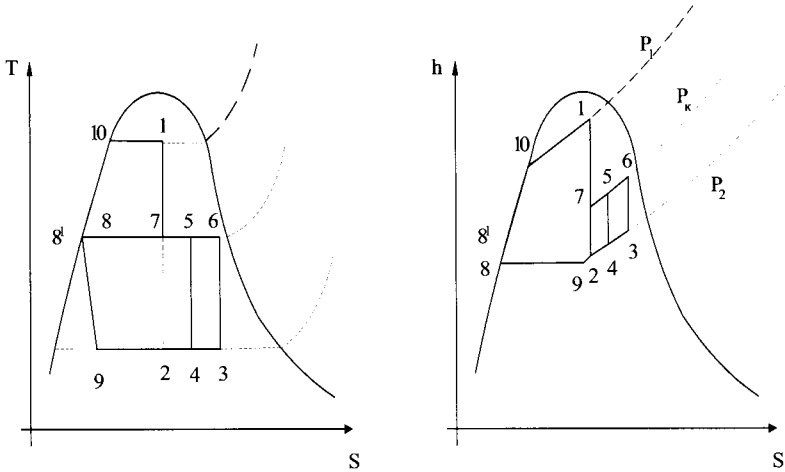


Рис. 3.18. Термодинамічний цикл парорідинної ежекторної теплонасосної установки

Решта конденсату через дросель (процес 8–9) під тиском P_2 надходить у випарник і, одержуючи теплоту Q_2 , перетворюється у холодну пару, тобто випаровується за $P = const$:

$$Q_2 = h_3 - h_9.$$

А оскільки за дроселювання $h = const$, то $h_9 = h_8$, тоді

$$Q_2 = h_3 - h_8.$$

Кінцево визначимо, що у циклі затрачено $a(h_1 - h_2)$ теплової енергії, причому для стиснення суміші холодного і робочого парів витрачено $(1 + a)(h_5 - h_4)$ теплоти.

Тоді тепловий баланс $Q_1 = Q_2 + Q_3$ запишемо так:

$$(1 + a)(h_5 - h_8) = (h_3 - h_8) + a(h_1 - h_8).$$

І остаточно:

$$(h_6 - h_3) = a(h_1 - h_7).$$

Контрольні питання:

1. Призначення й основні типи ТЕС.
2. Типові схеми ТЕС.
3. Особливості технологічної схеми ТЕС, що працює на твердому паливі.
4. Особливості конденсаційних і теплофікаційних ТЕС.
5. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване тепlopостачання.
6. Коефіцієнт використання встановленої потужності та кількості годин використання встановленої потужності.
7. Базові та пікові енергоустановки.
8. Термодинамічний аналіз.
9. Принцип роботи абсорбційної теплонасосної установки.
10. Принцип роботи абсорбційної теплової насосної водопостачальної установки.
11. Принцип роботи парорідинної ежекторної теплонасосної установки.
12. ПСУ, що працюють за зворотним циклом Карно.
13. ПСУ, що працюють за циклом Ренкіна.
14. Основні принципи термохімічного методу трансформування теплоти.
15. Утилізація теплоти відхідних газів використанням прямотечіного КУ з дворазовим введенням конденсату.
16. Трансформування теплоти низького потенціалу у теплоту вищого потенціалу у термохімічних трансформаторах.
17. Термодинамічні принципи використання теплоти відхідних газів.
18. Підвищувальний термохімічний трансформатор. Принцип роботи.
19. Утилізація теплоти відхідних газів у газотурбінних установках.
20. Принцип роботи термохімічного трансформатора розкладу.
21. Утилізація теплоти відхідних газів у двоконтурній комбінованій утилізаційній установці.

22. Принцип роботи термохімічного трансформатора теплоти зі струминним абсорбером.

23. Принципи використання теплоти відпрацьованої та вторинної пари.

24. Принцип роботи знижувального ТХТ для одержання холоду.

Тестові питання:

1. Згідно з законами термодинаміки, під час перенесення тепла від середовища з вищою температурою T до середовища з нижчою температурою T_0 найбільший ступінь перетворення тепла у роботі відповідає коефіцієнту корисної дії: а) зворотного циклу Карно; б) циклу повітряної холодильної машини; в) теплового насоса; г) зворотного циклу Ренкіна.

2. Термодинамічна ефективність холодильних циклів виражається: а) кількістю тепла, що забирають від середовища з вищою температурою T до середовища з нижчою температурою T_0 ; б) відношенням холодопродуктивності Q_0 до затраченої роботи L .

3. Холодильний коефіцієнт показує: а) яка кількість тепла сприймається холодоагентом від охолоджувального середовища на одиницю затраченої роботи; б) зміну температури холодоагента під час охолодження системи на 1 К; в) зміну температури холодоагента під час охолодження системи на 1 °С.

4. Холодильний коефіцієнт показує: а) зміну температури холодоагента під час охолодження системи на 1 °С; б) зміну температури холодоагента під час охолодження системи на 1 К; в) ступінь використання механічної роботи на одержання штучного холоду.

5. Якщо температура системи, яка віддає тепло (холодне джерело) T_2 , нижча від температури довкілля T_c , а температура гарячого джерела (система, яка приймає тепло) $T_1 > T_c$, то такий цикл називається: а) циклом Ренкіна; б) циклом Карно; в) холодильним циклом.

6. Якість теплонасосного зворотного циклу оцінюється:

- а) коефіцієнтом перетворення γ : відношення теплоти Q_1 , яка передається гарячому джерелу, до підведеної енергії ззовні W ;
- б) коефіцієнтом перетворення γ : відношення теплоти Q_1 , яка передається гарячому джерелу, до підведеної температури ззовні T ;
- в) температурою холодоагента T .

7. Теплонасосні і холодильні цикли, які створюють перенесення теплоти від джерела нижчого потенціалу (наприклад, довкілля) до джерела з вищим потенціалом (споживачу) за рахунок споживання первинної енергії: а) є аналогічними щодо циклу теплового двигуна; б) є зворотними щодо циклу теплового двигуна; в) є аналогічними щодо циклу теплового генератора.

8. Механічна енергія використовується у: а) пароструминних термокомпресорах; б) циклах з механічною компресією (механічні термокомпресори).

Розділ 4

Альтернативні джерела енергії

Основними напрямками розвитку енергогенеруючих потужностей в енергетиці країни на найближчу перспективу є технічне переоснащення і реконструкція електростанцій, а також введення нових енергогенеруючих потужностей, насамперед будівництво парогазових установок з ККД 55–60 %, що уможливить підвищення ефективності наявних ТЕС на 25–40 %. Наступним етапом повинно стати спорудження теплових електростанцій з використанням нових технологій спалювання твердого палива із надкритичними параметрами пари для досягнення ККД ТЕС, що дорівнюватиме 46–48 %. Подальший розвиток отримають також атомні електростанції з реакторами нових типів на теплових і швидких нейтронах.

Важливе місце у формуванні енергетики України посідає сектор теплопостачання країни, який є найбільшим за обсягами споживаних енергоресурсів більше як на 45 % від їх загального споживання. У системах централізованого теплопостачання (ЦТ) проводиться більше ніж 71 %, а децентралізованими джерелами – близько 29 % від усього тепла. Електростанції виробляють більше як 34 % від усього тепла, котельні – приблизно 50 %.

Підвищення цін, яке відбулося останніми роками, на органічне паливо (газ, мазут, дизельне паливо) і на його транспортування у віддалені райони і відповідно об'єктивне зростання відпускних цін на електричну і теплову енергію принципово змінюють ставлення до використання НДЕ: геотермальної, вітрової, сонячної.

Так, розвиток геотермальної енергетики в окремих регіонах країни дає змогу вже сьогодні вирішувати проблему електро- і теплопостачання.

До основних напрямків удосконалення і розвитку систем теплопостачання можна зарахувати розширення використання місцевих нетрадиційних поновлюваних джерел енергії і насамперед

геотермального тепла Землі. Вже у найближчі 7–10 років за допомогою сучасних технологій локального тепlopостачання завдяки термальному теплу можна буде заощадити значні ресурси органічного палива.

В останнє десятиліття використання нетрадиційних поновлюваних джерел енергії (НПДЕ) переживає справжній бум. Масштаб застосування цих джерел зріс у кілька разів. Цей напрямок розвивається найінтенсивніше порівняно з іншими напрямками енергетики. Причин цього явища кілька. Насамперед, очевидно, що епоха дешевих традиційних енергоносіїв безповоротно закінчилася. У цій галузі є тільки одна тенденція – зростання цін на усі її види. Не менш значущим є прагнення багатьох країн, позбавлених своєї паливної бази, до енергетичної незалежності. Істотну роль у цьому відіграють екологічні міркування, зокрема з питань викиду шкідливих газів. Активну моральну підтримку застосуванню НПДЕ надає населення розвинених країн.

З цих причин розвиток НПДЕ у багатьох державах – пріоритетне завдання технічної політики в галузі енергетики. У багатьох країнах ця політика реалізується через прийняту законодавчу і нормативну базу, в якій встановлені правові, економічні і організаційні основи використання НПДЕ. Зокрема, економічні основи полягають у різних заходах підтримки НПДЕ на стадії освоєння ними енергетичного ринку (податкові й кредитні пільги, прямі дотації тощо).

4.1. Геотермальна енергетика

Геотермальна енергія – це тепло Землі, яке переважно утворюється внаслідок розпаду радіоактивних речовин у земній корі та мантії. Температура земної кори в глибині підвищується на 2,5–3 °С через кожні 100 м (так званий геотермальний градієнт). Так, на глибині 20 км вона становить близько 500 °С, на глибині 50 км – порядку 700...800 °С. У певних місцях, особливо по краях тектонічних плит материків, а також у так званих “гарячих точках”, температурний градієнт вищий майже в 10 разів, і тоді на глибині

500–1000 м температура порід сягає 300 °С. Однак і там, де температура земних порід не така висока, геотермальних енергоресурсів цілком достатньо.

Енергетичні ресурси (джерела енергії) – це матеріальні об’єкти, в яких зосереджена енергія, придатна для практичного використання людиною. Як згадувалося вище, енергоресурси поділяють на первинні та вторинні. Первинні енергоресурси – це природні ресурси, які не перероблялись і не перетворювались: сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, вода річок і морів, гейзери, вітер тощо.

Своєю чергою, первинні ресурси (або види енергії) поділяють на поновлювані й непоновлювані. Непоновлювані джерела енергії – це природно утворені й нагромаджені у надрах планети запаси речовин, здатних за певних умов звільняти енергію, що міститься у них. Такими є викопне органічне паливо (вугілля, нафта, природний газ, торф, горючі сланці), ядерне паливо. Поновлювані джерела енергії – це такі, відновлення яких постійно здійснюється у природі (сонячне випромінення, біомаса, вітер, вода річок та океанів, гейзери тощо) і які існують на основі постійних чи періодичних у природі потоків енергії, наприклад, сонячне випромінювання (біомаса, енергія Сонця, вітру, хвиль); гравітаційна взаємодія Сонця, Місяця і Землі (наслідком якої є, наприклад, морські припливи та відпливи); тепла енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій і радіоактивного розпаду в її надрах (геотермальна енергія джерел гарячої води – гейзерів). Крім природних джерел поновлюваних енергоресурсів, сьогодні дедалі більшого значення набувають антропогенні, до яких належать теплові, органічні та інші відходи діяльності людства.

Різні види енергетичних ресурсів мають різну якість, для палива її характеризує теплотворна спроможність, тобто скільки енергії (тепла) може виділити це джерело.

Для зручності розрахунків та порівняння різних видів енергоресурсів у країнах СНД, разом з Україною, умовним паливом вважається паливо, при згорянні 1 кг якого виділяється

29,3×106 Дж, чи 7000 ккал. енергії. У деяких розвинених країнах еквівалентом є паливо, під час згоряння якого виділяється 41,9×106 Дж, що становить 10000 ккал і відповідає нафтовому показнику енергомісткості (нафтовий еквівалент, який скорочено подається о.е). З урахуванням цього, можна записати: 1 тонна о.е. = (10000/7000) тонни у.п. = 1,43 тонни у.п.

Усю природну теплоту, яка міститься у земній корі, можна розглядати як геотермальні ресурси двох видів:

- пара, вода, газ;
- розігріті гірські породи.

Гідротермальні джерела енергії поділяються на термальні води, пароводяні суміші та природну пару.

Для отримання теплоти, акумульованої у надрах землі, її спочатку потрібно підняти на поверхню. Для цього бурять свердловини, і якщо вода доволі гаряча, вона піднімається на поверхню у природний спосіб, за нижчої ж температури може знадобитися насос. Геотермальні води – екологічно чисте джерело енергії, що постійно відновлюється. Воно істотно відрізняється від інших альтернативних джерел енергії тим, що його можна використовувати незалежно від кліматичних умов і пори року.

З урахуванням наявних оцінок запасів геотермальної енергії пріоритетними районами в Україні є Керченський пролив, Закарпаття, Прикарпаття (Львівська обл.), Донецька, Запорізька, Луганська, Полтавська, Харківська, Херсонська, Чернігівська та інші області.

В Україні визначено шість пріоритетних напрямків розвитку геотермальної енергетики:

- створення геотермальних станцій для теплопостачання міст, населених пунктів і промислових об'єктів;
- створення геотермальних електростанцій;
- створення систем теплопостачання з підземними акумуляторами теплоти;
- створення сушильних установок;
- створення холодильних установок;
- створення схем геотермального теплопостачання теплиць.

4.2. Основні переваги і недоліки геотермальної енергії

Сучасна затребуваність геотермальної енергії як одного з видів відновлюваної енергії зумовлена виснаженням запасів органічного палива і залежністю більшості розвинених країн від його імпорту (переважно нафти і газу), а також істотним негативним впливом паливної та ядерної енергетики на середовище проживання людини і на природу. Усе ж таки, застосовуючи геотермальну енергію, необхідно повною мірою враховувати її переваги і недоліки.

Основною перевагою геотермальної енергії є можливість її використання у вигляді геотермальної води або суміші води і пари (залежно від їх температури) для потреб гарячого водо- і теплопостачання, для вироблення електроенергії або одночасно для усіх трьох цілей, її практична невичерпність, повна незалежність від умов довкілля, часу доби і року. Тим самим використання геотермальної енергії (поряд з використанням інших екологічно чистих відновлюваних джерел енергії) може зробити істотний внесок у вирішення таких нагальних проблем, як:

- забезпечення постійного тепло- та електропостачання населення у тих зонах нашої планети, де централізоване енергопостачання відсутнє або обходиться занадто дорого (наприклад, у Росії на Камчатці, в районах Крайньої Півночі тощо);
- забезпечення гарантованого мінімуму енергопостачання населення у зонах нестійкого централізованого енергопостачання через дефіцит електроенергії в енергосистемах, запобігання шкоді від аварійних і обмежувальних вимкнень тощо;
- зниження шкідливих викидів від енергоустановок в окремих регіонах зі складним екологічним становищем.

При цьому у вулканічних регіонах планети високотемпературне тепло, що нагріває геотермальну воду до значень температур, що перевищують 140–150 °С, економічно найвигідніше використовувати для вироблення електроенергії. Підземні геотермальні води зі значеннями температур, що не перевищують 100 °С, як правило, економічно вигідно використовувати для потреб

теплопостачання, гарячого водопостачання і для інших цілей, відповідно до рекомендацій, наведених у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Галузі застосування геотермальних вод

Значення температури геотермальної води, °С	Область застосування геотермальної води
Більше 140	Вироблення електроенергії
Менше 100	Системи опалення будівель і споруд
Близько 60	Системи гарячого водопостачання
Менше 60	Системи геотермального теплопостачання теплиць, геотермальні холодильні установки тощо

Звернімо увагу на те, що ці рекомендації у міру розвитку і вдосконалення геотермальних технологій переглядаються з метою використання для виробництва електроенергії геотермальних вод з усіма нижчими температурами. Так, розроблені сьогодні комбіновані схеми використання геотермальних джерел дають змогу використовувати для виробництва електроенергії теплоносії з початковими температурами 70–80 °С, що значно нижче від рекомендованих у табл. 4.1 температур (150 °С і вище). Зокрема, у Санкт-Петербурзькому політехнічному інституті створені гідро-парові турбіни, використання яких на ГеоТЕС уможливило збільшення корисної потужності двоконтурних систем (другий контур – водяна пара) у діапазоні температур 20–200 °С у середньому на 22 %.

Значно підвищується ефективність застосування термальних вод під час їх комплексного використання. При цьому у різних технологічних процесах можна досягти якнайповнішої реалізації теплового потенціалу води, зокрема, і залишкового, а також отримати цінні компоненти, що містяться у термальній воді (йод, бром, літій, цезій, кухонна сіль, глауберова сіль, борна кислота тощо) для їхнього промислового використання.

Основний недолік геотермальної енергії – необхідність зворотного закачування відпрацьованої води у підземний водонесний горизонт. Інший недолік цієї енергії полягає у високій

мінералізації термальних вод більшості родовищ і наявності у воді токсичних сполук і металів, що здебільшого унеможлиблює скидання цих вод у розташовані на поверхні природні водні системи. Ці недоліки геотермальної енергії призводять до того, що для практичного використання теплоти геотермальних вод необхідні значні капітальні витрати на буріння свердловин, зворотне закачування відпрацьованої геотермальної води, а також на створення корозійно-стійкого теплотехнічного обладнання.

Однак у зв'язку з впровадженням нових, менш витратних технологій буріння свердловин, застосуванням ефективних способів очищення води від токсичних сполук і металів капітальні витрати на відбір тепла від геотермальних вод безперервно знижуються. До того ж варто мати на увазі, що геотермальна енергетика останнім часом істотно просунулася у своєму розвитку. Так, останні розробки показали можливість вироблення електроенергії за температури пароводяної суміші нижче 80 °С, що дає змогу набагато ширше застосовувати ГеоТЕС для вироблення електроенергії. У зв'язку з цим очікується, що в країнах зі значним геотермальним потенціалом, і передусім у США, потужність ГеоТЕС найближчим часом подвоїться.

Ще більше вражає створена кілька років тому нова, розроблена австралійською компанією *Geodynamics Ltd*, справді революційна технологія будівництва ГеоТЕС, – так звана технологія *Hot-Dry-Rock*, яка істотно підвищує ефективність перетворення енергії геотермальних вод в електроенергію. Суть цієї технології полягає у такому.

До останнього часу у термоенергетиці непорушним вважався головний принцип роботи усіх геотермальних станцій, що полягає у використанні природного виходу пари з підземних резервуарів і джерел. Австралійці відступили від цього принципу і вирішили самі створити “гейзер”. Для створення такого гейзера австралійські геофізики відшукали у пустелі на південному сході Австралії точку, де тектоніка та ізолюваність скельних порід створюють аномалію, яка цілий рік підтримує в окрузі дуже високу темпе-

ратуру. За оцінками австралійських геологів, гранітні породи, що залягають на глибині 4,5 км, розігріваються до 270 °С, і тому, якщо на таку глибину через свердловину закачати під великим тиском воду, вона, повсюдно проникаючи у тріщини гарячого граніту, буде їх розширювати, одночасно нагріваючись, а потім іншою пробуреною свердловиною підніматиметься на поверхню. Після цього нагріту воду можна буде без особливих зусиль збирати у теплообміннику, а отриману від неї енергію використовувати для випаровування іншої рідини з нижчою температурою кипіння, пара якої, своєю чергою, і приведе в дію парові турбіни. Вода, яка віддала геотермальне тепло, знову буде направлена через свердловину углиб землі, і цикл у такий спосіб повториться. Принципову схему отримання електроенергії за технологією, запропонованою австралійською компанією *Geodynamics Ltd.*, показано на рис. 4.1.

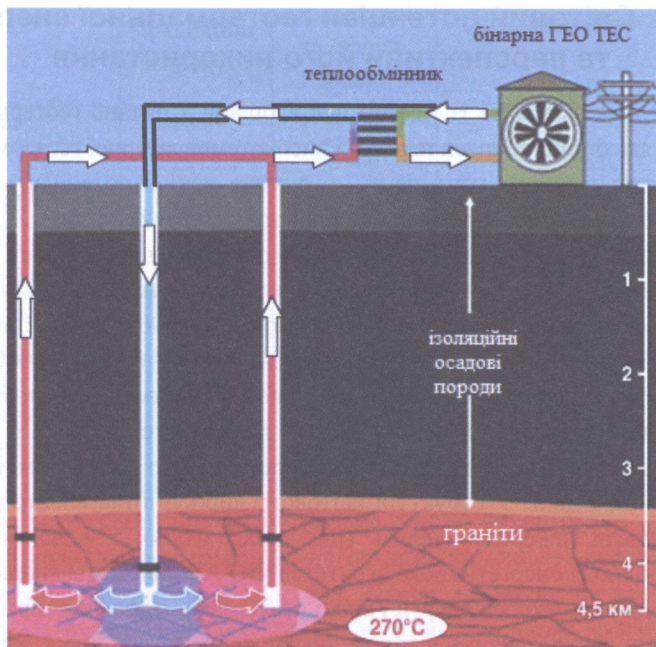


Рис. 4.1. Схема бінарної GEO ТЕС

Безумовно, реалізувати цю технологію можна не у будь-якому місці, а тільки там, де залягає на глибині граніт, що нагрівається до температури не менше 250–270 °С. Під час застосування такої технології ключову роль відіграє температура, зниження якої на 50 °С, за оцінками учених, вдвічі підвищить вартість електроенергії.

Для підтвердження прогнозів фахівці компанії *Geodynamics Ltd.* вже пробурили дві свердловини завглибшки по 4,5 км кожна і одержали доказ того, що на цій глибині температура досягає шуканих 270–300 °С. Сьогодні проводяться роботи з оцінювання загальних запасів геотермальної енергії у цій аномальній точці півдня Австралії. За попередніми розрахунками у цій аномальній точці можна отримувати електроенергію потужністю більше як 1 ГВт, причому вартість цієї енергії буде вдвічі дешевша від вартості вітрової енергії та у 8–10 разів дешевша від сонячної.

4.3. Світовий потенціал геотермальної енергії та перспективи його використання

Група експертів із Всесвітньої асоціації з питань геотермальної енергії, яка оцінила запаси низько- і високотемпературної геотермальної енергії для кожного континенту, отримала дані з потенціалу різних типів геотермальних джерел нашої планети (табл. 4.2).

Як бачимо з табл. 4.2, потенціал геотермальних джерел енергії колосальний. Проте використовується він незначно: встановлена потужність ГеоТЕС в усьому світі на початок 1990-х років становила усього близько 5000, а на початок 2000-х років – близько 6000 МВт, істотно поступаючись за цим показником більшості електростанцій, що працюють на інших поновлюваних джерелах енергії. Та й вироблення електроенергії на ГеоТЕС у цей період було незначним. Про це свідчать такі дані. У структурі світового виробництва електроенергії поновлювані джерела енергії (до яких, згідно з класифікацією Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), належать: спалювання поновлюваних джерел енергії і відходів біомаси, гідро-, геотермальна і сонячна енергія, енергія вітру, а також енергія припливів морських хвиль океанів) у 2000 р. забезпечили 19 % від загальносвітового

виробництва електроенергії – відразу після вугілля (39 %), випередивши атомну енергетику (17 %), природний газ (17 %) і нафту (8 %). При цьому, незважаючи на значні темпи розвитку, геотермальна, сонячна і вітрова енергії становили у 2000 р. менше ніж 3 % від загального обсягу використання енергії, одержуваної від поновлюваних джерел.

Таблиця 4.2

Світовий потенціал геотермальної енергії

Назва континенту	Тип геотермального джерела:		
	Високотемпературний, використовується для виробництва електроенергії, ТДж / рік		Низькотемпературний, використовується у вигляді теплоти, ТДж / рік (нижня межа)
	традиційні технології	традиційні та бінарні технології	
Європа	1830	3700	>370
Азія	2970	5900	>320
Африка	1220	2400	>240
Північна Америка	1330	2700	>120
Латинська Америка	2800	5600	>240
Океанія	1050	2100	>110
Світовий потенціал	11200	22400	>1400

Проте сьогодні геотермальна електроенергетика розвивається прискореними темпами, не останньою чергою через швидке збільшення вартості нафти і газу. Цьому розвитку багато в чому сприяють прийняті у багатьох країнах світу урядові програми, що підтримують цей напрямок розвитку геотермальної енергетики.

Відзначимо, що геотермальні ресурси розвідані у 80 країнах світу і в 58 з них активно використовуються. Найбільшим виробником геотермальної електроенергії є США, де геотермальна електроенергетика як одне з альтернативних джерел енергії має особливу урядову підтримку. У США в 2005 р. на ГеоТЕС було вироблено близько 16 млрд кВт·год електроенергії на таких основних промислових зонах, як зона Великих гейзерів, розташована у 100 км на північ від Сан-Франциско (1360 МВт встановленої потужності), північна частина Солоного моря у центральній Каліфорнії (570 МВт встановленої потужності), Невада (235 МВт встановленої потужності) та ін. Геотермальна електроенергетика бурхливо розвивається також у багатьох інших країнах, зокрема: на Філіппінах, де на ГеоТЕС на початок 2003 р. було встановлено 1930 МВт електричної потужності, що дало змогу забезпечити близько 27 % потреб країни в електроенергії; в Італії, де у 2003 р. діяли геотермальні енергоустановки загальною потужністю 790 МВт; в Ісландії, де діють п'ять теплофікаційних ГеоТЕС загальною електричною потужністю 420 МВт, що виробляють 26,5 % від усієї електроенергії в країні; в Кенії, де в 2005 р. діяли три ГеоТЕС загальною електричною потужністю 160 МВт і були розроблені плани щодо доведення цих потужностей до 576 МВт. Перелік держав, де прискореними темпами розвивається геотермальна електроенергетика, безумовно, можна продовжити, увівши до них також Росію і Україну (про що йтиметься нижче).

Характеризуючи розвиток світової геотермальної електроенергетики як невід'ємної складової частини відновлюваної енергетики на віддаленішу перспективу, зазначимо таке. Згідно з прогнозними розрахунками, у 2030 р. очікується деяке (до 12,5 % порівняно з 13,8 % – у 2000 р.) зниження частки поновлюваних джерел енергії у загальносвітовому обсязі виробництва енергії. При цьому енергія Сонця, вітру і геотермальних вод розвиватиметься прискореними темпами, щорічно збільшуючись у середньому на 4,1 %, однак внаслідок “низького” старту їх частка у структурі поновлюваних джерел і в 2030 р. буде залишатися найменшою.

4.4. Геотермальні електростанції

Є два види геотермальних станцій: перші для генерування струму використовують пару, другі – перегріті геотермальні води. У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну або генератор для вироблення електроенергії. На станціях іншого типу використовуються геотермальні води з температурою понад 190 °С. Вода у природний спосіб піднімається вгору свердловиною, подається у сепаратор, де внаслідок зменшення тиску частина її кипить і перетворюється на пару. Пара спрямовується в генератор або турбіну і виробляє електрику. Це найпоширеніший тип геотермальної електростанції.

Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики у майбутньому можливі лише у разі одержання теплової енергії безпосередньо з гірських порід. У цьому випадку у місцях, де знайдено сухі гарячі скельні породи, бурять паралельні свердловини, між якими утворюють систему тріщин. Тобто фактично формується штучний геотермальний резервуар, в який подається холодна вода з подальшим отриманням пари або пароводяної суміші.

4.5. Геотермальні теплові насоси

Середня температура Землі на глибині 3–5 м упродовж року становить 10–13 °С і вище. Цим можна скористатися для опалення й охолодження будинків, виробничих приміщень, тваринницьких ферм за допомогою теплообмінників і теплонасосних установок, що дає змогу заощаджувати до 50–70 % теплоти, яка використовується для створення оптимального температурного режиму у приміщеннях. Для цього у землі за певною схемою прокладають канали для руху повітря або закопують труби, у які подається вода (чи інший теплоносіє). Незалежно від того, що циркулює у такій системі, за рахунок теплообміну з землею такий тепловий насос може поглинати тепло землі й передавати його у будинок у холодну пору року або переміщати тепло з будинку в землю у спекотну пору.

У деяких випадках використання теплового геотермального насоса дає змогу зекономити до 2/3 енергії, що використовується для опалення.

Теплонасосна опалювальна система складається з таких елементів:

- А – тепловий насос;
- В – розподільник теплоносія: зворотна магістраль;
- С – розподільник теплоносія: магістраль, що його подає;
- D – земляний зонд;
- E – колекторний колодязь;
- F – контур опалення.

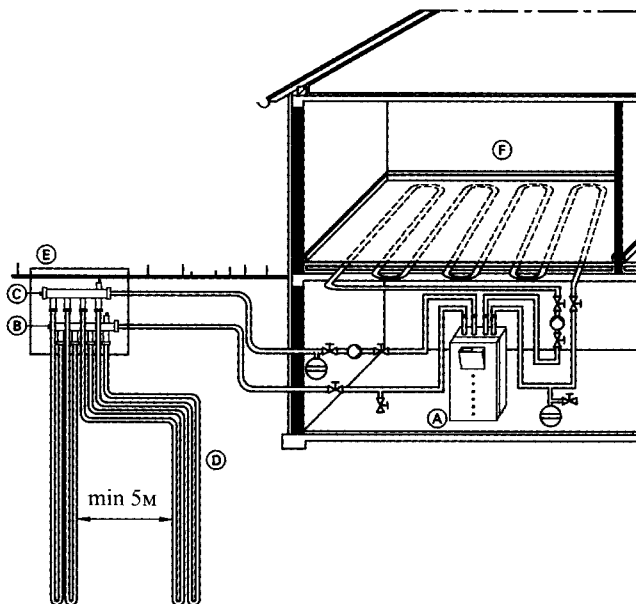


Рис. 4.2. Схема геотермального теплового насоса

Первинний контур – поліетиленова труба U-подібної форми, занурена у свердловину. Трубою циркулює рідина, що не замерзає (розсіл). У результаті циркуляції до другого контуру теплового насоса надходить рідина з температурою 8 °С (температура Землі).

Рідина передає свою температуру ($8\text{ }^{\circ}\text{C}$) другому контуру. У другому контурі циркулює фреон. (Відмінна особливість фреону полягає у тому, що за температури вище $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ він з рідкого стану переходить у газоподібний). Рідкий фреон, отримуючи від первинного контуру температуру $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, переходить у газоподібний стан. Далі газоподібний фреон надходить у компресор, де газ стискається з 4 до 26 атмосфер. За такого стиснення він нагрівається від 8 до $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Це найважливіший етап роботи теплового насоса. Саме на цьому етапі відбувається перетворення енергії великого об'єму газу з температурою $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ у малий об'єм газу з температурою $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. При цьому загальна енергія газу до і після компресора залишається незмінною. Просто він перетворився на згусток енергії, якій нікуди подітися. Так відбувається нагрівання газу до $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Енергія газу (фреон), розігрітого до $75\text{ }^{\circ}\text{C}$, передається у третій контур – систему опалення та гарячого водопостачання будинку. У процесі передачі енергії газу третьому контуру після втрат ($10\text{--}15\text{ }^{\circ}\text{C}$) опалювальний контур нагрівається до температури $60\text{--}65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Газ (фреон), віддавши свою енергію опалювальному контуру, охолоджується до $30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$. При цьому він, як і раніше, знаходиться під тиском у 26 атмосфер. Потім відбувається зниження тиску до 4 атмосфер (так званий ефект дроселювання). У результаті спаду тиску відбувається значне охолодження газу (ефект зворотного підвищення температури за збільшення тиску). Він охолоджується до $0\text{--}3\text{ }^{\circ}\text{C}$ і стає рідиною. Температура фреону $0\text{--}3\text{ }^{\circ}\text{C}$ передається теплоносію первинного контуру, який відносить її вглиб землі. Проходячи свердловиною, теплоносієм нагрівається і виходить на поверхню землі з температурою $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, яка знову подається на другий контур.

А в цей час відбувається процес завершення циклу у другому контурі. Рідкий фреон з температурою $0\text{--}3\text{ }^{\circ}\text{C}$ знову стикається з первинним контуром, що приносить із землі $8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Процес повторюється.

4.6. Потенціал геотермальної енергії України

Україна має значні ресурси геотермальної енергії, загальний потенціал яких у Програмі державної підтримки розвитку нетради-

ційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- та тепло-енергетики оцінюється в 438109 кВт-год на рік, що еквівалентно запасам палива обсягом 50 106 т у.п.

Геотермальні ресурси України – це насамперед термальні води і тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім того, до перспективних щодо використання у промислових масштабах можна зарахувати ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафто-газових родовищ.

Доволі перспективним напрямком енергоощадної технологічної політики, що дає змогу забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціювання повітря у житлових та громадських будівлях і спорудах у містах і в сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі у різних галузях промисловості та сільського господарства.

Одним із перспективних напрямків розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться у геотермальних теплоносіях.

Геотермальні установки потребують менших ділянок землі, ніж передбачено під енергетичні установки інших типів. Для цього можуть бути придатними землі будь-якого класу, разом з землями сільськогосподарського призначення. Використання тільки геотермальної енергії до глибини 10 км дає змогу одержати кількість енергії, що більш ніж у 500 разів перевищує усі світові викопні енергетичні запаси. У 2001 р. потужність електростанцій, які використовують геотермальні ресурси, в усьому світі становила понад 9000 ТВт.

4.7. Вітроенергетика України

Упродовж року на планету надходить енергії в 15 тис разів більше від обсягів нинішнього споживання енергії усіма країнами світу. На енергію вітру перетворюється близько 3 % від енергії сонячного випромінювання, а отже, ресурси енергії вітру на Землі приблизно у 50 разів більші за сумарні енергетичні потреби людства.

Енергію вітру людина використовує з незапам'ятних часів, спочатку це був парус, потім вітровий млин. Сучасні вітряки, що виробляють електрику, з'явилися лише у ХХ ст. У 1930-х роках у Криму була побудована найбільша вітрова енергогенеруюча установка (ВЕУ) потужністю 100 кВт, незабаром була спроектована і ВЕУ потужністю 5 тис кВт, але війна перервала цей проект. Перші дві ВЕУ сучасної конструкції потужністю 100 кВт з'явилися у Данії в період між світовими енергетичними кризами 1973 та 1979 рр. Інтенсивному розвитку вітроенергетики великою мірою сприяли її комерціалізація та державна підтримка, насамперед права. Сучасні ВЕУ мегаватного класу потужності за термін їх експлуатації спроможні до 3–4 разів повернути затрачені на них кошти. Динаміка розвитку галузі та основні тенденції ринку вітроенергетики показано на рис. 4.3.

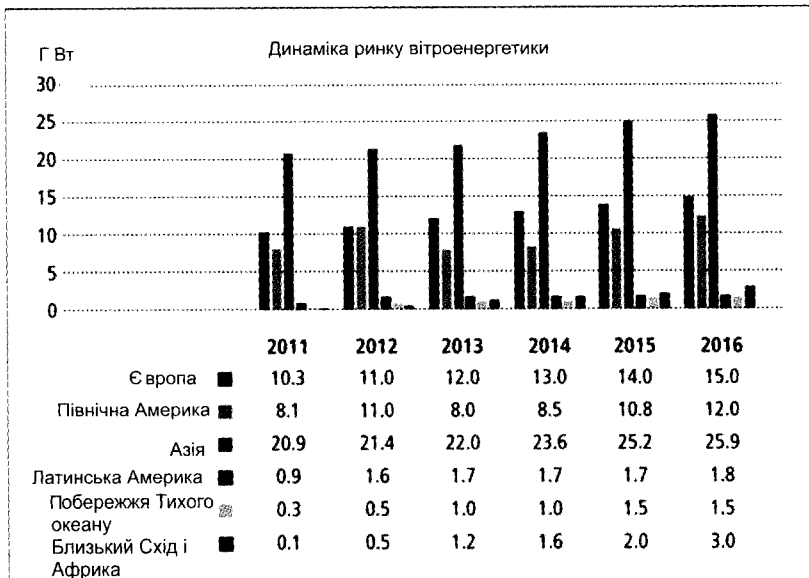


Рис. 4.3. Основні тренди розвитку вітроенергетики у світі на наступні кілька років

Сьогодні на українських підприємствах щомісяця випускається 10 турбін USW 56-100, сертифікованих Держстандартом України. На 1 січня 2000 р. в експлуатації знаходяться Донузлавська ВЕС встановленою потужністю 10,7 МВт, Сакська ВЕС – 2,5 МВт, Новоазовська ВЕС (Донецька обл.) – 3,3 МВт, перша черга Трускавецької ВЕС – 0,75 МВт.

Номінальна потужність – 107,5 кВт.

Генератор – асинхронний, трифазний, змінного струму 380 В, 50 Гц, номінальна потужність – 110 кВт.

Кількість лопатей – 3.

Розміщення лопатей – підвітрове.

Матеріал лопатей – склопластик.

Діаметр ротора – 17 м.

Швидкість обертання ротора – 72 об/хв.

Система орієнтації – пасивна.

Трансмісія – двоступінчастий підвищувальний редуктор з передатним числом 1:20.

Башта – зі сталевого прокату, решітчаста, оцинкована, заввишки 18 м.

Спосіб регулювання потужності – автоматична зміна кута атаки лопатей.

Кожна турбіна оснащена вбудованим мікропроцесорним контролером.

Мінімальна стартова швидкість вітру – 5 м/с.

Максимальна експлуатаційна швидкість вітру – 22 м/с.

Неруйнівна швидкість вітру – 56 м/с.

Маса:

гондола – 3700 кг;

башта – 4700 кг;

лопати – 165 кг.

Віротурбіни об'єднують у ВЕС за допомогою комп'ютерної системи управління, що здатна контролювати роботу 250 турбін.

Україна має потужні ресурси вітрової енергії: річний технічний вітроенергетичний потенціал становить 30 млрд кВт·год.

В умовах України за допомогою вітроустановок можливим є використання 15–19 % від річного обсягу енергії вітру, що проходить крізь перетин поверхні вітроколеса. Очікувані обсяги виробництва електроенергії з 1 м² перетину площі вітроколеса у перспективних регіонах становлять 800–1000 кВт·год/м² за рік.

Вітроустановки найдоцільніше застосувати у регіонах України із середньою швидкістю вітру 5 м/с: на Азовсько-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, АР Крим та в районі Карпат.

4.8. Сонячна енергетика

Енергія сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, становить близько 1,2 МВт·год/м², причому тільки менше 1 % цієї енергії належить до ресурсів, які економічно доцільно використовувати. Відповідно до досліджень, можливий економічний потенціал розвитку сонячної генерації в Україні становить близько 4 ГВт. Беручи до уваги досвід із впровадження СЕС європейських країн з подібним рівнем сонячного випромінювання, а також, з огляду на зниження собівартості будівництва сонячних електростанцій (СЕС) унаслідок розвитку технологій, цільовий рівень встановленої потужності СЕС в Україні до 2030 р. зможе становити 1,5–2,5 ГВт, а рівень їх вироблення – до 2–3,3 ТВт·год на рік за значного зниження вартості будівництва споруд для цього виду генерації.

Сонце є основним джерелом енергії, що забезпечує існування життя на Землі. Унаслідок реакцій ядерного синтезу в його активному ядрі досягаються температури до 10⁷ К. При цьому поверхня Сонця має температуру близько 6000 К. Електромагнітним випромінюванням сонячна енергія передається у космічному просторі і досягає поверхні Землі з потужністю близько 1,2–10¹¹ Вт. Одержання такої енергії упродовж однієї години достатньо, щоб задовольнити енергетичні потреби усього населення земної кулі протягом року. Максимальна густина потоку

сонячного випромінювання, що приходить на Землю, становить приблизно 1 кВт/м^2 . Залежно від місця, часу доби і погоди потоки сонячної енергії змінюються від 3 до 30 МДж/м^2 у день.

Для створення комфортних умов життя одній людині в середньому потрібно приблизно 2 кВт на добу, або близько 170 МДж електроенергії. Якщо прийняти ефективність перетворення сонячної енергії у зручну для споживання форму – 10% та потік сонячної енергії 17 Мдж/м^2 у день, то необхідну для однієї людини енергію можна одержати зі 100 м^2 площі земної поверхні. За середньої щільності населення у містах 500 осіб на 1 км^2 , на одну людину доводиться близько 2000 м^2 земної поверхні. Тобто достатньо усього 5% від цієї площі, щоб за рахунок сонячної енергії задовольнити енергетичні потреби людини.

Для характеристики сонячного випромінювання і взаємодії його з речовиною використовуються такі основні величини:

- потік випромінювання – енергія, що випромінюється електромагнітними хвилями за одну секунду через одиницю довільної поверхні [$\text{Дж/с}=\text{Вт}$];

- щільність потоку випромінювання (енергетична освітленість) – відношення потоку випромінювання до площі поверхні, що опромінюється. Щільність потоку випромінювання від Сонця, що падає на перпендикулярний до нього майданчик 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 у тому самому спектральному інтервалі. Залежить він від частоти (довжини хвилі) випромінювання, природи і температури тіла. Тіло, для якого коефіцієнт поглинання дорівнює одиниці, поглинає все випромінювання, що падає на нього, і називається абсолютно чорним тілом;

- відбивна здатність тіла – відношення потоку випромінювання, відбитого поверхнею тіла, до потоку, що падає на його поверхню. Для поверхонь, що розсіюють сонячне випромінювання, цю величину називають альбедо.

Сонячні водопідігрівники (геліоводопідігрівники)

Перетворення сонячної енергії на теплову забезпечується за рахунок здатності атомів речовини поглинати електромагнітне випромінювання. При цьому енергія електромагнітного випромінювання перетворюється на кінетичну енергію атомів і молекул речовини, тобто на теплову енергію. Результатом цього є підвищення температури тіла.

Напівпровідникові фотоелектричні перетворювачі енергії

Найефективнішими з енергетичного погляду пристроями для перетворення сонячної енергії на електричну є напівпровідникові фотоелектричні перетворювачі (ФЕП), оскільки це є прямий, одноступінчастий перехід енергії. ККД вироблених у промислових масштабах фотоелементів у середньому становить 16 %, у кращих зразків – до 25 % [1]. У лабораторних умовах уже досягнуто ККД 40,7 % [2].

Фізичний принцип роботи фотоелемента

Перетворення енергії в ФЕП ґрунтується на фотоелектричному ефекті, який виникає в неоднорідних напівпровідникових структурах за впливу на них сонячного випромінювання.

Неоднорідність структури ФЕП може бути отримана легуванням одного і того самого напівпровідника різними домішками (створення *pn*-переходів) або з'єднанням різних напівпровідників з неоднаковою шириною забороненої зони – енергії відриву електрона з атома (створення гетеропереходів), або ж за рахунок зміни хімічного складу напівпровідника, що призводить до появи градієнта ширини забороненої зони (створення варізонних структур). Можливі також різні комбінації перерахованих способів.

Ефективність перетворення залежить від електрофізичних характеристик неоднорідної напівпровідникової структури, а також оптичних властивостей ФЕП, серед яких найважливішу роль відіграє фотопровідність. Вона зумовлена явищами внутрішнього фото-ефекту у напівпровідниках через опромінення їх сонячним світлом.

Основні незворотні втрати енергії в ФЕП пов'язані з:

- відображенням сонячного випромінювання від поверхні перетворювача;

- проходженням частини випромінювання через ФЕП без поглинання у ньому світла;
- розсіюванням на теплових коливаннях ґратки надлишкової енергії фотонів;
- рекомбінацією фотопари на поверхнях і в об'ємі ФЕП;
- внутрішнім опором перетворювача;
- деякими іншими фізичними процесами.

Для зменшення усіх видів втрат енергії в ФЕП розробляються і успішно застосовуються різні заходи. До них належать:

- використання напівпровідників з оптимальною для сонячного випромінювання шириною забороненої зони;
- спрямоване поліпшення властивостей напівпровідникової структури її оптимальним легуванням і створенням вбудованих електричних полів;
- перехід від гомогенних до гетерогенних і варізонних напівпровідникових структур;
- оптимізація конструктивних параметрів ФЕП (глибини залягання *pn*-переходу, товщини базового шару, частоти контактної сітки тощо);
- застосування багатофункціональних оптичних покриттів, які забезпечують просвітлення, терморегулювання і захист ФЕП від космічної радіації;
- розробка ФЕП, прозорих у довгохвильовій області сонячного спектра за краєм основної смуги поглинання;
- створення каскадних ФЕП із спеціально підібраних за шириною забороненої зони напівпровідників, що дають змогу перетворювати у кожному каскаді випромінювання, що пройшло через попередній каскад, тощо.

Також істотного підвищення ККД ФЕП вдалося домогтися за рахунок створення перетворювачів з двосторонньою чутливістю (до +80 % до вже наявного ККД одного боку), застосування люмінісцентно перевипромінювальних структур, попереднього розкладу сонячного спектра на дві або більше спектральні області за допомогою багатшарових плівкових світлоподільників (діхро-

нічних дзеркал) з подальшим перетворенням кожної ділянки спектра окремим ФЕП тощо.

Фотоелементи промислового призначення

На сонячних електростанціях (СЕС) можна використовувати різні типи ФЕП, однак не усі вони задовольняють комплекс вимог до цих систем:

- висока надійність за тривалого (до 25–30 років) ресурсу роботи;
- висока доступність сировини і можливість організації масового виробництва;
- прийнятні, з погляду термінів окупності, витрати на створення системи перетворення;
- мінімальні витрати енергії і маси, пов'язані з управлінням системою перетворення і передачі енергії (космос), разом з орієнтацією і стабілізацією станції загалом;

- зручність техобслуговування.

Деякі перспективні матеріали важко отримати в необхідних для створення СЕС кількостях через обмеженість природних запасів вихідної сировини або складності його переробки. Окремі методи поліпшення енергетичних і експлуатаційних характеристик ФЕП, наприклад, за рахунок створення складних структур, несумісні з можливостями організації їх масового виробництва за низької вартості тощо.

Висока продуктивність може бути досягнута лише за організації повністю автоматизованого виробництва ФЕП, наприклад, на основі стрічкової технології та створення розвиненої мережі спеціалізованих підприємств відповідного профілю, тобто фактично цілої галузі промисловості, що за масштабами дорівнює сучасній радіоелектронній промисловості. Виготовлення фотоелементів та збирання сонячних батарей на автоматизованих лініях забезпечать багаторазове зниження собівартості батарей.

Найімовірнішими матеріалами для фотоелементів СЕС вважаються кремній, Cu (In, Ga) Se_2 і арсенід галію (GaAs), причому в останньому випадку йдеться про гетерофотоперетворювачі (ГФП) зі структурою AlGaAs-GaAs .

Сонячні колектори

Сонячні колектори призначені для перетворення сонячної енергії на теплову для підігрівання води на побутові потреби та підтримку системи опалення. Завдяки конструктивним удосконаленням та високому коефіцієнту абсорбції (95 %) сонячні колектори ефективно працюють майже 9 місяців на рік. Скло колекторів ударостійке та гарантує механічну стійкість до атмосферних опадів (граду) чи потрапляння у них твердих предметів. Використання рідини (розчину гліколю), що не замерзає, забезпечує роботу колекторів за низьких температур повітря – до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Системи сонячного теплопостачання, якщо вони правильно розраховані та якісно змонтовані, вважаються одними із найнадійніших та найдовговічніших.

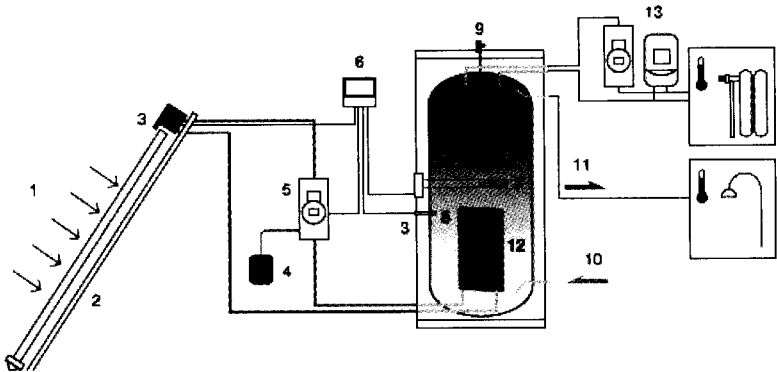


Рис. 4.4. Схема сонячного колектора: 1 – сонячні промені; 2 – вакуумний колектор; 3 – датчик температури № 1; 4 – бак скидання надлишкового тиску; 5 – центр управління; 6 – контролер; 7 – електронагрівач, 8 – датчик температури № 2; 8 – запобіжний клапан; 9 – вхідний отвір (холодна вода); 11 – вихідний отвір (гаряча вода); 12 – накопичувальний резервуар з двома теплообмінниками; 13 – основний контур опалення

Досвід експлуатації ССГВП (сонячних систем гарячого водопостачання) засвідчив, що 1 м^2 сонячного колектора дає економію від 0,1 до 0,2 т умовного палива за сезон залежно від географічної широти місцевості. Це дає змогу стверджувати, що у

разі великомасштабного використання ССГВП можна забезпечити значну економію паливно-енергетичних ресурсів та повністю задовольнити комунально-побутові потреби населення України у гарячому водопостачанні у літньо-осінній період.

Найперспективнішою у комерційному сенсі є організація випуску в Україні дешевих сонячних систем для забезпечення потреб індивідуальних споживачів (наприклад, власників приватних будинків у сільській місцевості), які створюють ринок збуту такої продукції.

4.9. Термоядерна енергетика: надія людства

Ядро атома, як ми знаємо, складається з протонів і нейтронів (= нуклонів). Для того, щоб від атома відірвати усі нейтрони і протони, потрібно затратити певну енергію – енергію зв'язку ядра. Ця енергія відрізняється у різних ізотопів, і за ядерних реакцій баланс енергії повинен зберігатися. Якщо побудувати графік енергії зв'язку для всіх ізотопів (з розрахунку на 1 нуклон), отримаємо графік, зображений на рис. 4.5.

З рис. 4.5 бачимо, що отримувати енергію ми можемо, або розділяючи важкі атоми (на зразок ^{235}U), або поєднуючи легкі.

Найімовірнішими у практичному розумінні є такі реакції синтезу:

1. $2\text{D}+3\text{T} \rightarrow 4\text{He} (3.5 \text{ MeV}) + \text{n} (14.1 \text{ MeV})$.
2. $2\text{D}+2\text{D} \rightarrow 3\text{T} (1.01 \text{ MeV}) + \text{p} (3.02 \text{ MeV})$ 50 %.
 $2\text{D}+2\text{D} \rightarrow 3\text{He} (0.82 \text{ MeV}) + \text{n} (2.45 \text{ MeV})$ 50 %.
3. $2\text{D}+3\text{He} \rightarrow 4\text{He} (3.6 \text{ MeV}) + \text{p} (14.7 \text{ MeV})$.
4. $\text{p}+^{11}\text{B} \rightarrow 3\text{He} + 8.7 \text{ MeV}$.

У цих реакціях використовуються Дейтерій (D) – його можна одержувати прямо з морської води, Тритій (T) – радіоактивний ізотоп водню, сьогодні його отримують як відходи звичайних ядерних реакторів, можна його синтезувати з літію. Гелій-3 – знаходиться на Місяці. Бор-11 – природний бор, який на 80 % складається з бору-11. p (протій, атом водню) – звичайний водень.

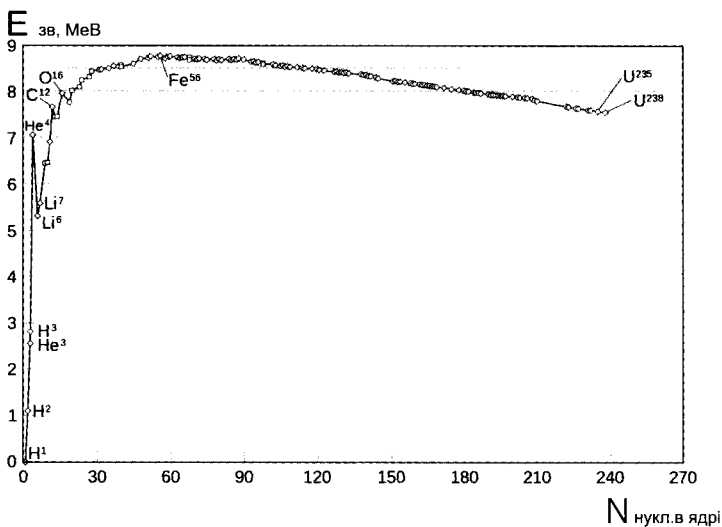


Рис. 4.5. Енергії зв'язку для ізоотопів

Для порівняння, за розподілу ^{235}U виділяється ~ 202.5 MeV енергії, тобто набагато більше, ніж за реакції синтезу з розрахунку на 1 атом (але з розрахунку на кілограм палива переважно термоядерне паливо дає більше енергії).

За реакціями 1 і 2 – виходить дуже багато високоенергетичних нейтронів, які усю конструкцію реактора роблять радіоактивною. А ось реакції 3 і 4 – “без-нейтронні” (aneutronic) – не дають такої радіації. На жаль, побічні реакції все одно існують, наприклад, з реакції 3 дейтерій реагуватиме сам з собою і невелике нейтронне випромінювання все-таки відбуватиметься.

Реакція 4 цікава тим, що в результаті одержимо 3 альфа-частки, з яких теоретично можна напряму знімати енергію (оскільки вони фактично є зарядами, що рухаються, = струм).

Загалом цікавих реакцій доволі багато. Питання полягає лише у тому, наскільки просто їх реально здійснити?

Про складність проведення реакції людство дізналось з розподілу ^{235}U : жодної складності тут немає, оскільки нейтрони не

мають заряду, вони можуть буквально “проповзати” крізь ядро, навіть з дуже маленькою швидкістю. У більшості реакторів розподілу використовуються саме такі теплові нейтрони, у яких швидкість руху порівнянна зі швидкістю теплового руху атомів.

А ось за реакції синтезу, у нас є два ядра, що мають заряд, і вони відштовхуються один від одного. Для того, щоб зближувати їх на потрібну для реакції відстань, потрібно, щоб вони рухалися з достатньою швидкістю. Швидкості такої можна або досягти в прискорювачі (коли усі атоми рухаються з однією оптимальною швидкістю), або нагріванням (коли атоми “літають” у випадкових напрямках з випадковою швидкістю).

На рис. 4.6 зображено графік, на якому показана швидкість ядерної реакції залежно від температури та енергії атомів, що зіштовхуються:

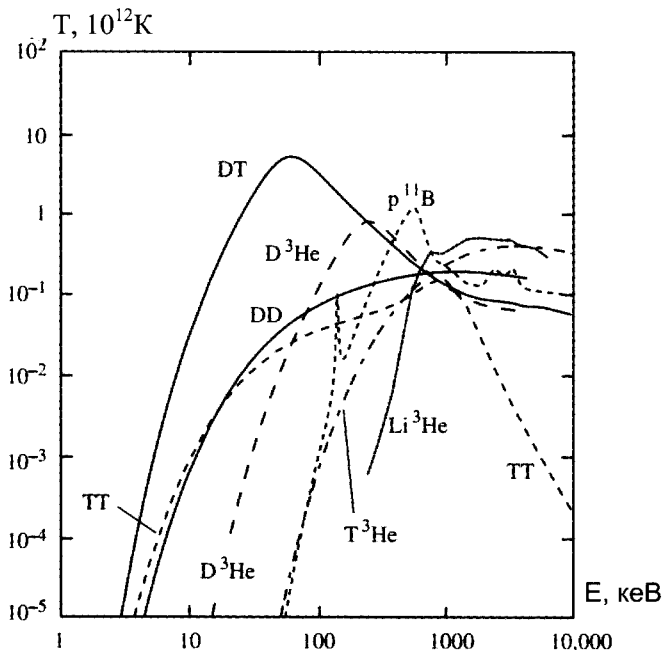


Рис. 4.6. Залежність швидкості реакції від енергії атомів

На рис. 4.7 графік побудовано від температури плазми, із вказуванням на те, що атоми “літають” з випадковою швидкістю.

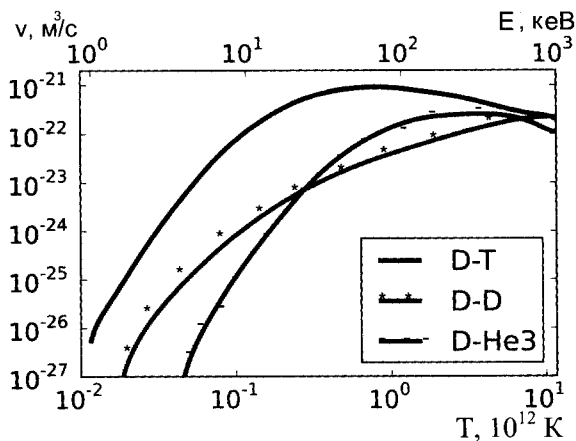


Рис. 4.7. Залежність швидкості реакції від температури

Бачимо, що реакція D+T – “найлегша” (їй потрібні лишень 100 мільйонів градусів), D+D – приблизно у 100 разів повільніша від тих самих температур, D+ $_3$ He відбувається швидше, ніж конкурентна D+D, тільки за температур порядку 1 млрд градусів.

Отже, тільки реакція D+T, хоча б віддалено, але доступна людині, з усіма її недоліками (радіоактивність тритію, складнощі з його отриманням, наведена нейтронами радіація).

Але, як зрозуміло, узяти і нагрівати щось до ста мільйонів градусів і залишити реагувати не можна – будь-які нагріті предмети випромінюють світло і тому швидко встигають. Плазма, нагріта до сотні мільйонів градусів, світиться у рентгенівському діапазоні, але вона прозора для нього. Тобто плазма з такою температурою дуже швидко встигає, і, щоб підтримувати цю температуру, потрібно постійно підводити гігантську енергію для її підтримання.

Утім через те, що у термоядерному реакторі газу дуже мало (наприклад, в ITER усього 0,5 г), усе відбувається не так погано: щоб нагріти 0.5 г водню до 100 млн градусів, потрібно витратити

приблизно стільки ж енергії, скільки для нагрівання 186 л води на 100 градусів.

Є ще критерій Лоусона, який показує, чи реакція даватиме більше енергії, ніж витрачається. Крім температури, важливі ще густина (саме, що вища густина плазми, то швидша реакція) і час утримання плазми (щоб могли прореагувати). Відповідно системи можуть бути імпульсні (*Z-machine*, *NIF*, термоядерний заряд – короткий час реакції, висока температура і густина) і постійні (токамак – низька густина і температура, тривалий час реакції).

Визначимо тепер, як реалізувати термоядерний реактор.

Конструкції термоядерних реакторів

Зірка – природний термоядерний реактор. Гаряча плазма під високим тиском утримується гравітацією, а усе рентгенівське випромінювання – за рахунок величезної густини і розмірів поглинається. Отже, ядро не вистигає навіть за порівняно маленьких швидкостей реакції. Через це у ядрі згоряють не тільки водень і дейтерій, але і набагато важчі елементи. На жаль, таку конструкцію реалізувати нереально.

Лінійні прискорювачі. Ідея проста: беремо мішень з будь-якого зручного дейтериду металу, і в маленькому лінійному прискорювачі розгонимо до потрібної швидкості атоми тритію. Одержуємо справжню термоядерну реакцію з виходом енергії 14.1 МеВ нейтронів. Таке джерело можна використовувати для пошуку нафти і води (наприклад, на марсіанському ровері *MSL* стоїть російське імпульсне джерело нейтронів *DAN*), і як зовнішній імпульсний нейтронний ініціатор – у ядерних зарядах.

На розгін атомів витрачається набагато більше енергії, ніж ми одержуємо в результаті реакції (далеко не усі атоми, що розженуться, реагують). За розрахунками, *DAN*, наприклад, має ККД порядку 0.0016 %.

Токамак (тороїдальна камера з магнітними котушками). Ідея трохи складніша: у плазмовому торі, як у трансформаторі, наводимо струм. Довкола тора – надпровідні магніти, які “стискають” плазму і не дають їй торкатися стінок. Плазма нагрівається мікрохвильовим випромінюванням і резистивним нагріванням від струму, що протікає.

Принцип роботи: токамак за своїм принципом є електрофізичним пристроєм, основним призначенням якого є формування плазми (тобто розігрівання газу до 100 млн градусів), досягнення її високої густини та тривалого збереження у чітко визначеному об'ємі. Це дасть змогу здійснити термоядерну реакцію синтезу ядер гелію з вихідної сировини, ізотопів водню (дейтерію і тритію). Під час реакції повинна виділитись енергія, яка значно перевищує енергію, витрачену на формування плазми.

Токамак, по суті, має вигляд тора: тороїдальна вакуумна камера, на яку намотаний провідник, що формує тороїдальне магнітне поле. Основне магнітне поле у камері-пастці, що містить гарячу плазму, утворюється тороїдальними магнітними котушками. Значну роль в утриманні плазми відіграє плазмовий струм, що протікає уздовж кругового плазмового шнура і створює магнітне поле спеціальної конфігурації (рис. 4.8).

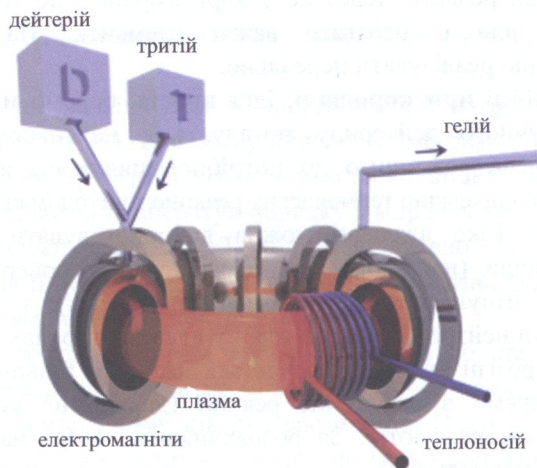


Рис. 4.8. Принцип роботи реактора типу “токамак”

У світі побудовано порядку 300 токамаків, і найбільший з них – міжнародний, що будується за проектом *ITER* (зокрема, і за участю Росії) (рис. 4.9). У ньому повинен бути нарешті досягнутий

показник $Q=10$ (тобто виділення енергії, в 10 разів більшої за затрачувану на нагрівання і утримання плазми). Водневу плазму (тобто без термоядерної реакції) збираються запалити у 2020 р., а розпочати запуски з дейтерій-тритієвою плазмою – у 2027 р., якщо, звичайно, все піде за планом і не трапиться якась чергова криза.

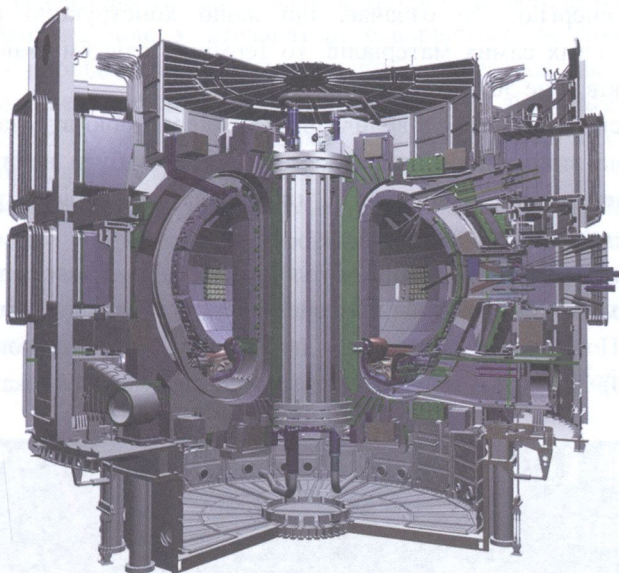


Рис. 4.9. Токамак зсередини

Проблеми токамаків такі (за їх майбутнього промислового використання):

- нестабільність плазми. Розряд нестабільний – десь тонший, десь – товстий, аж до розриву кільця (з припиненням струму), або супроводжується доторканням до стінок. З проблемою боролися збільшенням розмірів камери, додаванням пологої осі камери);

- тритій – дорогий, і його потрібно багато для виробництва енергії. Якщо єдиний нейтрон, що утворюється в реакції $D+T$ за допомогою літію-6, конвертуємо в 1 атом тритію, то неминучих втрат нейтронів тритію буде все менше. Необхідно викорис-

товувати розмноження нейтронів, наприклад, літію-7 або свинцю, якими потрібно обкласти внутрішню стінку реактора (blanket), і діставати звідти у якийсь спосіб тритій.

Потужне нейтронне випромінювання: на ту саму потужність, що виробляється, нейтронний потік у $\sim 5\text{--}10$ разів більший, ніж у звичайних ядерних реакторах, а самі нейтрони мають значно більшу енергію. Це означає, що якщо конструкцію реактора зробити з тих самих матеріалів, то термін її служби становитиме п'ять років, а не 50 (як звичайних реакторів).

Оскільки плазма з величезною температурою втрачає багато енергії на випромінювання, а камера повинна бути великою для забезпечення стабільності, то мінімальна потужність реактора повинна становити сотні мегават.

Стеларатор – “м'який” бублик, де магнітне поле формується зовнішніми магнітами дуже химерної форми і забезпечує стабільність плазми. Порівняно з токамаком – це набагато складніша конструкція (рис. 4.10). За якістю утримання плазми вона поступається токамакам.

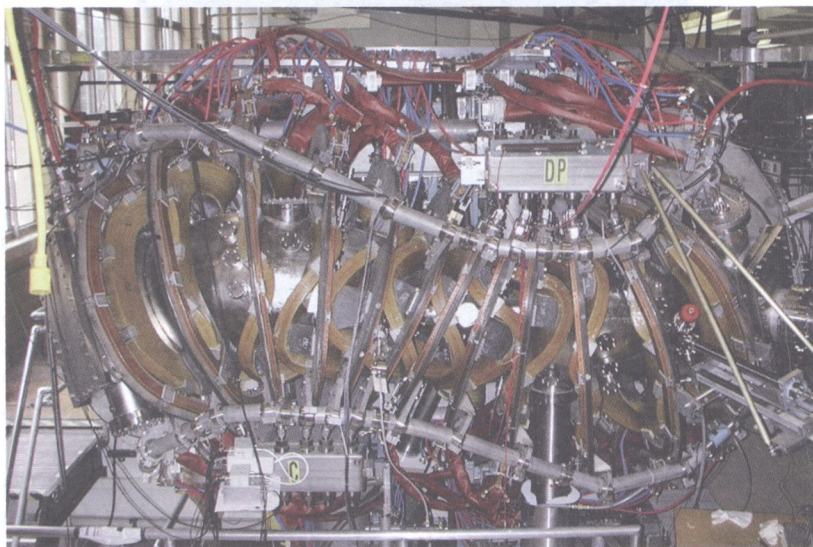


Рис. 4.10. Стеларатор

Принцип роботи. На відміну від токамака, у стелараторі відбувається гвинтове прокручування силових ліній магнітного поля, що необхідне для утримання плазми у торі, яке здійснюється не за рахунок протікання електричного струму плазмовим шнуром, а за допомогою струму у системі зовнішніх обмоток двох типів. Унаслідок цього плазма може утримуватися у стаціонарному стані, що має важливе значення для забезпечення роботи термоядерного реактора.

Магнітне поле у стелараторі створюється за допомогою зовнішніх провідників. Його силові лінії піддаються так званому обертовому перетворенню, в результаті чого ці лінії багато разів обходять тор і утворюють систему замкнених вкладених один в одного тороїдальних магнітних поверхонь.

Обертове перетворення силових ліній може бути здійснене як геометричною деформацією тороїдального соленоїда (наприклад, скручуванням його у “вісімку”), так і за допомогою гвинтових провідників, навитих на тор. У табл. 4.3 наведено перелік пристроїв типу “стеларатор”.

Таблиця 4.3

Діючі стеларатори

Стеларатор	Країна	Місто	Установа	Запуск
1	2	3	4	5
Ураган-3М (У-3М)	Україна	Харків	Національний науковий центр “Харківський фізико-технічний інститут”	1981 р.
Ливень-2М (Л-2М)	Росія	Москва	Інститут загальної фізики ім. А.М. Прохорова РАН	1972 р.; 1995 р.
WEGA	Німеччина	Грайфсвальд	Інститут фізики Макса Планка (IPP)	2001 р.
Helically Symmetric eXperiment (HSX)	США	Медісон	Університет Вісконсин-Медісон	

Продовження табл. 4.3

1	2	3	4	5
Compact Auburn Torsatron (CAT)	США	Оборн, AL	Оборнський університет	1993 р.
TJ-II Flexible Heliac	Іспанія	Мадрид	CIEMAT	1994 р.; 2008 р.
H-1	Австралія	Канберра	Австралійський національний університет	1992 р.
Heliotron J	Японія	Киото	Киотський університет	1980 р.
Large Helical Device (LHD)	Японія	Нагоя	Національний інститут термоядерних досліджень	

Таблиця 4.4

Стеларатори, які припинили роботу

Стеларатор	Країна	Місто	Установа	Роки роботи
Wendelstein 7-AS (W-7AS)	Німеччина	Гархінг	Інститут фізики Макса Планка (IPP)	1988– 2002 рр.
National Compact Stellarator Experiment (NCSX)	США	Прінстон	Прінстонська лабораторія фізики плазми	–

Проекти майбутніх стелараторів

Wendelstein 7-X (W-7X) – Німеччина, Грайфсвальд, Інститут фізики Макса Планка (IPP) (запланована дата завершення спорудження 2015 р.

Quasi-Poloidal Stellarator (QPS) – США, Університет Теннесі, штат Теннесі (знаходиться на стадії проектування).

NIF – *National Ignition Facility* – ідея полягає у тому, щоб сфокусувати світло від 192 імпульсних лазерів на мішені, що оточує капсулу з дейтерій-тритієвою сумішшю. Світло нагріває мішень, яка нагрівається до мільйонів градусів, і рівномірно світлом “обтискає” капсулу з термоядерним паливом.

Національний комплекс лазерних термоядерних реакцій (англ. *National Ignition Facility, NIF*) – науковий комплекс для здійснення керованого термоядерного синтезу з інерційним утриманням плазми (англ. *Inertial confinement fusion, ICF*) за допомогою лазерів (рис. 4.11). Комплекс розташований у Ліверморській національній лабораторії імені Лоуренса у місті Лівермор (штат Каліфорнія, США). Директор проекту *NIF* – Едвард Мозес (англ. *Edward Moses*).

Спорудження комплексу тривало 12 років і коштувало 3,9 млрд доларів США. Про завершення будівництва було повідомлено 31 березня 2009 р. Очікується, що вихід термоядерної енергії на установці вперше перевищить енергію, витрачену на запуск реакції.

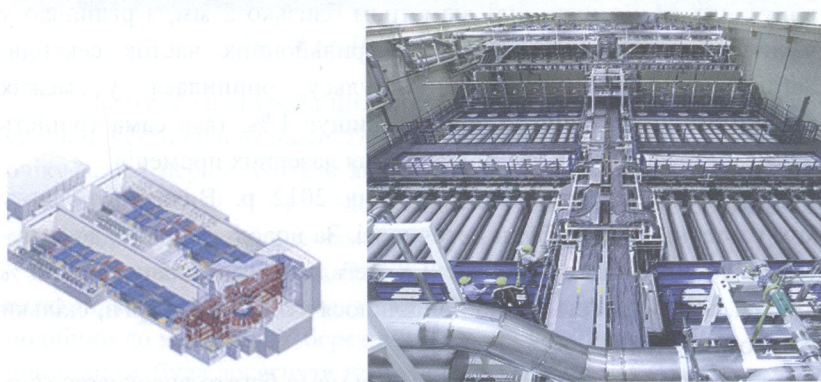


Рис. 4.11. Схема лазерного комплексу термоядерних випробовувань

Технічні характеристики установки

Комплекс складається із 192 потужних лазерів, які одночасно будуть скеровані на міліметрову мішень у золотому циліндрі, де містяться дейтерій та тритій. Потужність лазерної установки – 500 терават. Температура мішені сягатиме десятки мільйонів градусів, при цьому відбудеться її стискання у 1000 разів.

Усі 192 УФ-лазери, що спрямують потік частинок на мішень у центрі цільової камери, беруть свій початок від одного інфрачервоного лазера, промінь якого ділиться на безліч потоків. Кожен з них загалом долає відстань у 300 м, проходячи самостійно ланцюг із велетенських лазерних підсилювачів і перетворювачів частот. Тривалість кожного імпульсу становить від однієї до кількох наносекунд, а узгодженість часу приходу усіх променів до мішені така, що розбіжність між найшвидшим і найповільнішим імпульсом не перевищує 30 пікосекунд. Кожен промінь у кінцевому результаті потрапляє у чітко відведену йому точку на внутрішній поверхні золотого циліндра, наповненого дейтерієм і тритієм.

Лазерний імпульс рекордно високої потужності був реалізований під час експерименту 5 липня 2012 р. За допомогою ультрафіолетових лазерних променів була здійснена передача потужністю більше 500 ТВт і піковою енергією більше як 1,85 МДж. 192 лазери випустили промені по цілі діаметром близько 2 мм, з різницею у часі, що не перевищує кількох трильйонних часток секунди. Загальна енергія лазерного імпульсу опинилася у межах розрахункової з точністю, що перевищує 1 %, така сама точність була забезпечена і під час фокусування лазерних променів.

Проект завершився 30 вересня 2012 р. Виявилося, що у комп'ютерній моделі були неточності. За новою оцінкою, досягнута в *NIF* потужність імпульсу 1.8 мегаджоуля становить 33–50 % від тієї, що вимагається, щоб виділилося стільки ж енергії, скільки її було затрачено.

Sandy Z-machine. Ідея така: візьмемо багато високовольтних конденсаторів і різко розрядимо їх через тоненьку вольфрамову дротину у центрі машини. Речовина миттєво випаровується, а через дротину продовжує протікати величезний струм у 27 мільйонів ампер протягом 95 наносекунд. Плазма, нагріта до мільйонів і мільярдів (!) градусів, випромінює рентгенівське випромінювання і обпалює ним капсулу з дейтерій-тритієвою сумішшю у центрі (енергія імпульсу рентгенівського випромінювання – 2,7 мегаджоулі). Цю установку показано на рис. 4.12.

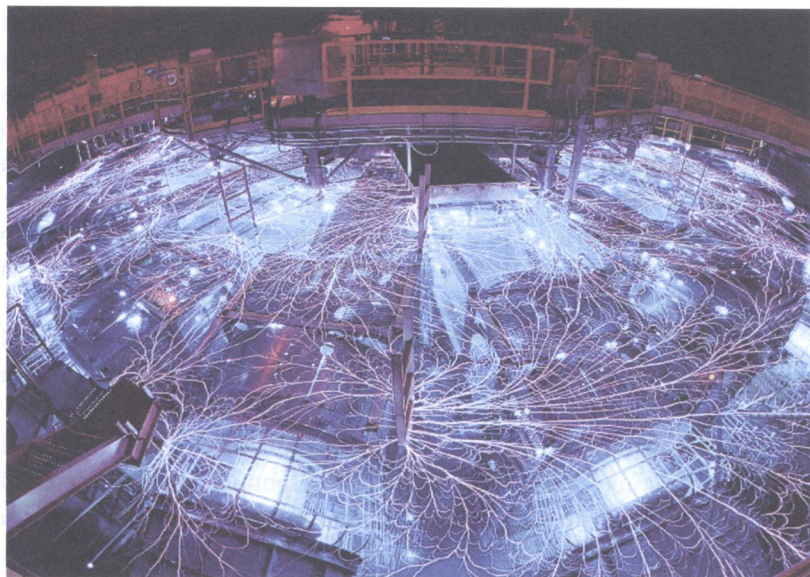


Рис. 4.12. Плазмовий генератор

Планується апгрейд цієї системи з використанням російської силової установки (*Linear Transformer Driver – LTD*). У 2013 р. очікувалися перші тести, в яких отримана енергія порівнюється із затрачуваною ($Q = 1$). Можливо, у майбутньому плазмовий генератор перевершить токамаки.

Dense Plasma Focus, DPF – “сплескує” плазму, що біжить по електродах, з отриманням гігантських температур. Цей процес подібний до кавітації. У березні 2012 р. на установці, що діє за цим принципом, була досягнута температура у 1.8 млрд градусів.

Levitated Dipole – “вивернутий” токамак, у центрі вакуумної камери висить тороподібний надпровідний магніт, який і утримує плазму. У такій схемі плазма обіцяє бути стабільною. Але фінансування проекту нині не здійснюється, і тому реакцію синтезу на установці не проводили.

Farnsworth–Hirsch fusor. Ідея проста: розміщаємо дві сферичні сітки у вакуумній камері, наповненій дейтерієм або дейтерій-тритієвою сумішшю, прикладаємо між ними потенціал у 50–200 тис. вольт. В електричному полі атоми починають “літати” навкруги центру камери, інколи стикаючись між собою.

Вихід нейтронів є, але він доволі малий. Відбуваються великі втрати енергії на гальмівне рентгенівське випромінювання, внутрішня сітка швидко розжарюється і випаровується від зіткнень з атомами і електронами. Хоча конструкція цікава з академічного погляду (зібрати її може будь-який студент), ККД генерації нейтронів набагато нижчий від лінійних прискорювачів.

Polywell – нагадує про те, що не усі роботи з термоядерного синтезу є публічними. Робота фінансувалася ВМФ США і була засекречена доти, поки не були одержані негативні результати.

Ідея – розвиток *Farnsworth–Hirsch fusor*. Центральний негативний електрод, з яким було найбільше проблем, ми заміняємо “хмарою” електронів, утримуваних магнітним полем у центрі камери. Усі тестові моделі мали звичайні, а не надпровідні магніти. Реакція давала одиничні нейтрони. Загалом жодної революції не відбулося. Можливо, збільшення розмірів пристрою і застосування надпровідних магнітів дасть змогу реалізувати процес.

Мюонний каталіз – радикально відмінна ідея. Беремо негативно-заряджений мюон і заміняємо ним електрон в атомі. Оскільки мюон у 207 разів важчий за електрон, то в молекулі водню два атоми будуть набагато ближчими один до одного, і відбудеться реакція синтезу. Єдина проблема – якщо внаслідок реакції утворюється гелій (шанс $\sim 1\%$), і мюон “відлетить” з ним, то більше в реакціях він брати участі не зможе (оскільки гелій не утворює хімічної сполуки з воднем).

Проблема тут полягає у тому, що генерація мюона сьогодні вимагає більше енергії, ніж її може утворитися у ланцюжку реакцій. Отже, поки що енергію у такий спосіб одержати не можна.

“Холодний” термоядерний синтез (сюди не зараховано “холодного” мюонного каталізу), що давно є приводом для дискусій. Науково підтверджених і незалежно повторюваних позитивних результатів немає.

Термоядерну енергію сьогодні можна одержати за єдиною реалістичною реакцією взаємодії дейтерію з тритієм, проте потік нейтронів, який зробить радіоактивними будь-які елементи конструкції, у ~ 10 разів вищий, ніж у звичайних реакторах з

тією самою потужністю. Корпус реактора доведеться міняти один раз у 5–10 років.

Людство безумовно досягне $Q = 10$ (одержимо в 10 разів більше термоядерної енергії, ніж витрачаємо). Цього показника ймовірно вдасться досягти і на токамаку (*ITER*) і на *Z-Machine* не швидше, ніж у 2030 р.

Незважаючи на досягнення $Q = 10$, термоядерні реактори будуть набагато дорожчими, ніж класичні уранові, через складнішу конструкцію, коротший термін служби корпусу і надпровідних магнітів. Термоядерні реактори також не можуть бути маленькими (як, наприклад, плавуча МІНІ-АЕС).

Енергії за термоядерної реакції виділяється не так багато – на один розподіл урану виділяється у 11,5 раза більше енергії, ніж за синтезу D+T (що має найбільше енерговиділення серед реакцій синтезу).

Термоядерного палива використовується не багато – тритій дуже дорогий і дефіцитний. Отримання його не простіше і не дешевше, ніж отримання плутонію з відходів урану або U-233 з торію.

Гелій-3 – в жоден спосіб не допоміг би людству, навіть якщо б його було багато на Землі. Паразитна реакція D+D даватиме радіацію, а оптимальна температура – у мільярд градусів – набагато складніша від D+T, над якою працює людство сьогодні.

Схоже, що у найближчі 1000 років ми використовуватимемо реактори на швидких нейтронах і спалюватимемо дешевий уран-238 і торій.

Проте людство зобов'язане продовжувати працювати над термоядерною енергією, навіть якщо комерційний результат від цього з'явиться через 1000 років. Саме так учені працювали над основами математики – без них не було б сьогоdnішнього прогресу.

4.10. Параметри і можливості використання теплових ВЕР

Важливу роль для зменшення енергозатрат відіграє використання ВЕР – горючих і теплових. Підвищення рівня вико-

ристання теплових ВЕР до 1 % може забезпечити економію у 1,2 млн тонн умовного палива. Крім того, досягатиметься й інша мета – охорона довкілля від теплового забруднення.

ВЕР поділяють на три основні групи:

– надлишкового тиску – це потенціальна енергія газів, води, пари з підвищеним тиском, яка може бути використана під час виходу в атмосферу. Основний напрямок – силовий, тобто для одержання електричної та механічної енергії;

– горючі – це горючі гази і відходи одного виробництва, які можуть бути використані безпосередньо у вигляді палива на іншому виробництві. До них можна зарахувати ошурки, луг у целюлозно-паперовій промисловості, тверді та рідкі відходи хімічної промисловості;

– теплові – це фізична теплота відповідних газів: теплота золи та шлаків, теплота гарячої води та пари, теплота робочих холодоагентів після їх безпосереднього використання.

Основні характеристики ВЕР та їх оцінка можливі за умови прийняття основних термінів:

– використання ВЕР – це їхня маса з будь-якого агрегата, використана на інших установках та системах;

– вихід ВЕР – це маса ВЕР, яка утворилась у цій установці у певний період часу і придатна для використання у цей самий період;

– продуктивність за рахунок ВЕР – це кількість теплоти, холоду, електроенергії, механічної роботи, одержаної в утилізаційній установці.

Розрізняють чотири види продуктивності:

1) можлива – максимальна кількість енергії, яка може бути отримана під час роботи установки на ВЕР;

2) економічно-доцільна – враховує вплив усіх чинників під час використання ВЕР;

3) планова – кількість енергії, яку планують отримати за певний період часу на утилізаційних установках та під час модернізації наявних;

4) фактична – кількість енергії, реально отриманої під час використання ВЕР.

Теплові ВЕР

Теплові ВЕР можуть використовуватись безпосередньо у вигляді теплоносія або для комбінованого вироблення теплоти, холоду та електроенергії в утилізаційних установках.

На підприємствах машинобудування тепловими відходами є фізична теплота відхідних газів, теплота охолодження термічних печей, теплота відпрацьованої пари. Доменні гази мають теплоту згоряння 4000 кДж/м^3 і належать до горючих ВЕР, але оскільки їхній тиск більший від атмосферного (0,3 МПа), вони можуть бути використані, як ВЕР надлишкового тиску у газовій безкомпресорній турбіні для вироблення електроенергії, або для приводу повітродувок. За водяного охолодження доменних печей та металоконструкцій можна одержувати значну кількість низькопотенціальної теплоти (з температурою $15\text{--}20 \text{ }^\circ\text{C}$). Метод випарного охолодження дає змогу виробити пару високого тиску (до 0,8 МПа) і використовувати її для теплозабезпечення. Температура відповідних газів повітрянагрівачів доменних печей досягає $150\text{--}600 \text{ }^\circ\text{C}$. Їхню теплоту можна використати для одержання пари, гарячої води або для підігрівання доменного газу перед входом в утилізаційну турбіну.

На підприємствах чорної та кольорової металургії до теплових ВЕР належать:

- фізична теплота основної продукції і відходів виробництва;
- теплота відхідних газів мартенівських печей;
- теплота, яка утворюється під час охолодження металургійних агрегатів.

Температура відхідних газів різних типів печей може сягати $600\text{--}1200 \text{ }^\circ\text{C}$, що дасть змогу одержати пару високого тиску (4,5 МПа) і використовувати її для технологічних та енергетичних потреб. І навіть з використанням часткового потенціалу відхідних газів у котлі-утилізаторі їхня температура дорівнюватиме $200\text{--}250 \text{ }^\circ\text{C}$. Ці гази направляються для нагрівання води або для опалення (тобто для комунально-побутових потреб).

Перспективним є використання теплоти шлаків (у кольоровій металургії) з температурою на виході близько 1300 °С. При цьому шлаки виносять з собою 15–70 % загальної теплоти.

У хімічній промисловості значна кількість теплових ВЕР утворюється під час виробництва аміаку, мінеральних добрив, полімерних матеріалів, таких як теплота димових газів, фізична теплота охолодження готової продукції, теплообмінних апаратів, випарних установок, теплота конденсації відпрацьованої пари.

Для підприємств нафтохімічної промисловості характерні такі види ВЕР: фізична теплота відхідних газів трубчастих печей та печей спалювання сірководню, установки регенерації каталізатора, теплота охолоджувальної води.

Значні запаси теплоти містять відхідні гази:

- печі обпалу колчедану – 600–900 °С;
- генератори технологічного газу – 250–110 °С;
- трубчасті печі переробки нафти та мазуту – 400–600 °С.

Перераховані гази направляються у котли-утилізатори для виробництва технологічної та енергетичної пари.

У котлах-утилізаторах відбувається не тільки процес отримання пари, але й процес охолодження проміжних продуктів виробництва аміаку, сірчистого та нітрозних газів, азотної кислоти.

У промисловості будівельних матеріалів теплові ВЕР утворюються під час обпалу цементного клінкеру та керамічних виробів, виробництва скла, цегли, вапна, теплоізоляційних матеріалів. До них можна зарахувати фізичну теплоту відхідних газів різних печей (оберткових – 500–1100 °С, тунельних, шахтних – 100...120 °С, скловарних – 500–900 °С), теплоту, яка втрачається через товщину скловарної печі, теплоту охолодження печей, кінцевого продукту, фізичну теплоту відпрацьованого теплоносія, яку отримують під час сушіння і обпалу виробів.

ВЕР є також і на гідро- та теплоелектростанціях у вигляді тепловиділення електрогенераторів, теплоти нагрітої води після охолодження (з нею може втрачатися близько 50 % теплоти палива), димових газів паротурбінних установок.

Вихід теплових ВЕР, розрахунок доцільності їх використання

Вихід теплових ВЕР розраховують за питомими показниками на одиницю продукції основного виробництва або на одиницю витрати сировини:

$$q_{\text{вих}}^{\text{пит}} = m^{\text{пит}} \Delta h; \quad q_{\text{вих}}^{\text{пит}} = m^{\text{год}} \Delta h,$$

де $m^{\text{пит}}$ – питома кількість енергоносія у вигляді твєдих (кг), рідких (т), газоподібних (м^3) продуктів; $m^{\text{год}}$ – годинна витрата енергоносія; Δh – перепад ентальпій для теплових ВЕР.

Величини $m^{\text{пит}}$, $m^{\text{год}}$ визначаються на основі розрахунку матеріального балансу агрегата теплових ВЕР.

Перепад ентальпій розраховують так:

$$h = c_1 t_1 - c_0 t_0,$$

де $c_1 t_1$ – температура та теплоємність твердих, рідких та газоподібних енергоносіїв на виході з агрегата (джерела ВЕР); $c_0 t_0$ – на виході енергоносія за температури 0°C і відповідно теплоємності ($\text{кДж/м}^3\text{К}$):

$$C_2 = 1,34 + 0,000166t;$$

$$C_{\text{нов}} = 1,30 + 0,000109t.$$

Необхідно враховувати також і графік виходу ВЕР, який може бути нерівномірним, тому беруть до уваги три показники:

- а) максимальний;
- б) мінімальний;
- в) середній.

Вихід ВЕР у натуральних одиницях можна розрахувати так:

$$Q_{\text{вих}} = q^{\text{пит}} M 10^{-9};$$

$$Q_{\text{вих}} = q^{\text{год}} M 10^{-9} \tau,$$

де M – випуск основної продукції (або витрата сировини, палива) за місяць, віднесений до питомого або годинного виходу ВЕР; τ – кількість годин роботи агрегата – джерела ВЕР у період дослідження.

Під час планування використання теплових ВЕР необхідно враховувати не тільки вихід, але й можливості їх використання. Якщо ВЕР використовуються безпосередньо у незмінному вигляді,

тоді можливе використання ВЕР дорівнюватиме різниці між виходом ВЕР та їх втратами.

Якщо ж теплові ВЕР перетворюються на другий вид, тоді можливе використання ВЕР, що дорівнюватиме можливій кількості виробленої енергії в утилізаційній установці.

Отже, кількість використаних теплових ВЕР завжди менша від кількості їх продуктивності в утилізаційній установці:

$$Q_{вих}/Q_{утил} = \sigma,$$

де $\sigma < 1$ – коефіцієнт використання одержаної в утилізаційній установці теплоти.

Можливе вироблення теплоти в утилізаційній установці за рахунок ВЕР:

$$Q_{утил} = (G_2 I - G_1 I_1) \beta \cdot \zeta,$$

де G_1, G_2 – відповідно маса енергоносія на вході та виході з утилізаційної установки; I_1, I_2 – ентальпія енергоносія на вході й виході; β – коефіцієнт, який враховує невідповідність режиму роботи в часі основного агрегата і утилізаційної установки; ζ – втрати теплоти у довкілля.

Тому для вироблення тепла:

$$Q_{утил} = Q_{вих} \cdot \eta_{уст};$$

холоду:

$$Q_{хол} = Q_{утил} \cdot \varepsilon;$$

електроенергії:

$$W = \frac{E \cdot Q_{утил}}{1 + E \cdot q_T},$$

де E – питоме вироблення електроенергії на одиницю одержаної теплоти (кВт·год/Дж); q_T – питома витрата теплоти, Дж/кВт·год.

4.11. Використання теплоти відхідних газів

Основними способами утилізації або раціонального використання теплоти відхідних газів промислових печей, котельних агрегатів є використання їх теплового потенціалу для підігрівання води або повітря.

Нагрівання води до температури 130–150 °С і повітря до температури 250 °С можна проводити у поверхневих теплообмінниках і розраховувати за матеріальним та тепловим балансами.

$$Q = G_1 c_1 (t_{1n} - t_{1к}) = G_2 c_2 (t_{2к} - t_{2n}) .$$

Ефективним є також використання котлів-утилізаторів, які встановлюють за промисловими печами середню потужність (температура відхідних газів – 400 °С, їх витрата – 5000 м³/год за витрати палива – 500–900 кг/год). У результаті можна одержати пару низького (до 1,5 МПа) і середнього тиску, яку можна використовувати не тільки для побутових потреб, а й для одержання електроенергії.

Сьогодні існують такі види КУ:

- прямотечійні (температура відхідних газів становить близько 400 °С);
- змійовикові – з багатократною примусовою циркуляцією (температура відхідних газів – до 500 °С);
- газові (температура відхідних газів – до 700 °С);
- водяні (температура відхідних газів – до 1000 °С).

Найпростішим з конструктивного погляду способом утилізації теплоти відхідних газів з метою одержання пари невисоких параметрів є використання прямотечійного КУ з дворовим введенням конденсату (рис. 4.13).

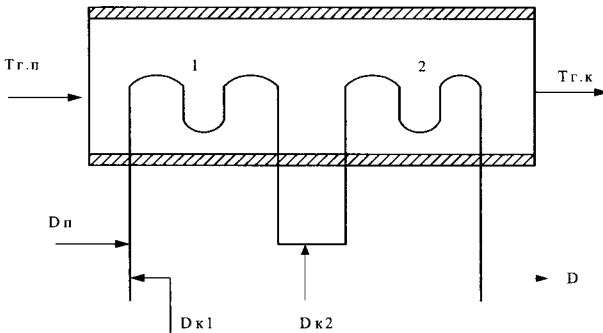


Рис. 4.13. Схема утилізації теплоти відхідних газів: $T_{г.п}$ – температура відхідних газів початкова; $T_{г.к}$ – температура відхідних газів кінцева; $D_{п}$ – витрата первинної пари; $D_{к1}$ – витрата конденсату на першому ступені; $D_{к2}$ – витрата конденсату на другому ступені; D – кінцева паропродуктивність

Згідно із схемою у пароутворювач на перший ступінь направляється первинна пара, яка змішується з певною кількістю конденсату, необхідною для доведення первинної пари до вологого насиченого стану ($x = 0,8-0,85$).

Після проходження цієї суміші через перший ступінь волога насичена пара стає сухою і перегрітою за рахунок теплоти відхідних газів.

На другий ступінь вводиться друга порція конденсату, завдяки якому пара доводиться до стану насичення, і на виході з другого ступеня пара стає сухою, перегрітою, але з параметрами температури і тиску значно вищими, ніж D_n (первинна).

Паропродуктивність установки розраховується за формулою

$$D = D_n + D_{k1} + D_{k2}.$$

Загальна кількість введеного конденсату:

$$D_k = \frac{V_z(I_{зпоч} - I_{зк})}{I_{кпоч} - I_{напу}}.$$

Для визначення кількості конденсату, необхідного для першого ступеня, складаємо тепловий баланс:

$$D_n \cdot I_n + D_{k1} \cdot I_{k1} = (D + D_{k1}) \cdot I_{k1}^1, \quad (4.1)$$

звідки визначаємо D_{k1} :

$$D_{k1} = \frac{D_n(I_{k1} - I_{k1}^1)}{(I_{k1}^1 - I_{k1})}. \quad (4.2)$$

Доведення суміші до стану насичення:

$$x = 1 - \frac{D_{k2}}{D_n + D_{k1} + D_{k2}}, \quad (4.3)$$

звідки:

$$D_{k1} = \frac{x \cdot D_{k2} - (1-x) \cdot D_n}{(1-x)}. \quad (4.4)$$

Прирівнюючи рівняння (4.2) і (4.4), одержимо:

$$\frac{D_n(I_{k1} - I_{k1}^1)}{(I_{k1}^1 - I_{k1})} = \frac{x \cdot D_{k2} - (1-x) \cdot D_n}{(1-x)}. \quad (4.5)$$

Співвідношення між витратою первинної пари і витратою конденсату на другому ступені:

$$\frac{D_n}{D_{k2}} = \frac{x(I_{k1}^1 - I_{k1})}{(1-x)(I_n - I_{k1}^1)}, \quad (4.6)$$

але оскільки співвідношення між витратою первинної пари і витратою конденсату на першому ступені дорівнює:

$$\frac{D_n}{D_{k1}} = \frac{x}{1-x},$$

то співвідношення між витратою конденсату на першому і другому ступенях буде:

$$\frac{D_{k1}}{D_{k2}} = \frac{(I_{k1}^1 - I_{k1})}{(I_n - I_{k1}^1)}. \quad (4.7)$$

Продуктивність щодо витрати первинної пари з урахуванням витрати конденсату буде:

$$\frac{D}{D_n} = \frac{(I_{k1}^1 - I_{k1})}{x(I_n - I_{k1}^1)} + \frac{(I_n - I_{k1})(1-x)}{x(I_{k1}^1 - I_{k1})}. \quad (4.8)$$

Теплота відхідних газів потужних промислових печей може бути використана у газотурбінних установках, які вмонтовуються у газовий тракт з метою вироблення електроенергії та подавання палива і повітря до печі.

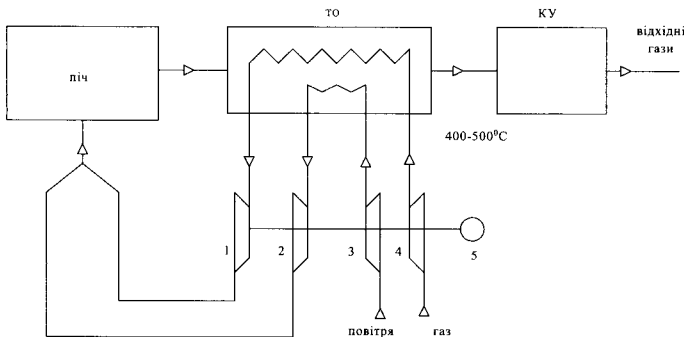


Рис. 4.14. Схема утилізації відхідних газів промислових печей у газотурбінних установках: 1, 2 – турбіни; 3, 4 – компресори; 5 – генератор

Отже, у цій установці під час утилізації відхідних газів комплексно вирішуються питання:

– подавання підігрітого палива та повітря у піч, що покращує теплотворну здатність;

– вироблення електроенергії в генераторах за рахунок обертання турбін;

– використання залишкової теплоти відхідних газів після Т/О у котлі-утилізаторі для вироблення пари середнього тиску.

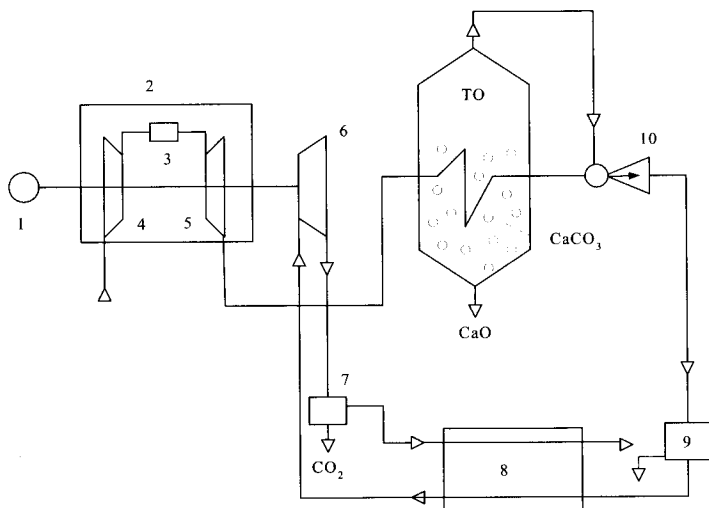


Рис. 4.15. Схема утилізації відхідних газів промислових печей у турбодетандерних установках: 1 – електрогенератор; 2 – ГТУ (газотурбінна установка); 3 – камера згоряння; 4 – компресор; 5 – турбіна; 6 – турбодетандер; 7 – розподільник; 8 – теплообмінник охолодження; 9 – сепаратор; 10 – ежектор стиснення

Використання ВЕР уможливорює не тільки одержання пари різних параметрів або електроенергії, але і чистого оксиду металу (наприклад, CaO) в одноконтурному комплексному утилізаторі.

Продукти, які утворились у камері згоряння, надходять на турбіну, яка приводить в рух компресор для стиснення відхідних газів, та електрогенератор для одержання електроенергії, а також турбодетандер з метою стиснення продуктів розкладу CaCO₃.

Відхідні гази надходять у теплообмінник-утилізатор, в якому є насипний шар карбонату кальцію. Внаслідок розкладу одержують чистий оксид Ca і газоподібний CO₂, який надходить у ежектор для часткового стиснення.

Після ежектора CO₂ направляється у розподільник для видалення конденсату і теплообмінник охолодження 8. Охолоджений CO₂ надходить у турбодетандер, в якому відбувається зниження температури CO₂ нижче від температури точки роси. У розподільнику відбувається розділення твердої вуглекислоти і залишкових газів, які необхідні для охолодження CO₂ після сепаратора.

Під час утилізації відхідних газів, а, особливо, вентиляційних викидів на хімічних підприємствах унаслідок їх агресивності використовують обладнання з проміжними теплоносіями. Для збільшення коефіцієнта теплопередачі з боку газів використовують режим барботування відхідних газів через шар проміжного теплоносія. Це дає змогу:

- зменшити абразивну дію агресивних забруднених газів;
- збільшити термін служби устаткування;
- зменшити площу поверхні теплообміну.

Найефективнішим матеріалом для створення пінного шару є хлористий літій.

Використання відхідних газів у двоконтурній комбінованій утилізаційній установці відбувається відповідно до схеми, показаної на рис. 4.16.

Згідно зі схемою, гарячі відхідні гази надходять у теплообмінник змішування і зрошуються холодним теплоносієм, який циркулює першим контуром. Нагрітий газами теплоносієм насосом 7 подається в т/о 3 для нагрівання води, яка може бути використана для побутових потреб.

Після проходження т/о теплоносієм насосом 6 подається у випарник 9, віддаючи при цьому залишкову теплоту, достатню для випаровування холодоагента, який рухається по замкнутому другому контуру.

Пари холодоагента, проходячи через компресор 10, стискаються (при цьому їхня температура підвищується), і проходячи через т/о 4, нагрівають воду, яка також може бути використана для побутових потреб.

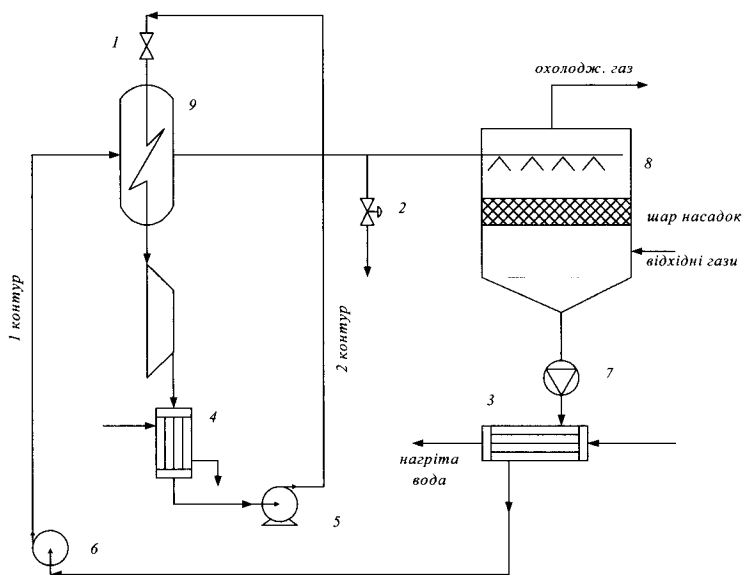


Рис. 4.16. Схема утилізації відхідних газів промислових печей у двоконтурній комбінованій утилізаційній установці: 1, 2 – дросельні вентиля; 3, 4 – теплообмінники; 5, 6, 7 – насоси; 8 – теплообмінник змішування; 9 – випарник

4.12. Використання теплоти відпрацьованої та вторинної пари

Значні запаси енергії відпрацьованої пари можна оцінити за такими параметрами:

- тиск – 0,2–0,3 МПа;
- ентальпія – 2510–2720 кДж/кг.

Отже, її можна використовувати для:

- побутових потреб підприємств;
- вироблення електроенергії у спеціальних турбогенераторах;
- вироблення холоду в абсорбційних холодильних машинах.

Під час використання відпрацьованої пари безпосередньо від джерела одержання у систему обов'язково вмонтовують оливовловлювач (для відділення залишку конденсату від пари) та ресивер (для згладжування пульсацій тиску).

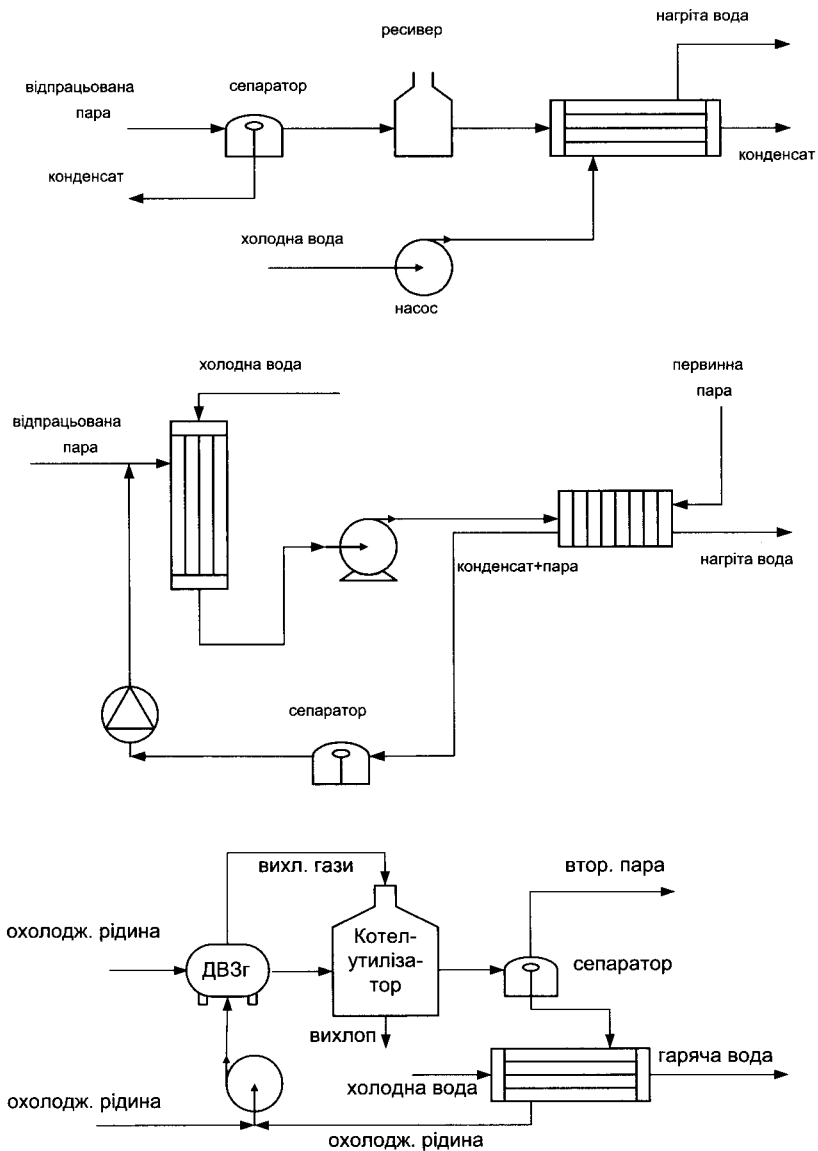


Рис. 4.17. Схеми установок для утилізації енергії відпрацьованої та вторинної пари

Контрольні питання:

1. Чому не можна використовувати лінійні прискорювачі безпосередньо для одержання електрики?
2. Вітроенергетика України.
3. Геотермальна енергетика.
4. Енергетика малих рік України.
5. Назвіть основні нетрадиційні та поновлювані джерела енергії.
6. Як поновлювані джерела енергії пов'язані з діяльністю Сонця?
7. Геліоенергетика: основні напрямки перетворення і використання сонячної енергії.
8. Вітроенергетичні установки: класифікація, основні напрямки використання вітрової енергії.
9. Гідроенергетика як головна галузь використання поновлюваної енергії в Україні.
10. Біомаса та біоенергетика. Основні процеси перероблення та використання біомаси.
11. Біогаз як альтернативний вид палива.
12. Сонячна енергетика, перспективи розвитку в Україні.
13. Світові тенденції розвитку поновлюваних джерел енергії.
14. Проаналізуйте способи використання тепла низькопотенціальних ресурсів.

Тестові питання

1. До альтернативних джерел енергії належать: а) енергія вітру, припливів та відпливів; б) теплова та ядерна енергетика, гідроенергетика; в) сонячна енергія, біопаливо, теплова енергетика; г) сонячна енергія, енергія вітру, геотермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів
2. Температура земної кори в глибині через кожні 100 м підвищується на: а) 2,5–3 °С ; б) 10 °С; в) 0,05 °С; г) 0,2 °С.
3. Для вироблення електроенергії використовують геотермальні води з температурою: а) > 140 °С ; б) 100 °С; в) 60 °С; г) 85 °С.

4. Основним недоліком реакторів типу “токамак” є: а) нестабільність плазми ; б) застосування збагаченого урану; в) гвинтове прокручування силових ліній магнітного поля; г) коливання тиску паливної суміші.

5. Температура відхідних газів різних типів печей може сягати: а) 140 °С ; б) 10000 °С; в) 260 °С; г) 600...1200 °С

6. У турбодетандері відбувається зниження температури CO₂: а) до 25 °С ; б) за рахунок стиснення відхідних газів ; в) до – 2 °С; г) нижче від температури точки роси.

7. Обладнання з проміжними теплоносіями під час утилізації відхідних газів застосовують: а) внаслідок їх агресивності; б) для стиснення відхідних газів; в) для зниження гідравлічного опору установки; г) через низьку теплоємність відхідних газів.

8. Використання ВЕР уможливорює одержувати: а) зріджений газ; б) СаО; в) біоетанол; г) холодоагент.

9. Пери холодоагенту, проходячи через компресор: а) виводяться із системи; б) повторно вводяться у котел-утилізатор; в) розширюються; г) стискаються.

10. Під час використання відпрацьованої пари безпосередньо від джерела одержання у системі обов'язково вмонтовують: а) оливовловлювач; б) регенеративний підігрівник низького тиску; б) деаератори; в) пиловий бункер; г) циклон.

Розділ 5

ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ ВІД ФІЗИЧНИХ ЗАБРУДНЕНЬ

5.1. Джерела шуму. Методи захисту

Джерелом виробничого шуму переважно є коливання, що збуджуються механічним, асродинамічним, гідродинамічним чи електромагнітним шляхом.

Шум **механічного** походження виникає внаслідок вібрації поверхні машин та обладнання, а також поодиноких чи періодичних ударів у з'єднаних деталях, складальних одиницях чи конструкціях загалом.

Джерелом інтенсивних низькочастотних вібрацій може бути незрівноваженість частин, що обертаються. Низькочастотні складові вібрації, починаючи з частоти обертання, виникають у підшипниках кочення внаслідок відхилення деталей підшипника від заданої геометричної форми.

Високочастотні складові вібрації та шуми машин можуть бути викликані періодичними ударами, які, як правило, завжди виникають під час роботи обладнання.

За співударів елементів промислового обладнання шум створюється не тільки джерелом удару, але й конструкціями, що дотикаються до джерел шуму.

Для ізоляції звукової вібрації конструкцій і елементів використовують ефективні амортизаційні кріплення, глибокі муфти і патрубки тощо.

Зниження механічного шуму машин досягається за допомогою використання для деталей матеріалів, що мають демпфувальні властивості: хромової сталі, марганцево-мідних сплавів, чавуну тощо.

Зі збільшенням коефіцієнта внутрішнього тертя матеріалу конструкції удвічі рівень шуму знижується на 3 дБ.

Шум **аеродинамічного** походження виникає внаслідок стаціонарних і нестаціонарних процесів у газах (віткання стис-

неного повітря чи газу з отворів; пульсація тиску під час руху повітря чи газу у трубах, чи руху тіл у повітрі з великими швидкостями; горіння рідкого чи зрідженого палива у форсунках тощо). Джерелом шуму аеродинамічного походження на підприємствах хімічної промисловості є вентиляційні установки – компресори, повітродувки, пневмотранспорт, а також обладнання для відбору та розподілу повітря.

Найефективнішим способом зниження аеродинамічного шуму вентиляторів є зменшення швидкості та розмірів робочих коліс.

Обладнання для відбору та розподілу повітря (дросельні канали, решітки, плафони тощо) також є джерелом переважно завихреного шуму, що утворюється при обтіканні потоком повітря нерухомих перешкод. Для зниження рівня шуму, що генерується поворотами, розгалуженнями і дросельними установками, потрібно обмежити швидкість руху повітря у повітропроводах.

Для зниження шуму потоку застосовують різні пристрої (розширювальні камери, багатотрубні сопла, ежектори тощо), що забезпечує зниження швидкості потоку, плавності гальмування потоку, дроблення великих вихорів, стабілізацію стрибків ущільнення.

Шум гідродинамічного походження виникає внаслідок стаціонарних і нестаціонарних процесів у рідинах. Основні причини виникнення шуму – пульсація тиску, гідравлічні удари, турбулентність, резонанс. Інтенсивність гідродинамічного шуму визначається переважно конструкцією регулювальних клапанів, трубопроводів, насосів та інших вузлів гідравлічних систем.

Пульсації тиску являють собою відхилення динамічного тиску від середнього у системі. Для усунення цього застосовують спеціальні пристрої, які знижують пульсації. Вони працюють за принципом підпружиненого поршня.

Резонанс можна усунути, змінюючи швидкість обертання, кількість лопатей робочого колеса насоса, довжину трубопроводу, або використовуючи акустичні фільтри.

Шум електромагнітного походження виникає внаслідок коливань елементів електромеханічних пристроїв під впливом

змінних магнітних сил (коливання статора і ротора електричних машин, трансформатора тощо). Для підприємств хімічної промисловості він дуже характерний, його інтенсивність значно менша, ніж аеродинамічного і гідродинамічного шуму.

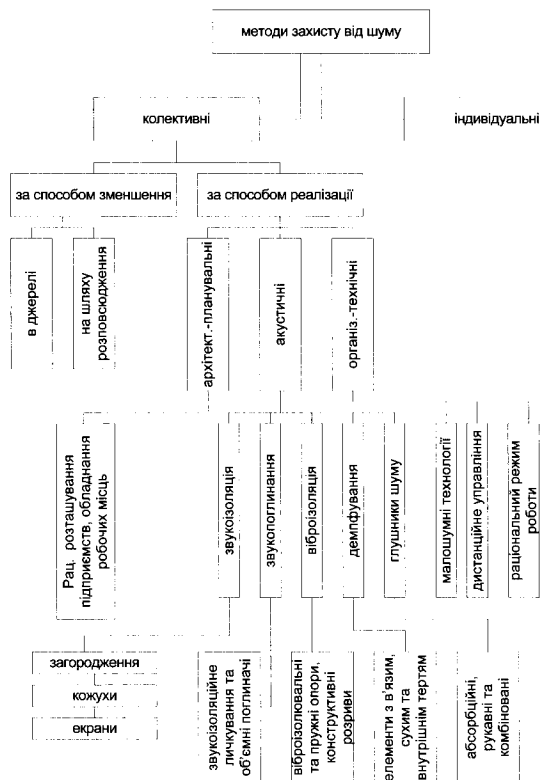


Рис. 5.1. Класифікація методів захисту від шуму

5.2. Характеристика шуму, джерела виникнення та способи локалізації

Помірний шум у лісі – 30–40 дБ.

Годинник на відстані 1 м – 30 дБ.

Середній шум на вулицях Львова в час пік – 85–90 дБ.

Шум вантажного автомобіля – 110 дБ.

Больові відчуття виникають за рівня звукового тиску більше 135 дБ.

Способи поширення:

- повітряний шум поширюється в повітрі від джерела виникнення до місця спостереження;
- структурний – випромінюється поверхнями жорстких конструкцій, стін. Переkritтя, в звуковому діапазон частот 20–20000 Гц. На рис. 5.2 показано поширенням цих видів шумів залежно від місця розташування джерела шуму.

Спектральні характеристики

Шуми розділяють на ширококосмугові, які мають неперервний спектр завширшки більше однієї октави, та тональні (рис. 5.2).

Тональність шуму встановлюють за результатами вимірювання рівнів звукового тиску.

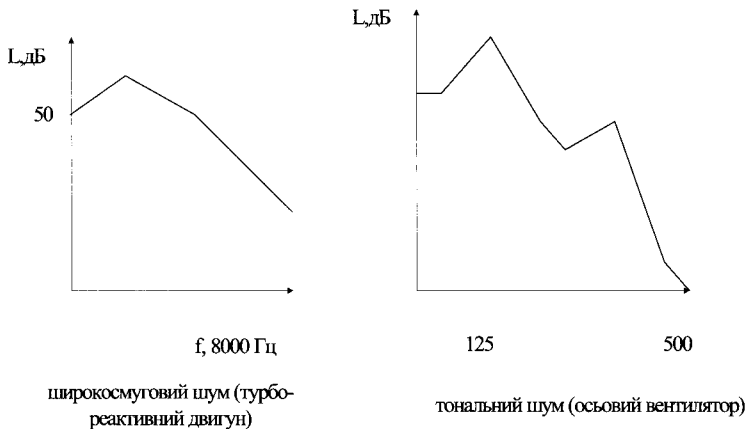


Рис. 5.2. Спектральні характеристики шуму

Годинні характеристики:

- постійні – рівень звуку змінюється у часі не більше ніж на 5 дБ;
- не постійні – рівень звуку змінюється у часі більше ніж на 5 дБ.

Непостійні шуми можуть бути:

– хвильовими – рівень звуку постійно змінюється;

– перервними – рівень звуку змінюється ступенево (на 5 дБ і більше) кілька разів за час спостереження, при цьому джерело шуму працює з перервами (паузами), протягом яких рівень звуку постійний і перевищує фоновий;

– імпульсними – шум сприймається як окремі удари, які складаються з одного або кількох імпульсів звукової енергії тривалістю кожного імпульсу менше ніж 1 с, з різницею звуку між імпульсами – менше 7 дБ.

Характеристики непостійного шуму показано на рис. 5.3.

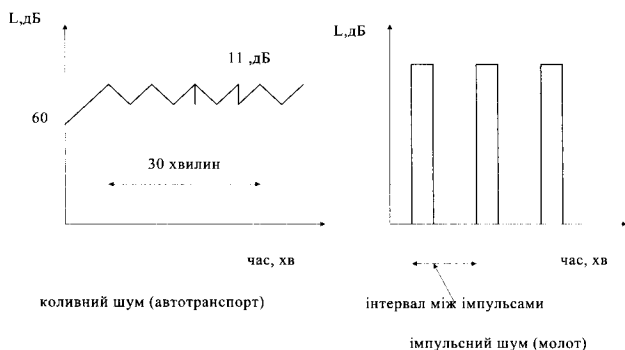


Рис. 5.3. Характеристики непостійного шуму

Рівні звукового тиску, які створюються на території житлової забудови джерелом шуму, визначаються за формулою

$$L = L_p - 20 \cdot \lg r - \frac{\beta \cdot r}{1000 - 8}, \quad (5.1)$$

де L – рівень звукового тиску, який створюється джерелом шуму, дБ; L_p – рівень звукової потужності, який випромінюється джерелом шуму дБ, 10–12 Вт; R – відстань від джерела шуму до території житлової забудови; β – затухання шуму в атмосфері, дБ/км, яке визначається за табл. 5.1.

**Затухання шуму в атмосфері відповідно
до середньгеометричних частот октанових смуг шуму**

Затухання шуму в атмосфері, ДБ/км	Середньгеометричні частоти октанових смуг
0	63
0,7	125
1,5	250
3	500
6	1000
12	2000
24	4000
48	8000

Допустимі рівні звукового тиску на постійних робочих місцях за шуму, який проникає ззовні, змінюються залежно від середньгеометричної частоти октанових смуг і не повинні перевищувати 60 ДБ. До того ж необхідно вводити поправку залежно від часу перебування під дією шуму, згідно з довідниковими даними.

Крім звуку, який відчувається людиною, існує інфразвук, ультразвук і гіперзвук з частотою коливання відповідно: до 16 Гц, від 20 кГц до 1 ГГц і більше 1 ГГц.

5.3. Шум технологічного обладнання та способи його зниження. Основні джерела шуму

Основою технологічних процесів на хімічних підприємствах є різні хімічні реакції, але їх проведення було б неможливим без багаточисленних фізичних та фізико-хімічних процесів: перемішування рідин та твердих матеріалів, їх подрібнення і класифікація; стиснення і транспортування газів; нагрівання і охолодження речовин, їх перемішування; розділення рідких і газових сумішей; випаровування розчинів; сушіння матеріалів. Багато з цих процесів супроводжуються шумом підвищеної інтенсивності.

Технологія виробництва найрізноманітніших хімічних продуктів і матеріалів (кислот, лугів, солей, барвників, полімерних і синтетичних матеріалів, пластичних мас тощо) охоплює багато одностипних процесів, які проводяться в аналогічних за принципом дії машинах. Як показали дослідження шумового режиму багатьох хімічних підприємств, ці види обладнання є основними джерелами підвищеного шуму.

5.3.1. Компресорні установки

Компресорні установки, які використовують на підприємствах хімічної промисловості, розташовують, як правило, у спеціальних приміщеннях – машинних залах. Тут же розташовують допоміжне обладнання: оливні насоси, холодильники, блоки сушіння, релейні та силові щити. Шум у машинних залах має складний характер і виникає в результаті взаємодії багатьох чинників: конструктивних особливостей машин, способу монтажу, щільності розміщення обладнання, акустичних характеристик приміщення тощо.

Джерелами шуму компресорних установок є: пульсації потоків на всмоктувальній і нагнітальній лініях, із викликанням звукової вібрації трубопроводів і допоміжного обладнання, динамічні сили, що пов'язані з незрівноваженістю ротора, вібрації деталей редукторів машин з електроприводом.

Під час експлуатації повітряних компресорів додатковими джерелами шуму є місця забору і викиду повітря. Основним засобом зниження шуму компресорних установок є звукоізоляційні кожухи.

5.3.2. Вентиляційні установки

Вентиляційні установки створюють аеродинамічні та механічні шуми.

Аеродинамічний шум виникає внаслідок руху повітряного потоку діафрагмами (шиберами) та трубопроводами різних конфігурацій.

Механічний шум виникає внаслідок вібрації стінок кожуха вентилятора та газоходів. Він створюється у підшипниках. Крім того, вентиляційні установки створюють динамічні навантаження на будівельні конструкції, внаслідок чого виникає структурний шум.

За поширення шуму у вентиляційній мережі звукова потужність втрачається. Знизити шум вентилятора можна розташуванням його спеціальної камери, яка личкована зсередини звукопоглинальними матеріалами. Якщо за технічних та технологічних причин цей спосіб неможливий, тоді на вентилятор встановлюють звукоізоляційний кожух, який покривають шаром цементного розчину на металеву сітку завтовшки 3 см або шаром войлоку.

Для зменшення шуму у газоходах їх покривають звукоізоляційною масою або вмонтовують у звукоізоляційний кожух, який можна заповнити звукопоглинальними матеріалами.

Для зменшення шуму у вентиляційних каналах використовують глушники активного типу – трубчасті та пластинчасті.

5.3.3. Насосні установки

Рівні шуму, що створюються насосними установками, досягають 80–110 дБ залежно від продуктивності, режиму роботи, способу встановлення на фундаменті, сполучення з трубопроводами та технічного стану.

Найпоширенішими у хімічній промисловості є відцентрові насоси, шум в яких створюється за рахунок оберткового колеса. Основне джерело шуму поршневого насоса – сили гідродинамічного та механічного походження, які створюють середньочастотний шум більше 85 дБ.

Для зниження шуму насосів, а також зменшення передачі структурного шуму їх необхідно встановлювати на віброізоляційний фундамент, маса якого повинна бути у 5 разів більша від сумарної маси двигуна і насоса.

Для зменшення механічних шумів насосних установок їхні корпуси обладнують звукоізоляційними кожухами.

5.3.4. Дробильно-сортувальне обладнання

У хімічній промисловості використовують усі види подрібнення. Рівень шуму під час подрібнення залежить від твердості матеріалу, рівномірності навантаження та конструктивних особливостей обладнання і може досягати 100 дБ.

Причиною шуму дробарок є удари, які виникають під час подрібнення під дією динамічних зусиль, викликаючи одночасно вібрацію.

Основний засіб зниження рівня шуму такого обладнання повинен бути спрямований на послаблення передачі енергії від відбивальної плити до корпусу. Крім того, доволі високий рівень шуму створюється у завантажувально-розвантажувальній частині обладнання.

Отже, можна виділити такі способи зниження шуму: **конструктивні** – під час проектування обладнання та **пасивні** – під час використання шумоізоляційних покриттів та кожухів.

5.4. Способи локалізації джерела шуму

Акустичні (згідно зі схемою): звукоізоляція (кожухи, екрани), звукопоглинання (покриття), віброізоляція (конструктивні розриви, пружні опори), глушники.

Звукопоглинальні матеріали і конструкції

Шум під час потрапляння на загороджувальні конструкції приміщень, стін, стель, підлоги може відбиватись чи проникати через загородження. При цьому його енергія перерозподіляється залежно від акустичних властивостей матеріалів і конструкцій приміщення. На підприємствах хімічної промисловості широко використовуються приміщення з монолітних чи збірних залізобетонних конструкцій, а також комбінованих конструкцій, що складаються з залізобетонного каркаса з цегляним чи склоблочним заповнювачем стінних отворів. У таких приміщеннях шум багаторазово відбивається, накладається на шум джерел, що призводить до зменшення рівня звукового тиску на 5–15 дБ.

Звукопоглинальні властивості будівельних матеріалів характеризуються коефіцієнтами звукопоглинання, що визначаються відношенням поглинальної звукової енергії до загальної кількості спадної звукової енергії.

Матеріали з коефіцієнтом звукопоглинання більше 0,2 належать до звукопоглинальних; їх застосовують під час виготовлення звукопоглинальних конструкцій, головне призначення яких полягає у зниженні енергії відбитих звукових хвиль під час їх потрапляння на поверхню.

За формою виробу звукопоглинальних конструкцій їх можна розділити на плоскі та об'ємні.

5.4.1. Звукоізоляційні кожухи та екрани

Один з ефективних способів зниження шуму – локалізація його джерел за допомогою звукоізоляційних кожухів. Вони можуть бути виготовлені з металу, дерева, пластику, інших матеріалів залежно від пожежонебезпечності підприємства, технологічних і виробничих можливостей.

Для зниження звукової енергії під кожухом його стінки з внутрішнього боку покривають звукопоглинальним матеріалом. Товщина шару звукопоглинального матеріалу повинна бути не менша, ніж 0.03 м для високочастотного шуму і не менша, ніж 0.08 м для низькочастотного.

Відстань між машиною і поверхнею звукоізоляційного покриття стінок кожуха повинна бути не меншою, ніж 6–10 см. Звукоізоляційні кожухи можуть бути:

- збірними;
- нерозбірними;
- каркасними;
- безкаркасними.

Звукоізоляційні кожухи машин, під час роботи яких виділяється тепло (наприклад, електродвигунів, компресорів), необхідно обладнувати природною або примусовою вентиляцією.

Звукоізоляційні кожухи як один із ефективних і універсальних засобів боротьби з шумом на підприємстві застосовують для локалізації шуму, що створюється різним обладнанням.

Але здебільшого кожухи є доволі складними і дорогими пристроями, які дещо ускладнюють умови обслуговування машин чи режим їх роботи. Тому для відгородження джерела шуму часто застосовують простіші засоби – акустичні екрани.

Екрани являють собою перешкоду обмежених розмірів і певної звукоізоляційної здатності, що встановлюється між джерелом шуму і робочим місцем. Під час поширення звукових хвиль від джерела шуму за екраном створюється зона звукової тіні із зниженим рівнем звукового тиску.

Акустичні екрани можна використовувати як для загороження джерела шуму з метою запобігання шуму на сусідні ділянки і робочі місця, а також для відгородження окремого робочого місця у зоні підвищеного шуму.

Екрани найефективніші для зниження шуму високих і середніх частот і погано знижують низькочастотний шум, який за рахунок ефекту дифракції легко оминає перешкоди.

Відстань екрана до робочого місця, що захищається, повинна бути не більша за 3–4 мінімальні розміри екрана. В іншому випадку він перестав бути захисним засобом.

Екрани можуть бути стаціонарними і переносними. Стінки екранів рекомендується личкувати звукопоглинальним матеріалом. Це приводить до збільшення його ефективності на 5 дБ.

5.4.2. Звукоізоляційні кабінки

З підвищенням рівня автоматизації та механізації виробничих процесів на підприємствах хімічної промисловості звукоізоляційні кабінки все більше застосовуються як засіб захисту працівників від шуму.

Основна характеристика акустичної ефективності кабінки – її звукоізоляційна здатність, тобто зниження рівня шуму, що забезпечується застосуванням кабінки.

Через загороджувальні конструкції звук передається у результаті того, що повітря, яке коливається з боку джерела шуму, передає деяку частину кінетичної енергії загородженням, змушуючи їх слабо коливатися і деформуватися по усій довжині. Рух частково передається протилежній стороні, генеруючи звук у повітрі всередині кабіни.

Звукоізоляційні кабіни можуть бути виготовлені з цегли, залізобетонних панелей, а також з дерев'яних, металевих панелей з проміжним звукопоглинальним шаром.

5.4.3. Глушники шуму

Глушники шуму зменшують рівень шуму у замкненому просторі.

Залежно від принципу дії глушників їх поділяють на:

- багатоступеневі;
- абсорбційні;
- реактивні;
- комбіновані.

Зниження шуму в абсорбційних глушниках відбувається за рахунок поглинання звукової енергії звукопоглинальними матеріалами.

У реактивних глушниках поглинання відбувається внаслідок відбивання хвиль звукової енергії до джерела.

Принцип дії комбінованих глушників ґрунтується на поглинанні й відбиванні звукових хвиль у різних співвідношеннях.

5.4.4. Схеми глушників абсорбційного типу

Трубчастий глушник (рис. 5.4) складається з двох циліндричної форми труб, розташованих одна в одній.

Внутрішня частина глушника перфорована і зовні покрита шаром базальтового або скляного волокна (може бути мінеральна вата). Діаметр таких глушників не більший за 500–600 мм, а їх довжина повинна бути меншою за 2 м.

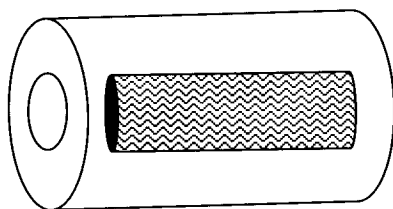


Рис. 5.4. Схема трубчастого глушника

У зв'язку з тим, що рівень зниження звукового тиску цим глушником прямо пропорційно залежить від його довжини, коефіцієнта звукопоглинання та периметра і обернено пропорційно залежить від площі поперечного перерізу, збільшення їх довжини не зможе дати зменшення рівня шуму більш ніж на 40 дБ:

$$\Delta L = \frac{l \cdot \alpha \cdot \Pi}{S}$$

З метою зменшення габаритів і збільшення інтенсивності затухання шуму на одиницю довжини каналу використовують **пластинчасті** глушники (рис. 5.5), які складаються із звукопоглинальних пластин із зовнішніми перфорованими стінками, середина яких заповнена звукопоглинальним матеріалом.

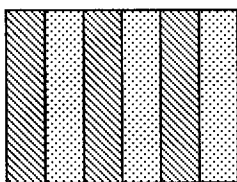


Рис. 5.5. Схема пластинчастого глушника

Оскільки вибір звукопоглинальних матеріалів для абсорбційних глушників залежить від умов експлуатації (температури, відносної вологості, запиленості), то для масивних джерел шуму використовують звукопоглинальні бетонні блоки.

Зниження шуму у пластинчастому глушнику залежить від відстані між пластинами та їх товщини.

Для зменшення рівня високочастотного шуму товщина пластин дорівнює 50–100 мм. А для середньо- і низькочастотного шуму – 200–600 мм. Зменшення відстані між пластинами покращує інтенсивність затухання, але при цьому істотно зростає гідравлічний опір глушника.

5.4.5. Глушники шуму з циліндричними звукопоглиначами

Ці глушники є двох типів – глушники із зовнішнім заповненням (рис. 5.6) та глушники із внутрішнім (рис. 5.7) заповненням.

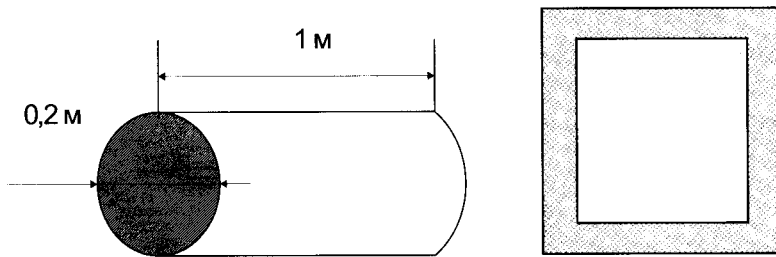


Рис. 5.6. Схема глушника із зовнішнім заповненням

Звукопоглинальні циліндри діаметром 0,2 м і заввишки 1 м виготовляють з перфорованого металу, і внутрішню поверхню заповнюють керамзитом або крихтою з нього. Їх розташовують у кілька секцій.

Такі глушники зменшують рівень високочастотних шумів на 20–60 дБ.

Інший тип глушників складається із звукопоглинального перфорованого циліндра діаметром 0,5–2 м і заввишки від 6 до 8 м, заповненого гравієм або керамзитом і вмонтованого у залізо-бетонному корпусі.

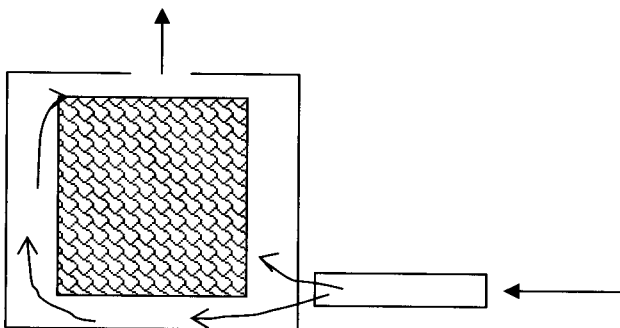


Рис. 5.7. Схема глушника із внутрішнім заповненням

Зменшення рівня шуму досягається до 30 дБ, але в широкому діапазоні частот.

На сучасному етапі широко використовуються трубчасті глушники (рис. 5.8) для вентиляції та кондиціонування повітря. Вони складаються з перфорованого циліндра, бокові сторони якого закриті звуконепроникними кришками.



Рис. 5.8. Схема трубчастого глушника

Внутрішній об'єм заповнюють волокнистим матеріалом, а зовнішню поверхню обтягують прозорою склотканиною з метою запобігання видуванню заповнювача. Габаритні розміри: довжина – 1 м; діаметр – 150–200 мм.

Такі глушники встановлюють як усередині труб, так і з зовнішньої поверхні.

5.4.6. Глушники реактивного типу

Глушники реактивного типу (рис. 5.9) застосовують для зменшення рівня шуму компресорів, двигунів внутрішнього згоряння тощо.

Для камерного глушника (рис. 5.10, 5.11) величину глушіння шуму визначають графічно залежно від співвідношення площі глушника до площі трубопроводу, а також від довжини камери глушіння:

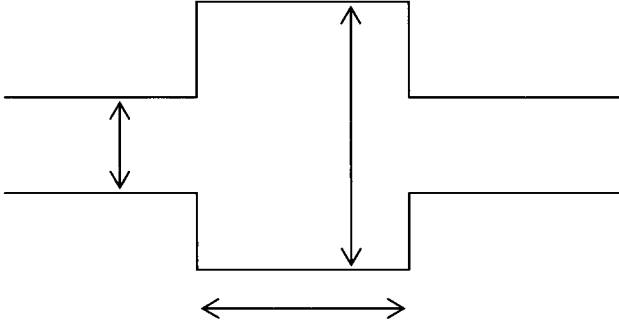


Рис. 5.9. Схема реактивного типу

$$\Delta L = f(k \cdot l_k, m);$$

$$k = \frac{2\pi \cdot f}{c}; m = \frac{F_2}{F_1},$$

де c – хвильове число; f – частота коливання та швидкість поширення газового потоку.

Для резонансного глушника (рис. 5.10) власна частота резонатора повинна дорівнювати основній частоті газового потоку:

$$f_p = \frac{c}{2\pi} \sqrt{\frac{k}{V}}; \quad k = \frac{F}{l + 0,8d},$$

де k – провідність шуму через діаметр d ; V – об'єм камери резонатора.

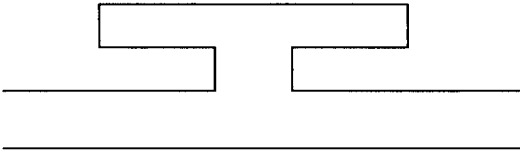


Рис. 5.10. Схема концентричного резонатора

$$\Delta L_{\text{глушич}} = 10 \lg \frac{\alpha_{\text{обл}} F_{\text{к}}}{F}, \quad (5.2)$$

де $\alpha_{\text{обл}}$ – коефіцієнт звукопоглинального матеріалу на внутрішній поверхні камери; $F_{\text{к}}$ і F – площі камери та каналів.

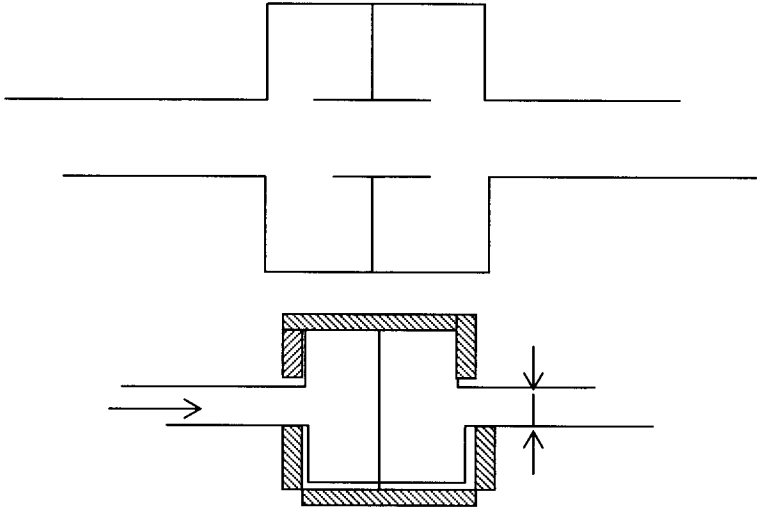


Рис. 5.11. Схема камерних глушників зі звукопоглинальним лічуванням

5.4.7. Екранні глушники

Екранні глушники (рис. 5.12) встановлюють на трубопроводах, які працюють на всмоктувальних та нагнітальних лініях.

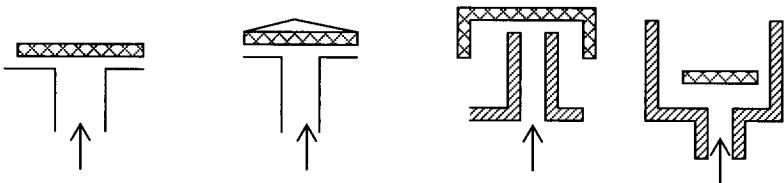


Рис. 5.12. Екранні глушники

Діаметр екрана повинен бути у два рази більшим від діаметра каналу.

Екранні глушники знижують рівень високочастотного шуму на 10–25 дБ.

З метою скиду стисненого повітря в атмосферу застосовують глушники, в яких звук, створений потоком повітря, проходить через шар пористого матеріалу, перфоровані металеві листи та насадкові тіла.

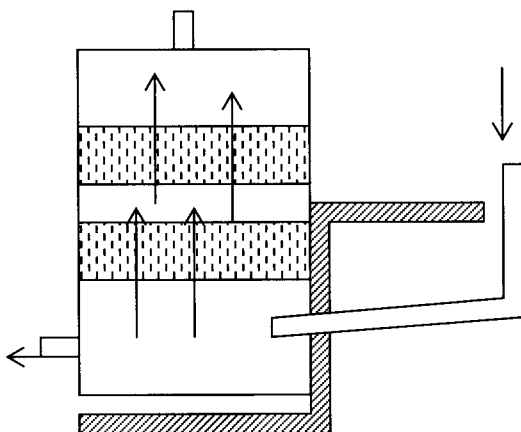


Рис. 5.13. Схема насадкового глушника

У результаті цього досягається очищення стисненого повітря від сконденсованих оливних домішок, а також зниження рівня шуму до необхідного.

Для невеликих об'ємів стисненого повітря використовують циліндричні глушники, виготовлені з металокераміки, металеві сітки, а також пінопласту.

Зниження шуму у пористих матеріалах відбувається за рахунок втрат звукової енергії на тертя та місцеві опори у порах та вузьких каналах. Такі глушники мають великий аеродинамічний опір, тому їх застосовують тільки в установках, в яких тиск у глушнику не приводить до збільшення енергозатрат.

Глушники дифузійного типу (рис. 5.15) застосовуються під час дроселювання газу у довкілля, оскільки через перепад тисків газів виникає шум високочастотного діапазону.

Фактично на усіх підприємствах хімічної промисловості це явище присутнє. При цьому – це високочастотний шум з рівнем у 125 дБА (радіус дії до кількох км).

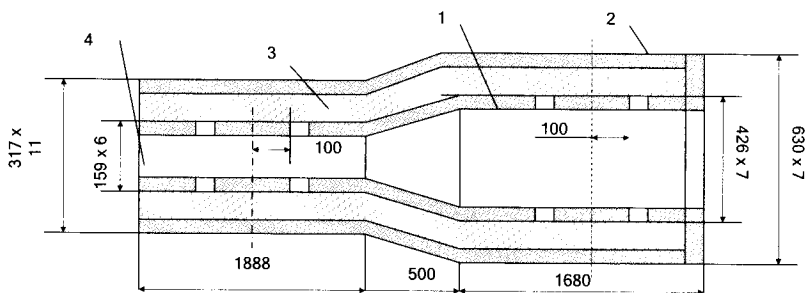


Рис. 5.14. Схема дифузійного глушника шуму:

- 1 – внутрішня перфорована труба; 2 – наповнювачі з мінераловати;
3 – зовнішня труба; 4 – патрубок для з'єднання

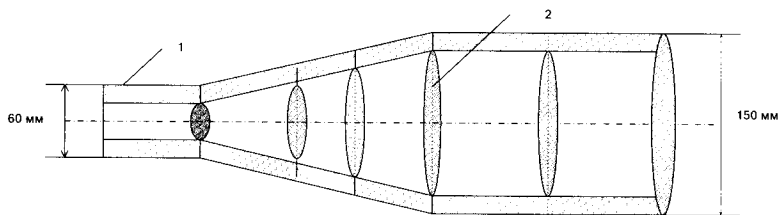


Рис. 5.15. Схема дросельного глушника:

- 1 – патрубок з'єднання з джерелом шуму; 2 – решітки

Глушник працює за принципом дроселювання (рис. 5.15) і має п'ять – шість сіток, прохідний переріз яких поступово зростає від $6,8 \cdot 10^{-3}$ до $3,28 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$.

Коефіцієнт витрати отворів (а це відношення площі попередньої сітки до площі наступної) становить 0,5–0,7.

Ефективність цих глушників – 40–70 дБА.

За високих тисків скиду парів у повітря ($4 \cdot 10^5$ Па) застосовують дросельні глушники з шістьма ступенями дроселювання.

Кожен ступінь дроселювання забезпечує розширення пари та зниження тиску.

5.5. Нормувальні параметри шуму

Нормувальними параметрами шуму є рівні в дБ середньоквадратичних звукових тисків, які вимірюються в октанових смугах частот з середньгеометричними частотами: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000 і 8000 Гц і визначаються за формулою

$$L = 20 \cdot \lg \frac{P}{P_0}, \quad (5.3)$$

де P – звуковий тиск, Н/м²; $2 \cdot 10^{-5}$ – порогова величина середньоквадратичного звукового тиску.

Для орієнтовної оцінки шуму можна користуватися шумовим вимірювачем, який має шкалу рівня звуку (дБ). Рівні звукового тиску в октанових смугах частот і рівні звуку на території житлової забудови, згідно з санітарними нормами, становлять 45 дБ. Тому згідно з середньгеометричними октановими смугами, Гц, рівні звукового тиску будуть відповідно такими, як наведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Відповідність рівнів звукового тиску до середньгеометричних октанових смуг

Середньгеометричні частоти, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рівні звукового тиску, дБ	67	57	49	44	40	37	35	33

Нормувальними параметрами постійного шуму є рівні звукового тиску (РЗТ) – L , (дБА), в октанових смугах з середньгеометричними частотами 663, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц, або рівні звуку

L_a (дБА), а непостійного – еквівалентні рівні звуку $L_{a\text{ екв}}$ (дБА) і максимальні рівні звуку – $L_{a\text{ max}}$ (дБА).

Еквівалентні рівні звуку $L_{a\text{ екв}}$, еквівалентний (за енергією) рівень звуку непостійного шуму – рівень звуку постійного широкосмугового шуму, який має середньоквадратичний звуковий тиск, такий самий, як і непостійний шум упродовж певного інтервалу часу.

Максимальний рівень звуку $L_{a\text{ max}}$ – це рівень звуку, який відповідає максимальному показу шумового вимірювача упродовж часу, що становить 1 % від часу вимірювання. Цю величину вимірюють шумовими вимірювачами або розраховують за результатами вимірювання рівня звуку упродовж найшумніших 0,5 год. Виміряні величини перетворюють на класи з інтервалом в 3 дБА.

Еквівалентні рівні звуку розраховують за формулою

$$L_{\text{екв}} = 10 \cdot \lg \left(\frac{1}{100} \sum_{i=1}^n t_i 10^{0,1 L_i} \right), \quad (5.4)$$

де L_i – рівень звуку класу, дБА; t_i – відносний час дії шуму класу L_i , % від часу вимірювання.

Можливість забезпечення допустимих рівнів шумів у значному ступені залежить від виконання нормативів для різних джерел шуму. Так, основний для міської забудови шум транспорту, виміряний на відстані 7,5 м від осьової лінії руху, відповідно до ГОСТ 27436-87 і ОСТ 27.004.022-86, не повинен перевищувати рівнів звуку, наведених у табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Рівні шуму, що створюються транспортними засобами

Типи транспортних засобів	Рівень звуку, дБА
Легкові і вантажні автомобілі, а також автобуси з потужністю, кВт:	77
менше 150	80
150 і більше	83
Автобуси і вантажні автомобілі з масою, кг:	
не більше 2000	78
більше 2000	79
менше як 3500	79
Мотоцикли з робочим об'ємом двигуна, см ³ :	
80–350	78–83
350 і більше	85

5.6. Загальна характеристика вібрації. Методи захисту від вібрації

Вібрація – це механічні коливання пружних тіл із частотою, меншою за 16 Гц, які проявляються у формі їх переміщення у просторі або зміною форми.

Передача вібрації через фундаменти та ґрунти може спричиняти їх нерівномірне осадження. Особливо це небезпечно для вологих насичених ґрунтів.

Довжина зони вібрації у навколишньому середовищі визначається величиною їх затухання у ґрунті, яка, як правило, дорівнює 1 дБ/м (у водонасичених ґрунтах ця величина дещо більша). Найчастіше на відстані 50–60 м від магістрального рейсового транспорту вібрації фактично затухають.

Розрахунок амплітуд вертикальних (горизонтальних) коливань ґрунту або фундаменту промислового обладнання з динамічними навантаженнями здійснюють за формулою

$$A_r = A_0 \left\{ \frac{1}{\bar{r} \cdot [1 + (\bar{r} - 1)^2]} + \frac{\bar{r}^2 - 1}{(\bar{r}^2 + 1) \cdot \sqrt{3 \cdot \bar{r}}} \right\}, \quad (5.5)$$

де r – відстань від осі фундаменту до точки виміру; A_0 – амплітуда вільних коливань за Сніп 2.02.05-87;

$$r_0 = \sqrt{\frac{F}{\pi}},$$

де r_0 – приведений радіус підшви фундаменту:

$$\bar{r} = \frac{r}{r_0}, \quad (5.6)$$

де F – площа підшви фундаменту.

На окремих підприємствах хімічної промисловості (зокрема, під час роботи конусних дробарок та кульових млинів) рівні вібрації перевищують нормативні значення на 2–8 дБ у діапазоні частот від 2–63 Гц. Не менш небезпечним обладнанням є компресори, насоси, вібростата. Джерелом підвищеної вібрації,

що діє на руки працівника, є пневматичні молотки, шліфувальні машинки тощо.

Основною характеристикою вібрації є середньоквадратичне значення віброшвидкості, вираженої у логарифмічній шкалі (дБ):

$$L_v = 20 \lg \left(\frac{V}{5 \cdot 10^{-8}} \right), \quad (5.7)$$

де V – середньоквадратичне значення віброшвидкості; $5 \cdot 10^{-8}$ – опорна віброшвидкість (мінімальна), якій відповідає мінімальне віброприскорення 310^{-4} м/с^2 під час віброзміщення 810^{-12} м .

Людський організм відчуває вібрацію за $V=10^{-4} \text{ м/с}$.

Існують допустимі норми та час, упродовж якого людина може знаходитись, наприклад, у лабораторії, конструкторському бюро, – за рівня вібрації 75 Гц не більше 8 год за $V = 0,032 \text{ м/с}$.

Якщо людина знаходиться у таких умовах менше години, такі дані можна розрахувати як допустиму віброшвидкість:

$$V_t = V_{480} \sqrt{\frac{480}{t}}, \quad (5.8)$$

де V_{480} – допустиме значення віброшвидкості за дії вібрації упродовж 480 хв (8 год); t – час перебування, с.

Знизити віброактивність обладнання можна зміною параметрів фізико-механічних процесів, зменшуючи тертя у кінематичних парах, а також збалансуванням і зрівноважуванням сил інерції обертових частин.

Для зниження рівня вібрації включають віброізоляцію обладнання і віброізоляцію робочих місць.

Для віброізоляції обладнання на підприємствах хімічної промисловості широко використовують спеціальні віброізоляційні пристрої.

Під час вибору необхідних пристроїв потрібно знати:

- величину та характер зміни з часом динамічних навантажень, які передаються машинами на основу;
- частотний спектр цих навантажень;
- коливання машин на віброізоляторах з визначенням частоти;
- коефіцієнт затухання;

- амплітуду коливання машин;
- надійність та довговічність роботи механізмів та деталей.

Для обмеження дії вібрації на довкілля необхідно вживати заходів щодо зниження вібрації у джерелі його виникнення, якщо це неможливо, тоді на шляху поширення. Зниження вібрації у джерелі зазначають на етапі проектування.

Причинами низькочастотних вібрацій насосів, компресорів та двигунів є:

- 1) дисбаланс обертових елементів;
- 2) неоднорідність матеріалу у виробі;
- 3) нерівномірність розподілення навантаження;
- 4) неправильний вибір конструкційних матеріалів.

В усіх випадках зміщення центра маси стосовно осі обертання призводить до виникнення неврівноваженої відцентрової сили:

$$F = m\omega^2 e, \quad (5.9)$$

де m – маса системи, яка обертається; ω – кутова швидкість обертання; e – (радіус-вектор) ексцентриситет.

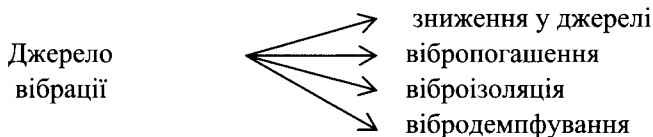
Доволі ефективним методом зниження вібрації у джерелі є зменшення резонансних режимів роботи обладнання. Цього можна досягти зміною робочих режимів обладнання, враховуючи, що власна частота коливань обладнання

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{b}{m}}, \quad (5.10)$$

де b – жорсткість обладнання; m – маса системи.

Змінюючи будь-яку з цих характеристик, можна позбутись резонансних режимів.

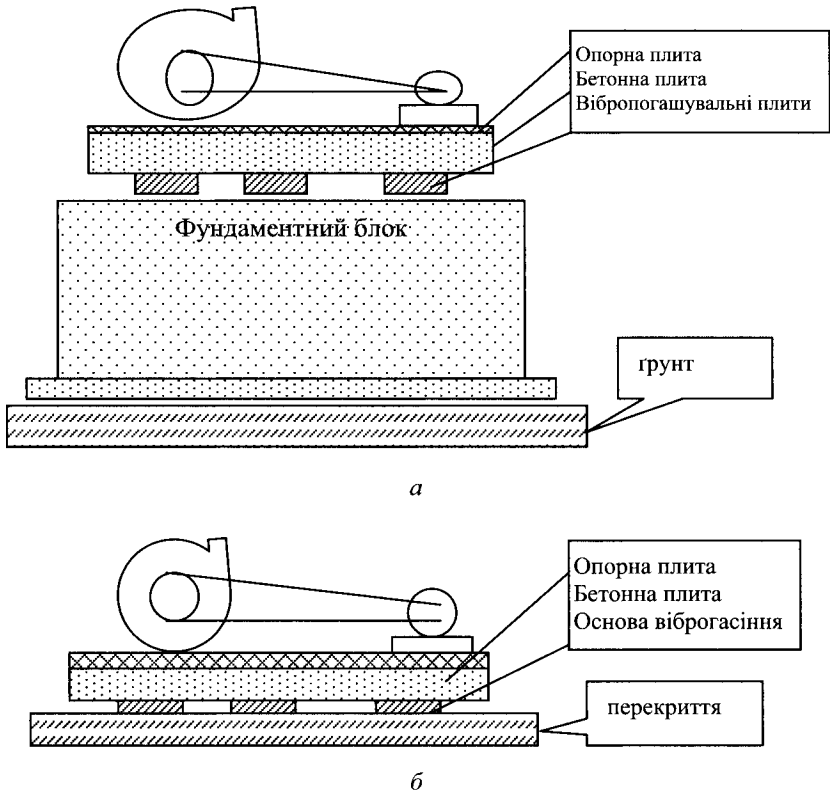
Якщо неможливо знизити рівень вібрації у джерелі його виникнення, тоді застосовують методи зниження вібрації на шляху її поширення.



Вібропогашення

Реалізується за збільшення ефективної жорсткості й маси корпусу машин та верстатів за рахунок їх об'єднання в єдину замкнену систему з фундаментом за допомогою анкерних з'єднань та цементного розчину.

З цією метою малогабаритне інженерне обладнання (вентилятори, насоси) житлових споруд (будівель) встановлюють на опорні плити та вібропогашувальні основи (рис. 5.16).



Вібропогашення можна досягати також встановленням додаткового пристрою з певною частотою коливань та жорсткістю Q . Вибір маси та жорсткості вібропогашувача забезпечується такою умовою:

$$f_0 = \frac{1}{2 \cdot \pi} \sqrt{\frac{g}{m}} = f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{m}{M}}.$$

Розрахункове динамічне навантаження:

$$P_D = h \cdot \eta \cdot P_H,$$

де h – коефіцієнт надійності; η – коефіцієнт динамічності, характерний для кожного типу машин; P_H – нормативне значення динамічного навантаження за нормального режиму роботи.

Допустиме значення вібрації визначають за умовою $A_{max} < A_{допуст}$ (амплітуда коливань) за СНіП.

Для машин з кривошипно-шатунним механізмом розрахунок амплітуд вертикальних коливань буде:

$$A_{max} = \frac{P_z}{b_z - M \cdot \omega^2}, \quad (5.11)$$

де P_z – допустиме навантаження згідно з нормами СНіП; M – сумарна маса машин та фундаменту; B_z – коефіцієнт жорсткості основи фундаменту за стиснення:

$$B_z = C_z S, \quad (5.12)$$

де S – площа фундаменту; C_z – коефіцієнт рівномірного стиснення основи (експериментальний).

Для фундаментів площею $< 200 \text{ м}^2$ C_z можна визначити за формулою

$$C_z = b_0 \cdot E \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{S_0}{S}} \right), \quad (5.13)$$

де b_0 – коефіцієнт стиснення або деформації, м^{-1} (для пісків=1; суспензій 1, 2; глин – 1,5); E – модуль деформації ґрунту у тоннах сили на м^2 (т с/м^2) – визначають за допустимими нормами; S – площа фундаменту, м^2 ; S_0 – площа основи обладнання, м^2 .

5.7. Віброізоляція

Методи встановлення обладнання на фундамент вимагають великих фінансових затрат і часу. Тому на етапі експлуатації переважно використовують обладнання без фундаменту, безпосередньо на віброізолювальних опорах. Це уможливить зниження затрат.

Встановлення на віброізолювальні опори технологічного та інженерного обладнання можна проводити також між джерелом вібрації і фундаментом (опорною плитою), або між фундаментом і ґрунтом.

Для обмеження поширення вібрацій практикують розділення інженерних комунікацій на окремі ділянки за допомогою гнучких вставок (рис. 5.17).

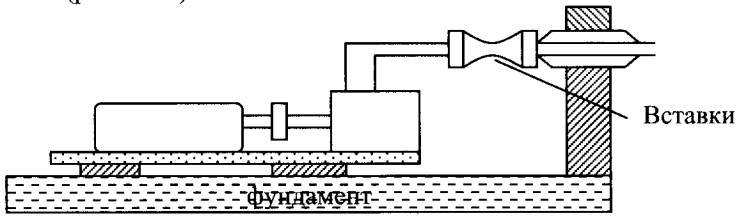


Рис. 5.17. Схема амортизаційного віброізолятора

Як віброізолятори використовують гумові або пластмасові прокладки, листові ресори.

Циліндричні пружини та ресори стійкіші до агресивних середовищ, довше зберігають пружні властивості й дають змогу ізолювати низькочастотні коливання.

Недолік пружин: малоефективні до високочастотних коливань. Застосовують комбіновані пневматичні віброізолятори.

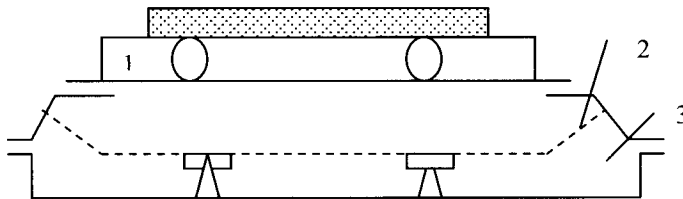


Рис. 5.18. Схема комбінованого пневматичного віброізолятора:
1 – віброплатформа; 2 – гнучка резинова оболонка; 3 – камера повітряної подушки з тиском $2 \cdot 10^5$ Па

Така конструкція сприяє послабленню передачі вібрації на основу віброплатформи і ґрунт.

Віброізоляцію машин від фундаменту або основи можна досягти двома способами (див. рис. 5.19 та 5.20).

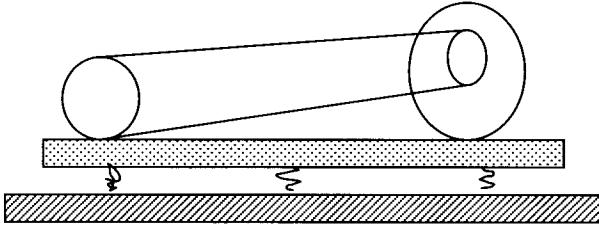


Рис. 5.19. Опорна віброізоляція

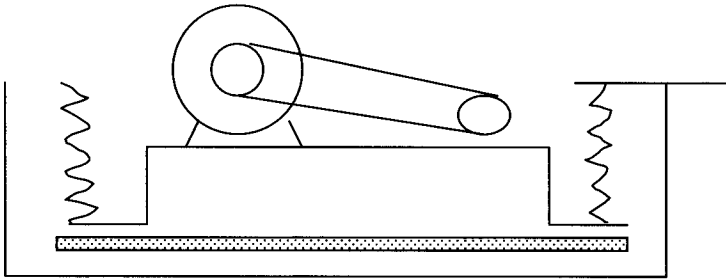


Рис. 5.20. Підвісна віброізоляція

Ефективність віброізоляції оцінюється коефіцієнтом передачі (КП):

$$КП = \frac{M_{кx}}{M_x} = \frac{F_{кx}}{F_x} = \frac{1}{\alpha_x^2 - 1}, \quad (5.14)$$

де $F_{кx}$ – сила, створена амплітудним коливанням; $M_{кx}$ – амплітуда моменту стосовно осі X , яка передається через віброізолятори на опорну конструкцію; $\alpha_x = \frac{w_x}{w_{0x}}$ – відношення кутової швидкості вимушених коливань до кутової швидкості зворотно-поступальних рухів.

Вібродемпфування – це процес зменшення рівня вібрації установок за допомогою перетворення енергії механічних рухів на теплову.

Основою вібродемпфування є збільшення активних втрат у коливних системах. Основна характеристика – це коефіцієнт втрат енергії:

$$\eta = \frac{w \cdot \mu}{b}, \quad (5.15)$$

де w – кутова швидкість коливань; μ – коефіцієнт в'язкого тертя; b – жорсткість системи.

Цей метод застосовується у системах з інтенсивними динамічними навантаженнями для матеріалів з великим внутрішнім тертям (чавун з малим вмістом вуглецю, сплави кольорових металів).

Вібродемпфувальні покриття використовують для зниження коливань на трубопроводах та газоходах вентиляційних систем. Зниження рівня вібрації під час демпфування визначається за формулою

$$\Delta L = 20 \lg \left(\frac{\eta_2}{\eta_1} \right), \quad (5.16)$$

де відношення коефіцієнтів втрат до і після демпфування дає загальне значення коефіцієнта втрат:

$$\left(\frac{\eta_2}{\eta_1} \right) = \eta_{\text{заг}}. \quad (5.17)$$

Значення коефіцієнта втрат $\eta_{\text{заг}}$ для деяких матеріалів:

сталь – 10^{-3} ;

гума – 0,15;

поролон – 0,22.

Ультразвук

Ультразвукові коливання – це механічні коливання у газах, рідинах і твердих тілах з частотою $\nu = 2 \cdot 10^4 - 1 \cdot 10^{13}$ Гц. Людське вухо не сприймає ультразвук, проте деякі тварини, наприклад, кажани, можуть і чути, і видавати ультразвук. Частково сприймають його гризуни, коти, собаки, кити, дель-

фіни. Ультразвукові коливання виникають під час роботи моторів автомобілів, верстатів і ракетних двигунів.

У практиці для отримання ультразвуку переважно застосовують електромеханічні генератори ультразвуку, дія яких ґрунтується на здатності деяких матеріалів змінювати свої розміри під дією магнітного (магнітострикційні генератори) або електричного поля (п'єзоелектричні генератори), при цьому генератори видають звуки високої частоти.

Унаслідок великої частоти (малої довжини хвилі) ультразвук має особливі властивості. Так, подібно до світла, ультразвукові хвилі можуть утворювати чіткі, направлені пучки. Віддзеркалення і заломлення цих пучків на межі двох середовищ підпорядковується законам геометричної оптики. Ультразвук сильно поглинається газами і слабо – рідинами. У рідині під впливом ультразвуку утворюються пустки у вигляді найдрібніших пухирців з короткочасним зростанням тиску усередині них. Крім того, ультразвукові хвилі прискорюють перебіг процесів дифузії (взаємопроникнення двох середовищ одне в одне). Ультразвукові хвилі істотно впливають на розчинність речовини і загалом на хід хімічних реакцій.

Ці властивості ультразвуку і особливості його взаємодії з середовищем зумовлюють його поширене технічне і медичне використання. Ультразвук застосовують у медицині і біології для ехолокації, для виявлення і лікування пухлин і деяких дефектів у тканинах організму, в хірургії і травматології для розтину м'яких і кісткових тканин під час різних операцій – для зварювання зламаних кісток (ультразвук великої потужності). В ультразвуковій терапії для лікувальної мети використовують коливання 800–900 кГц.

У полі ультразвукових коливань у живих тканинах ультразвук забезпечує механічну, термічну, фізико-хімічну дію (мікромасаж клітин і тканин). При цьому активізуються обмінні процеси, підвищуються імунні властивості організму. Ультразвук забезпечує виражену знеболювальну, спазмолітичну, протизапальну і загальнотонізуючу дію, стимулює крово- і лімфообіг, прискорює регенеративні процеси, покращує трофіку тканин.

Тривалість дії на больову зону 3–5 хв, а в сумі – на кілька зон – не більше 12–15 хв на усю процедуру і не більше 10–12 процедур один раз на три місяці. Оскільки ультразвук повністю відображається від якнайтонших прошарків повітря, до тіла його підводять через безповітряні контактні середовища.

Останнім часом поширення у виробництві знаходять технологічні процеси, що ґрунтуються на використанні енергії ультразвуку. У зв'язку зі збільшенням одиничних потужностей і швидкостей різних агрегатів і машин зростають рівні шуму, зокрема і в ультразвуковій області частот.

Ультразвуком називаються механічні коливання пружного середовища з частотою, що перевищує верхню межу чутності, – 20 кГц. Одиницею вимірювання рівня звукового тиску є дБ. Одиницею вимірювання інтенсивності ультразвуку є Вт/см². Ультразвук характеризується локальною дією на організм, оскільки передається за безпосереднього контакту з ультразвуковим інструментом, поверхнями чи деталями середовищ, де збуджуються ультразвукові коливання. Ультразвукові коливання дуже впливають на організм людини. Тривалий систематичний вплив ультразвуку, що поширюється повітряним шляхом, викликає зміни у нервовій, серцево-судинній та ендокринній системах, слуховому і вестибулярному аналізаторах. Найхарактернішою є наявність вегетосудинної дистонії й астеничного синдрому.

Ступінь виразності змін залежить від інтенсивності і тривалості впливу ультразвуку і підсилюється за наявності у спектрі високочастотного шуму, при цьому відбувається виражене зниження слуху. У разі продовження контакту з ультразвуком зазначені розлади набувають стійкішого характеру.

За дії локального ультразвуку виникають явища вегетативного поліневриту рук (рідше ніг) різного ступеня виразності, аж до розвитку парезу п'ясток рук і передпліч, вегето-судинної дисфункції.

Характер змін, що виникають в організмі під впливом ультразвуку, залежить від дози впливу.

Малі дози – рівень звуку 80–90 дБ – мають стимулювальний ефект – мікромасаж, прискорення обмінних процесів. Великі дози – рівень звуку 120 дБ і більше – мають вражаючий ефект.

Оснoву профілактики несприятливого впливу ультразвуку на осіб, що обслуговують ультразвукові установки, становить гігієнічне нормування.

Відповідно до ДСТ 12.1.01-89 “Ультразвук. Загальні вимоги безпеки”, “Санітарні норми і правила при роботі на промислових ультразвукових установках” (№ 1733-77), обмежуються рівні звукового тиску у високочастотній області чутних звуків і ультразвуків на робочих місцях (від 80 до 110 дБ за середньогеометричних частот третьоктавних смуг від 12,5 до 100 кГц).

Ультразвук, що передається контактним шляхом, нормується “Санітарними нормами і правилами під час роботи з устаткуванням, що створює ультразвуки, що передаються контактним шляхом на руки працівників” № 2282-80.

Заходи запобігання несприятливій дії ультразвуку на організм операторів технологічних установок, персоналу лікувально-діагностичних кабінетів полягають насамперед у вживанні заходів технічного характеру. До них належать: створення автоматизованого ультразвукового устаткування з дистанційним керуванням; використання, за можливості, малопотужного устаткування, що сприяє зниженню інтенсивності шуму й ультразвуку на робочих місцях на 20–40 дБ; розміщення устаткування у звукоізольованих приміщеннях, кабінетах з дистанційним керуванням; устаткування звукоізолювальних пристроїв, кожухів, екранів з листової сталі чи дюралюмінію, покритих гумою, протишумовою мастикою та іншими матеріалами.

Під час проектування ультразвукових установок доцільно використовувати робочі частоти, найчутливіші до діапазону не нижче 22 кГц.

Щоб запобігти впливу ультразвуку під час контакту з рідкими і твердими середовищами, необхідно встановлювати систему автоматичного відімкнення ультразвукових перетворювачів під час операцій, за яких можливий контакт (наприклад,

завантаження і вивантаження матеріалів). Для захисту рук від контактної дії ультразвуку рекомендується застосування спеціального робочого інструмента з віброізолювальною рукояткою.

Якщо з виробничих причин неможливо знизити рівень інтенсивності шуму та ультразвуку до допустимих значень, необхідне використання засобів індивідуального захисту – протишумів, гумових рукавичок з бавовняною прокладкою тощо.

Розвиток техніки і транспортних засобів, удосконалювання технологічних процесів і устаткування супроводжуються збільшенням потужності та габаритів машин, що зумовлює тенденцію до підвищення низькочастотних складових у спектрах і появи інфразвуку, що є порівняно новим, не дуже вивченим чинником виробничого середовища.

5.8. Інфразвук

Інфразвукові джерела можуть бути:

– природними – створені сильними вітрами під час обдування будівель та водяної поверхні;

– штучними (промисловими) – механізми з великою поверхнею, які створюють зворотно-поступальні рухи; механізми з кількістю циклів не більше 220 за секунду, що створюють інфразвук механічного походження; реактивні двигуни; ДВ згорання; турбіни; вентилятори; компресори та установки, які створюють великі турбулентні маси потоків газу, спричиняючи виникнення інфразвуку аеродинамічного походження.

Інфразвук сприймається людиною за допомогою слухової чутливості. Так, за частот 2–5 Гц і рівня 100–125 дБ людина відчуває головний біль та ускладнене ковтання через зміну тиску у середньому вусі.

Підвищення рівня до 125–137 дБ може викликати вібрацію грудної клітки. Інфразвук з частотою 15–20 Гц викликає відчуття страху, знижує слухову активність, зменшує вестибулярні властивості організму.

Інфразвук діє на доволі великій відстані – 800 м. Крім цих наслідків, його дія зумовлює брязкотіння посуду, вікон за рівня більше ніж 40 дБ.

Нормування інфразвуку у навколишньому середовищі проводять за санітарними нормами № 42-128-4948-89.

Нормувальними параметрами постійного інфразвуку для території житлової зони є рівні звукового тиску в октанових смугах з середньгеометричними частотами 2,4, 8, 16, 31,5 Гц, які не повинні перевищувати 90 дБ, а в октанових смугах рівні звукового тиску не повинні перевищувати 80 дБ (всередині будівлі рівень інфразвуку не нормується).

Нормувальними параметрами непостійного інфразвуку є еквівалентні (за енергією) рівні звукового тиску з середньгеометричними частотами, вказаними вище.

За дії інфразвуку з рівнем 120 дБ виникають больові відчуття. За частоти 5–10 Гц виникає відчуття вібрації внутрішніх органів. Небезпечним є інфразвук з частотою 8 Гц, яка відповідає частоті ритмів біотоків головного мозку.

Ступінь виразності інфразвуку визначається за величиною частоти:

- 6–10 дБ – ознаки наявності інфразвуку;
- 11–20 дБ – помірно виражений інфразвук;
- 20–30 дБ – чітко виражений інфразвук;
- більше 30 дБ – значний інфразвук.

Методи захисту від інфразвуку

Ці методи істотно відрізняються від методів захисту від шуму у зв'язку з фізичними характеристиками інфразвукових коливань (особливо значно більшою довжиною хвиль порівняно з розміром перепон на шляху їх поширення).

Зниження інтенсивності інфразвуку можна досягти зміною режимів роботи обладнання або його конструкції. Наприклад, збільшенням кількості робочих ходів поршневих машин (n), щоб частота силових імпульсів (f) знаходилась у межах інфразвукового діапазону під час зменшення швидкості витікання газів і парів в

атмосферу. Зниження інтенсивності інфразвуку можна розрахувати за формулою

$$f = \frac{n}{60} . \quad (5.18)$$

Під час вибору конструкції треба надавати перевагу малогабаритним установкам, оскільки габаритні установки з плоскими поверхнями і незначною жорсткістю створюють умови для генерації інфразвуку:

- звукоізоляцією джерела;
- поглинанням звукової енергії глушниками інтерференційного, камерного, резонансного та динамічного типів;
- за рахунок використання механічного перетворювача частоти.

Захист від інфразвуку відстанню – малоефективний, оскільки поглинання у нижніх шарах атмосфери інфразвукових коливань з частотою, меншою за 10 Гц, не перевищує 810^{-6} дБ /км.

Глушники використовують з метою зміщення довжини хвилі вдвічі за фазовим напрямком. Ці глушники працюють за тим самим принципом, що і попередні, тільки у разі інфразвуку вони повинні мати значно більший об'єм розширювальної камери або резонансної площини. Такий кільцевий глушник (рис. 5.21) використовується на всмоктувальній лінії компресорів. Він знижує рівень інфразвуку на 10 дБ (рис. 5.22).

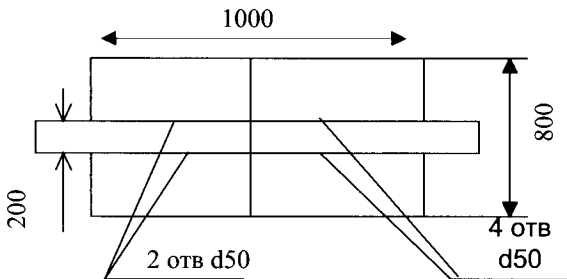


Рис. 5.21. Схема резонансного кільцевого глушника

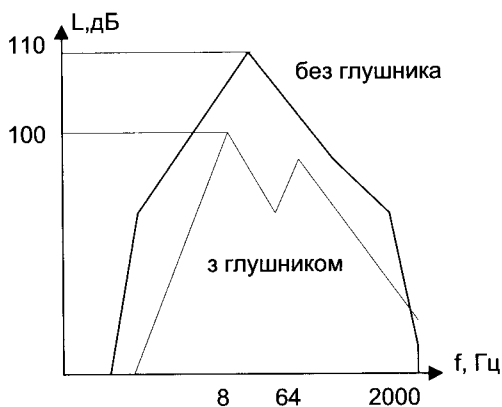


Рис. 5.22. Зниження рівня звукового тиску на всмоктувальній лінії компресорів

Механічний перетворювач частоти інфразвукових коливань ґрунтується на амплітудній модуляції звукових коливань. Його використовують під час поширення інфразвуку закритими каналами аеродинамічних труб ДВЗ. Модуляція інфразвукових коливань проводиться за допомогою аеродинамічного перетворювача (наприклад, ультразвукової сирени), встановленого на шляху поширення інфразвукових хвиль. Це дає змогу перетворити інфразвукові коливання на менш небезпечні – ультразвукові.

Найскладнішим завданням є звукоізоляція інфразвуку, тому що потрібні масивні інженерні конструкції з масою одного квадратного метра не менше 10^6 кг.

Метод звукопоглинання можна використати за рахунок застосування резонансних панелей конструкції Бекеші, які складаються з прямокутних рам, на які закріплюється тонкостінна мембрана (наприклад, фанера, металевий лист, повітронепроникна плівка).

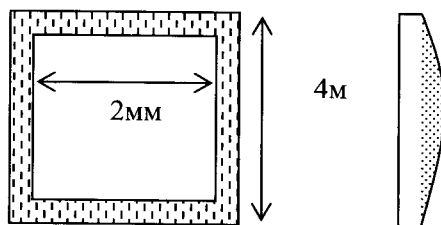


Рис. 5.23. Схема резонансної панелі Бекеші

Ця конструкція може бути налаштована на певну частоту у спектрі інфразвуку. Власну частоту резонатора визначають за рівнянням

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{c^2 \cdot \rho}{m \cdot h}}, \text{ Гц}, \quad (5.19)$$

де c – швидкість поширення звуку; ρ – густина повітря; m – маса, яка доводиться на одиницю поверхні мембрани; h – товщина повітряного проміжку за мембраною.

Для підвищення ефективності цієї конструкції в діапазоні високих частот внутрішня частина резонатора заповнюється звукопоглинальним матеріалом, який фіксується дрібнозернистою сіткою.

Методи і засоби вимірювання шуму, інфразвуку та вібрації

Вимірювання шуму на території проводять відповідно до ГОСТ 13337-78 на висоті 1,2 м від поверхні землі у точках, розташованих не ближче ніж 2 м від стін споруди. А у самих приміщеннях за відкритих квартир – не менше ніж у трьох точках на тій самій висоті, віддалених від стін на 1,2 м і більше.

Рівні звукового тиску шуму стали у часі вимірюються в октанових смугах частот.

Вимірювання рівня звуку непостійного шуму повинні проводитись протягом найшумніших 0,5 год, з реєстрацією на самописець через короткі проміжки часу (приблизно 5–10 с).

Для визначення постійного інфразвуку використовують шумові вимірювачі 1-го класу точності згідно з ГОСТ 1787-81. При

цьому використовують схему, яка складається з мікрофона з підсилювачем і низькочастотного аналізатора спектра. Додатково використовують самописець з градуйованою шкалою у середньогеометричних частотах октанових смуг.

Еквівалентні рівні непостійного інфразвуку визначають за попереднім записом сигналу магнітофона з подальшим розшифруванням.

Точки вимірювання на території житлових та промислових будівель повинні відповідати ГОСТ 13337-78 на відстані 0,3 м від загороджень з обох боків.

Вимірювання рівня вібрації в октанових смугах частот з середньогеометричними значеннями від 31 – 8000 Гц проводять за ГОСТ 2957-84 тією самою апаратурою, що і рівня шуму з заміною мікрофона на вібродатчик.

5.9. Захист довкілля від електромагнітних полів

Характеристика електромагнітних полів

Виникнення науки радіотехніки відбулось завдяки винаходу радіо 7 травня 1895 р. Це спричинило необхідність захисту від електромагнітних хвиль, тому що передавання інформації на відстані за допомогою електричних сигналів і є основним завданням радіотехніки. Можна стверджувати, що ЕМП – це випромінювання електромагнітної енергії, яка являє собою хвилеподібний рух енергії від джерела у простір зі швидкістю, близькою до швидкості світла ($3 \cdot 10^8$ м/с). ЕМП можуть існувати в просторі без електричних зарядів і провідників струму. В електромагнітній хвилі, яка змінюється у часі, електричні й магнітні поля, перпендикулярні один до одного і до напрямку поширення.

Вони характеризуються вектором електричної напруженості (E) і вектором магнітної напруженості (H). Якщо вектор E розташований у площині, перпендикулярній до поверхні землі, то така хвиля називається вертикально поляризованою, якщо горизонтально до землі, то така хвиля має горизонтальну поляризацію. Якщо ЕМ-хвиля проходить через будь-яку точку простору, то у цій

точці напруженість електричного і магнітного полів періодично зростає і спадає. Тому фронт хвилі має сферичну форму.

Важливою характеристикою електромагнітної хвилі є інтерференція, тобто її накладання у просторі, що призводить до утворення сумарної хвилі, напруженість якої може бути від нуля до суми абсолютних значень амплітуд хвиль, які накладаються.

Дифракція – це здатність електромагнітної хвилі відхилитися від прямолінійного руху, через що вони можуть оминати перепони на своєму шляху. Явище дифракції зумовлене тим, що місце падіння електромагнітних хвиль стає джерелом вторинного випромінювання, за рахунок якого і відбувається оминання перепон. Дифракція проявляється то більше, що більша довжина хвилі порівняно з лінійними розмірами перепони. Це пояснюються тим, що зі збільшенням довжини хвилі зменшуються втрати і збільшується їх розсіювання у повітрі.

Рефракція – це властивість радіохвиль, яка проявляється у викривленні напрямку поширення в неоднорідному середовищі.

Для того, щоб електромагнітні поля були носіями повідомлень, їх піддають процесу модуляції, який полягає у зміні амплітуди, частоти і фази коливань. Ці явища можливі, тому що змінюється кут напрямку електромагнітного поля у часі.

Радіосигнал, який має в собі інформацію, можна розрахувати і подати у такому вигляді:

$$a(t) = A_t \cos[\omega_0 \cdot t + \theta_t] = A_t \cos \Psi_t, \quad (5.20)$$

де a – сигнал з частотою ω_0 ; θ – фаза; A – амплітуда; t – період коливання.

Частота f_0 і період T пов'язані між собою:

$$f_0 = \frac{1}{T}. \quad (5.21)$$

Кутова частота ω_0 для тонального сигналу низької частоти дорівнює:

$$\omega_0 = 2\pi f_0.$$

Причому довжина хвилі залежить від частоти випромінювання:

$$\lambda = \frac{c}{f},$$

де λ – швидкість світла; f – частота.

Якщо виразити швидкість світла у м/с, а частоту – у МГц, тоді довжина хвилі у метрах дорівнюватиме:

$$\lambda [м] = \frac{300}{f [МГц]}. \quad (5.22)$$

Вплив електромагнітних полів на довкілля

Для того, щоб у просторі виникли електромагнітні хвилі, необхідно мати джерело електромагнітної енергії (генератор-перетворювач високочастотних коливань).

Формування електромагнітної хвилі у просторі відбувається за допомогою антени, підімкненої до генератора, причому враховуються геометричні розміри антен стосовно довжини хвилі. Отже, будь-яка радіотехнічна система має три основні елементи: генератор частоти, модулятор сигналу і антену.

Біологічна дія електромагнітних випромінювань сьогодні вивчається на різних рівнях – молекулярному, клітинному та глобальному.

Як представників молекулярного рівня розглядають молекули нуклеїнових кислот, білків, вуглеводнів. Це нижній рівень, на якому розпочинаються процеси життєдіяльності – обмін речовин і енергії, феномен кодування і передавання спадкової інформації.

Результатом патологічних змін дії організму за рахунок електромагнітних полів може бути погіршення зору і захисної здатності організму. За короткочасної дії електромагнітних полів великої інтенсивності може виникати променева хвороба.

Під дією електромагнітних полів доволі великих рівнів спостерігаються підвищена втомлюваність, роздратованість, послаблення пам'яті, безсоння, загальна слабкість. За систематичної

дії напруженості поля високих частот (120 В/м) і ультрависоких частот (35 В/м) спостерігається порушення серцевої діяльності.

Для частот у діапазоні від 150 до 450 МГц спостерігаються фізіологічні відхилення поведінки людини за інтенсивності спадного поля від 0,1 до 1 мВт/см².

Сьогодні є спроби пояснити дію електромагнітних полів, враховуючи їхні електричні властивості. Ефекти, які проявляються в організмі людини і на поверхні живої тканини, поділяють на:

– теплові, які спостерігаються за інтенсивних потоків енергії радіочастот;

– нетеплові, які виникають за незначних рівнів ЕМП.

У табл. 5.4 наведені мінімальні (порогові) значення інтенсивності ЕМП, за яких спостерігається тепловий ефект.

Таблиця 5.4

**Порогові значення інтенсивності ЕМП,
за яких спостерігається тепловий ефект**

Частота (довжина) хвилі	Інтенсивність ЕМП
500 кГц (600 м)	800 В/м
69,7 МГц (4,3 м)	200 В/м
300–3000 МГц (1 – 0,1 м)	40 В/м ²
10 ГГц (3 см)	5–10 мВт/см ²
30–3000 ГГц (1 – 0,1 м)	7 мВт/см ²

За взаємодії електромагнітних коливань з молекулами організму відбувається перетворення проникної енергії поля на кінетичну енергію молекул організму, що призводить до нагрівання тіла людини.

Поглинання енергії призводить до підвищення температури, у результаті чого можливі денатурація білка, збільшення проникності клітинних мембран, зниження активності ферментів.

За тривалої дії ЕМП малої інтенсивності можуть виникати зміни у корі головного мозку людини. Частотний діапазон найбільшої чутливості мозку становить 6–20 Гц.

5.10. Захист від електромагнітних полів та іонізуючого випромінювання

Вибір методу захисту від ЕМП залежить від їхньої характеристики, яку стандартизує Міжнародний консультативний комітет з діапазонів частот (довжин хвиль) (табл. 5.5).

У джерелах ЕМП розрізняють ближню (індукційну) та дальню (випромінювальну) зони дії.

Ближня зона реалізується на відстані $r \leq \frac{\lambda}{6}$, де ЕМП ще не

сформувались. У таких джерелах слабо виражена магнітна складова напруженості, тому в діапазонах від 5–8 оцінюється електричною складовою напруженості поля E (В/м).

Якщо віддаль збільшується, то стають чіткіше вираженими електрична та магнітна складові ЕМП. Саме тому в діапазонах частот 9–11 (табл. 5.5) враховують поверхневу густину потоку енергії (ППЕ), яка вимірюється у Вт/м^2 .

Таблиця 5.5

Класифікація електромагнітних хвиль

№ діапазону	Частота, f	Довжина хвилі, λ	Метричний діапазон хвиль (частота)
5	30–300 кГц	10^4 – 10^3 м	Кілометрові (низькі частоти, НЧ)
6	300–3000 кГц	10^3 – 10^2 м	Гектометрові (середні частоти, СЧ)
7	3–30 МГц	100 – 10 м	Декаметрові (високі частоти, ВЧ)
8	30–300 МГц	10 – 1 м	Метрові (надвисокі частоти, НВЧ)
9	300–3000 МГц	1 – 0,1 м	Дециметрові (ультрависокі частоти, УВЧ)
10	3–30 ГГц	10 – 1 см	Сантиметрові (зверхвисокі частоти, ЗВЧ)
11	30–300 ГГц	1 – 0,1 см	Міліметрові (надвисокі частоти, НВЧ)

За одночасної дії кількох джерел сумарне значення параметрів ЕМП дорівнює сумі кожного зокрема.

Граничнодопустимі рівні (ГДР) напруженості ЕМП встановлені “Санітарними нормами і правилами захисту населення” № 2971-34.

ГДР для:

– середини приміщень – 0,5 кВ/м;

– на території житлової забудови – 1;

– на ділянках перетину автомобільних доріг – 10;

– у місцевості, малодоступній для населення – 15;

– у загородженій місцевості, куди доступ населення заборонений, – 20 кВ/м.

За наявності кількох джерел випромінювання, які працюють у різних радіочастотних діапазонах, напруженість поля джерелами високих і надвисоких частот на границі санітарно-захисної зони повинна відповідати такій вимозі:

$$\left(\frac{E_1}{E_{ГДР1}}\right)^2 + \left(\frac{E_2}{E_{ГДР2}}\right)^2 + \left(\frac{E_3}{E_{ГДР3}}\right)^2 + \left(\frac{ППЕ_1}{ППЕ_{ГДР1}}\right)^2 + \left(\frac{ППЕ_2}{ППЕ_{ГДР2}}\right)^2 + \left(\frac{ППЕ_3}{ППЕ_{ГДР3}}\right)^2 \leq 1.$$

Основним засобом захисту довкілля від ЕМП є захист відстанню, а також вибір характеристики напрямленості, висоти розташування і конструктивних особливостей антен, рельєфу місцевості та поверхової забудови.

Зоною обмеженої забудови є територія, де на висоті більше як 2 м від поверхні землі перевищується граничнодопустимий рівень шуму. Зовнішню границю зони визначають за максимальною висотою будівель, на рівні верхнього поверху яких граничнодопустимий рівень електромагнітного поля не перевищує норму. Наприклад, за напруженості поля 330 кВт відстань крайніх фаз до землі має бути не меншою, ніж 20 м, а відстань по горизонталі, – не меншою, ніж 2 м.

Під час проектування житлових і адміністративних будівель, розташованих у зоні дії електромагнітних полів, необхідно враховувати екрануючу здатність будівельних конструкцій:

$$E = 20 \lg \frac{ППЕ_{зовн}}{ППЕ_{внутр}}, \quad (5.23)$$

де $ППЕ$ – площа потоку енергії зовнішньої та внутрішньої поверхонь.

Послаблення електромагнітних випромінювань будівельними конструкціями залежить від матеріалу: наприклад, цегляна стіна завтовшки 70 мм послаблює хвилю на 21 дцБ за довжини хвилі 3 см, і на 16 дБ – за довжини хвилі 10 см; міжповерхове перекриття відповідно на 22 і 2 дБ, віконні подвійні рами – на 18 і 7 дБ за тих самих довжин хвиль.

Оливна фарба, створюючи гладку поверхню, відбиває 30 % електромагнітної енергії сантиметрового діапазону. Вапнякові покриття мають незначну відбивальну здатність.

Напруженість електричного поля у будівлях у межах санітарно-захисної зони (для високовольтних ліній 300–500 кВ), які мають неметалеве покриття, може бути знижена встановленням металевої сітки на даху цих будівель, яку необхідно заземляти у двох місцях.

На відкритих територіях напруженість електричного поля можна знизити екрануючими перегородками у вигляді залізо-бетонних плит або висадженням дерев заввишки не менше як 2 м.

Для зменшення рівня електромагнітних полів у промислових зонах або безпосередньо у цехах використовують екранування обладнання за допомогою спеціального личкування стелі та стін робочих приміщень матеріалами з великим вмістом вуглецю.

Оцінку напруженості постійних магнітних полів вимірюють величиною магнітного потоку i , знаючи площу поперечного перерізу котушки приладу, визначають магнітну індукцію методом ділення першого на друге, значення якої для повітряного середовища чисельно дорівнює напруженості поля.

Вимірювання рівнів електромагнітних полів необхідно проводити:

- під час приймання нових та реконструйованих об'єктів;
- під час проведення поточного санітарного нагляду.

Акустичний розрахунок основних джерел шуму

Для виконання розрахунку необхідно знати рівні звукового тиску (РЗТ) – L (дБ) в октанових смугах з середньгеометричними частотами, еквівалентні рівні звуку $La^{екв}$ (дБА), максимальні рівні звуку La_{max} (дБА) і порівняти ці величини з допустимими.

Для об'єктів, які проектуються, послідовність акустичного розрахунку така:

- виявлення джерел шуму і визначення шумових характеристик;
- вибір розрахункових точок (РТ) і визначення для них допустимих РЗТ;
- визначення очікуваних РЗТ у розрахункових точках до проведення заходів зі зниження шуму;
- визначення необхідного зниження РЗТ у розрахункових точках;
- вибір засобів для забезпечення необхідного зниження РЗТ;
- розрахунок і проектування шумо- і звукопоглинальних та звукоізолювальних конструкцій – глушників, екранів, звукопоглинальних покриттів;
- рівні звукової потужності (РЗП) на стандартних середньгеометричних частотах:

$$L_p = 10 \lg \frac{P}{P_0}, \quad (5.24)$$

де P – звукова потужність джерела; P_0 – мінімальний звуковий тиск – $P_0 = 10^{-12}$ Вт.

Показник напрямленості випромінювання шуму розраховується за формулою

$$G = 10 \lg \Phi, \quad (5.25)$$

де Φ – фактор напрямленості шуму.

Вентиляторні установки

Поширення шуму відбувається через:

- лінію всмоктування та нагнітання (аеродинамічний шум);
- корпус радіального вентилятора (механічний шум);
- трубопроводи, які прокладено у будівельних конструкціях (структурний шум).

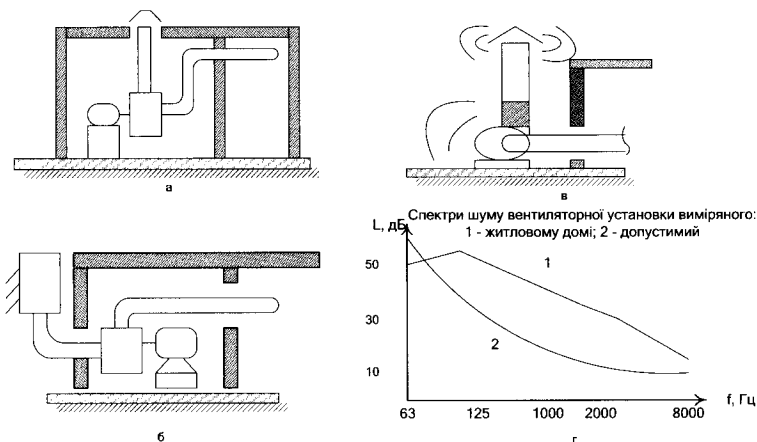


Рис. 5.24. Залежність рівня шуму (L), що створюється типовими вентиляторними установками (а, б, в), від частоти

У кожному окремому випадку рівні звукової потужності шуму, який випромінюється засмоктувальною або нагнітальною лініями вентиляторної установки, визначаються за формулою

$$L_p = \bar{L} + 20 \lg P_g + 10 \lg Q + \delta - \Delta L_1 - \Delta L_2 - 20, \quad (5.26)$$

де \bar{L} – критерій потужності (дБ) з боку всмоктування та нагнітання (довідникові дані); P – повний тиск вентилятора, Па; Q – об’ємна витрата повітря, м³/с; δ – поправка, яка залежить від коефіцієнта корисної дії (0–4 дБ); ΔL_1 – поправка, яка враховує розподіл звукової потужності вентилятора за октановими смугами частот; ΔL_2 – поправка, яка враховує спосіб з’єднання повітропроводу до вентилятора і відповідно його вплив на акустику установки.

Для осьових вентиляторів рівні звукового тиску шуму на всмоктувальній та нагнітальній лініях у зв’язку з симетричністю потоків можна прийняти однаковими. Рівень шуму електродвигуна, клиноремінної передачі, підшипників за їх справного стану значно менший від шуму вентилятора, тому їхній шум можна не враховувати.

Під час роботи радіального вентилятора з відкритим вхідним або вихідним патрубками додатково до випромінюваного ними шуму створюється шум, який передається через корпус. Сумарний РЗТ знаходять, додаючи рівні звукового тиску кожного з них.

Компресорні станції

Під час роботи стаціонарних компресорних станцій проникнення шуму у навколишнє середовище проходить через:

- отвори всмоктувальних та вихлопних повітропроводів;
- двигун;
- корпус.

Шум пересувних компресорів у житловому районі прийнято характеризувати не рівнем звукової потужності, а рівнем звуку на відстані 1–7 м від станції.

Газові потоки

Ці потоки виникають під час виходу стисненого повітря у атмосферу. Джерелом шуму у цьому випадку є випускна труба. Її рівень звукової потужності визначають за формулою

$$L_p^{zag} = 80 \lg v + 20 \lg \rho + 10 \lg F - K, \quad (5.27)$$

де v – швидкість виходу газу з сопла, м/с; ρ – густина потоку газу на виході з сопла; F – площа сопла; K – величина, яка залежить від температури потоку (для гарячих потоків $K = 44$ дБ, для холодних – $K = 57$ дБ).

Октанові рівні звукової потужності шуму потоку струмини визначають з рівності

$$L_p^{факт} = L_p^{zag} + \Delta L_p, \quad (5.28)$$

де ΔL_p – різниця між загальним РЗП і октановою смугою, яка розглядається з середньгеометричною частотою f , значення якої знаходять за графіком залежно від безрозмірного параметра критерію Струхаля:

$$Sh = \frac{f \cdot d_c}{v_c}, \quad (5.29)$$

де d – діаметр сопла, м; f – частота, Гц; v – швидкість, м/с.

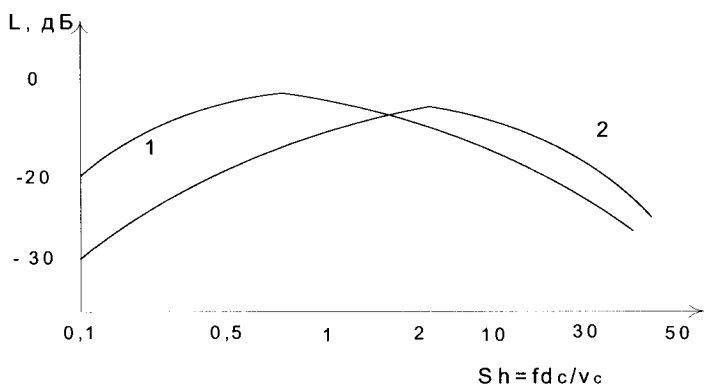


Рис. 5.25. Відносний спектр звукової потужності шуму:
1 – потоку (струмини); 2 – потоку, випромінюваного в бокс

Вибір розрахункових точок та визначення допустимих рівнів шуму

Розрахункові точки для джерел випромінювання вибираються на відстані 2 м від площини вікон житлових та промислових будівель.

На території житлових районів, лікарень та санаторіїв, дитячих садочків РТ вибирають на відстані 2 м від межі території на висоті 1,2 м від поверхні землі.

Під час виконання акустичних розрахунків допустимі рівні звукового тиску $L_{\text{доп}}$ у розрахункових точках знаходять за формулою

$$L_{\text{доп}} = L_{\text{норм}} + \sum_{i=1}^n \Delta_i, \quad (5.30)$$

де $L_{\text{норм}}$ можна визначити за табличними даними Санітарних норм та правил (табл. 1); $\Sigma \Delta$ – суму поправок – за табл. 2.

Визначення очікуваного рівня звукового тиску

Для визначення засобів захисту від шуму для вибраних розрахункових точок за відомих джерел шуму (ДШ) та їх шумових характеристик визначення очікуваних рівнів звукового тиску проводиться залежно від їх взаємного розташування.

Джерела шуму можуть знаходитись на відкритій місцевості, території підприємства або житлової забудови, у приміщеннях, каналах аерогазодинамічних установок, а їх розрахункові точки – на території або у приміщеннях житлових та промислових будівель.

Для визначення очікуваних рівнів звукового тиску використовують енергетичний метод розрахунку, за якого оцінюється поширення звукової енергії від джерела шуму до РТ, відповідно до інтенсивності звуку і певних рівнів. Причому рівень інтенсивності звуку:

$$L_i = 10 \cdot \lg \frac{I}{I_0}, \quad (5.31)$$

де I , I_0 – відповідно інтенсивність у цій точці та вихідне значення інтенсивності, що дорівнює 10^{-12} Вт/м². Взаємозв'язок з рівнем звукової потужності виражається залежністю

$$L_i = L + 10 \lg \frac{\rho_0 \cdot c_0}{\rho \cdot c} = L + \Delta L_a, \quad (5.32)$$

де $\rho_0 c_0$ – питомий акустичний опір повітря (410 Нс/м³ за нормальних атмосферних умов $T = 293$ °С і тиску 1 МПа); ρc – за тих самих умов (ρ – густина повітря, кг/м³; c – швидкість звуку, м/с); ΔL_a – поправка на атмосферні умови.

Якщо ці атмосферні умови відповідають нормальним, то

$$L_i = L.$$

Спочатку розглянемо загальний випадок, коли у навколишнє середовище, де розташована РТ, проходить випромінювання шуму звуковою потужністю P (Вт).

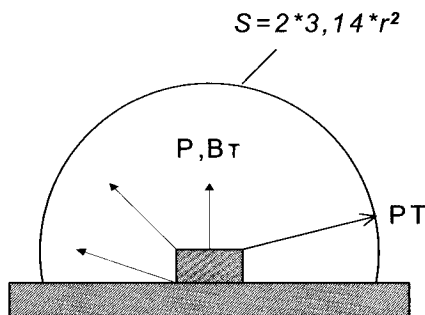


Рис. 5.26. Розрахунок шуму у відкритому просторі

Тоді інтенсивність звуку у розрахунковій точці дорівнюватиме:

$$I = \frac{P \cdot \Phi}{S \cdot k}, \quad (5.33)$$

де Φ – фактор напрямленості випромінювання шуму; k – коефіцієнт, який враховує зменшення інтенсивності звуку на шляху його поширення за рахунок затування у повітрі за наявності перешкод (загороджень); S – площа, на яку поширюється звукова енергія, м²:

$$S = \Omega \cdot r^2, \quad (5.34)$$

де Ω – просторовий кут випромінювання звуку, що дорівнює 4π для джерел шуму, розташованих у просторі; 2π – на поверхні території загороджувальних конструкцій та π – у двогранному куті, створеному конструкціями будівель та поверхнею території.

З урахуванням вищевказаних закономірностей одержимо вираз для інтенсивності звуку і очікуваного рівня звукової потужності у розрахунковій точці:

$$L = L_p^{вип} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \Delta L_p^{відкр.простір}, \quad (5.35)$$

де $L_p^{вип}$ – рівень звукової потужності шуму, який випромінюється у навколишнє середовище; $\Delta L_p^{відкр.простір}$ – зниження рівня звукової потужності на шляху поширення шуму у відкритому просторі.

За відсутності перешкод і невеликих відстаней (до 50 м):

$$\Delta L_p^{відкр.простір} = 0.$$

Якщо звук поширюватиметься у межах житлової забудови, тоді спад рівня звукового тиску відбувається повільніше, ніж за законом квадрата відстані, тому замість виразу $20 \lg r$ потрібно взяти $15 \lg r$.

За значних відстаней затування звуку у повітрі стає помітнішим на високих частотах. Це явище відбувається завдяки зміні теплопровідності та в'язкості повітря. У цьому разі:

$$\Delta L_p^{atm} = \frac{\beta \cdot r}{1000}, \quad (5.36)$$

де β – затування звуку в атмосфері згідно з табличними даними (табл. 5.6).

**Залежність затування звуку від частоти акустичного
випромінювання**

Середньо-геометричні частоти октанових смуг, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
β , дБ/км	0	0,7	1,5	3	6	12	24	48

Розглянемо конкретні випадки, які найчастіше зустрічаються на практиці.

Рівні звукового тиску в РТ в усіх випадках визначаються за основною формулою з підстановкою відповідних значень $L_p^{випр}$ та Φ :

1. Джерело шуму (одне або кілька) розташоване над поверхнею землі на відповідній відстані r від РТ (рис. 5.27).

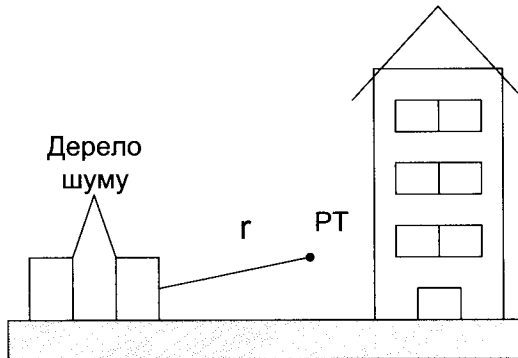


Рис. 5.27. Схема вибору розрахункової точки для визначення рівня звукового тиску наземного джерела шуму

Шум випромінюється безпосередньо у довкілля, тому $L_p^{випр} = L_p$. Величина Φ зазначена у паспортних характеристиках машин та механізмів. Для джерел шуму з рівномірним випро-

мінюванням звуку $\Phi = 1$. Для осьових та відцентрових вентиляторів, відкриті всмоктувальні та нагнітальні отвори яких напрямлені в бік РТ- $\Phi = 2$.

2. Шум джерела аеродинамічного походження (вентилятор, компресор тощо) поширюється каналами і випромінюється в атмосферу через вихідні патрубки (рис. 5.28).

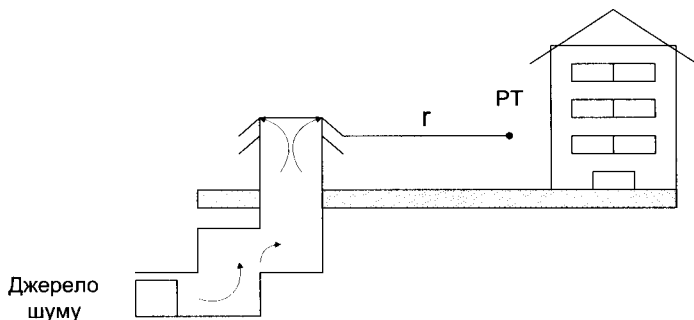


Рис. 5.28. Схема вибору розрахункової точки для визначення рівня звукового тиску джерела шуму аеродинамічного походження

У цьому випадку

$$L_p^{вип} = L_p - \Delta L_{pk}, \quad (5.37)$$

де L_p – рівень звукової потужності (РЗП) джерела шуму, який випромінюється в бік вихідного отвору; ΔL_{pk} – зниження РЗП під час поширення звуку каналами від джерела до вихідного отвору, визначають послідовно для кожного елемента (прямий канал, поворот, трійник тощо), сумуючи їх значення:

$$\Delta L_{pk} = \sum_{i=1}^n \Delta L_{pki}, \quad (5.38)$$

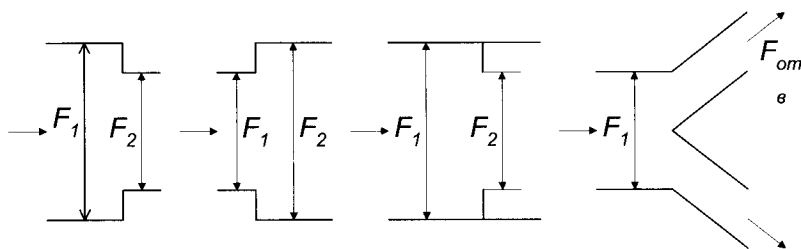
де n – кількість елементів; i – відповідний елемент.

На поворотах газоходів значна частина енергії відображається обернено до джерела шуму. Зниження РЗП у прямокутних поворотах газоходів і каналів можна визначити за графіком (рис. 5.24). Залежно від добутку fd (f – частота звуку, Гц; d –

ширина повороту, m), в плавних і в прямокутних поворотах з напрямними лопатями відображення звуку менше, тому зниження рівнів становить 1–3 дБ.

Унаслідок відображення звуку від відкритого кінця газоходу (з решіткою або без неї) відбувається зниження РЗП, значення якого визначають за графіком (рис. 5.25) залежно від критерію Шервуда.

Зниження РЗП внаслідок відбивання звуку за різкої зміни поперечного перерізу газоходу (рис. 5.29) визначається залежно від частоти і співвідношення площин F_1 і F_2 .



Елементи каналів

Рис. 5.29. Типова конфігурація перерізів газоходів

За плавного переходу газоходу від одного перерізу до іншого зниження октавних РЗП не збільшується. Зниження РЗП у розгалуженнях газоходу (рис. 5.29) потрібно визначати за формулою

$$\Delta L_{PK} = 10 \lg \left[\frac{\sum F_{omv} (m_o + 1)^2}{F_{omv_i} 4m_o} \right], \quad (5.39)$$

де m_o – відношення площин перерізів газоходів, $m_o = F / \sum F_{omv}$; F_{omv} – площа поперечного перерізу газоходу розгалуження, яке можна розглянути, m^2 ; F – площа поперечного перерізу газоходу перед розгалуженням, m^2 ; $\sum F_{omv}$ – сумарна площа поперечних перерізів газоходів усіх розгалужень.

Чинник напрямленості Φ у виразі (5.39а) залежить від орієнтації місця випромінювання стосовно РТ:

$$G = 10 \lg \Phi. \quad (5.39a)$$

Значення показника напрямленості G для найпоширеніших випадків випромінювання показано на рис. 5.30.

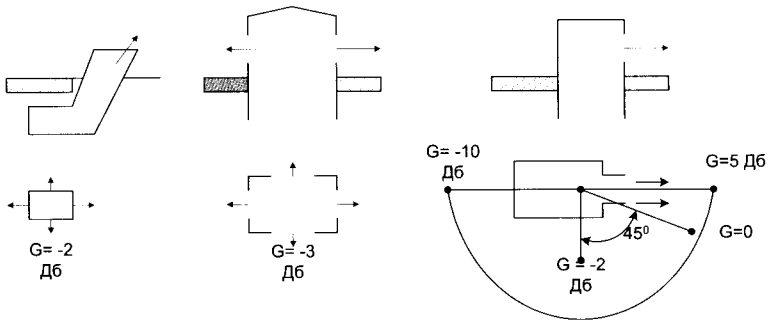


Рис. 5.30. Значення показника напрямленості G для різних випадків випромінювання шуму аеродинамічними установками

3. Шум в РТ потрапляє через стінки (найчастіше металеві) каналу (рис. 5.31). Такий шлях проникнення шуму у доквілля часто спостерігається під час роботи станцій випробовувань двигунів і в вентиляторних установках.

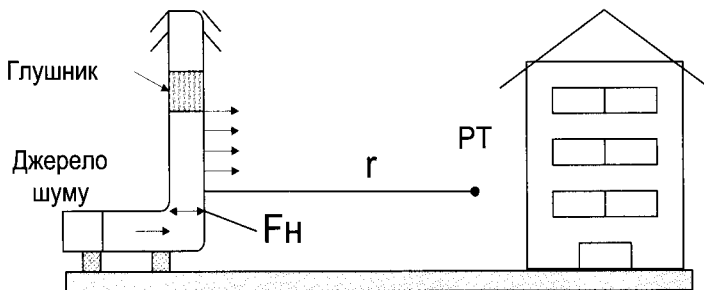


Рис. 5.31. Схема вибору розрахункової точки для визначення рівня звукового тиску джерела шуму гідродинамічного походження

Особливо відчувається такий шум під час встановлення глушника перед випускним отвором. У цьому разі:

$$L_P^{випр} = L_P - \Delta L_P + 10 \lg \frac{F_n}{F} - R_k - 3, \quad (5.40)$$

де L_P – рівень звукової потужності, що випромінюється джерелом шуму у каналі; ΔL_P – зниження РЗП у каналі від джерела до ділянки, через яку випромінюється шум; F_n – площа зовнішньої поверхні стінок каналу, m^2 ; F – площа поперечного перерізу, m^2 ; R – звукоізоляція стінок каналу, дБ.

Тут $\Phi = 1$.

За близького розташування цеху підприємства з шумовим ефектом до житлової забудови цей шум може потрапляти в РТ через віконні отвори площею S_{oz} і звукоізоляцією R_{oz} (рис. 5.32).

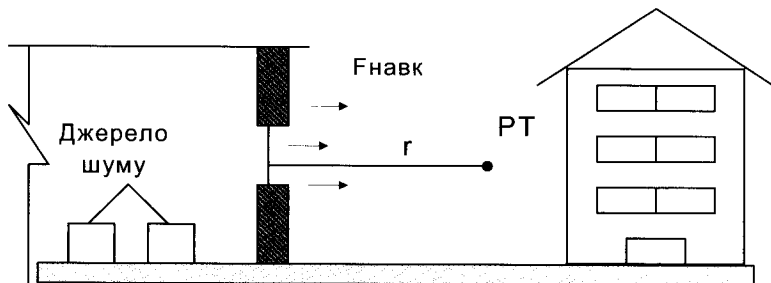


Рис. 5.32. Схема вибору розрахункової точки для визначення рівня звукового тиску на території житлової забудови

У цьому разі $\Phi = 1$:

$$L_P^{випр} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{Pi}} - 10 \lg B + 10 \lg S_{oz} - R_{oz}, \quad (5.41)$$

де L_{Pi} – рівень звукової потужності i -го джерела у приміщенні; n – кількість джерел; B – стала приміщення з шумовим ефектом, яка визначається відповідно до цього випадку за формулою

$$B = V\mu / 20, \quad (5.42)$$

де V – об'єм приміщення, m^3 ; μ – частотний множник, значення якого можна взяти з довідника.

Часто шум може потрапляти в РТ від кількох джерел різними шляхами. Наприклад, на територію житлової забудови шум може потрапляти одночасно від виробничого обладнання, вентиляторів, компресорів тощо з близько розташованого підприємства. У таких випадках УЗД у розрахунковій точці спочатку визначають окремо для кожного джерела за формулою (5.43), а за одночасної дії усіх джерел – за правилом складання рівнів:

$$L = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i}, \quad (5.43)$$

де L_i – очікувані УЗД, які створюються одним джерелом під час ізольованої роботи; n – кількість джерел шуму.

Тут доцільно нагадати, що за різниці між двома рівнями вище за 10 дБ, нижчі рівні у розрахунках можна не приймати.

Визначення необхідного рівня зниження шуму

Необхідно розрізнити поняття: “необхідне зниження рівня шуму в РТ” і “необхідне зниження рівня шуму джерела”. В усіх випадках розрахунку або вимірювань необхідне зниження рівня шуму в РТ визначають як різницю між очікуваним РЗТ (рівнем звукового тиску), розрахованим за формулою

$$L = L_p^{6unp} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \Delta L_p^{onm} \quad (5.44)$$

або виміряним L і допустимим $L_{\text{дон}}$ рівнями згідно з нормами:

$$\Delta L_{\text{необ}} = L - L_{\text{дон}}. \quad (5.45)$$

Значення необхідного зниження рівня шуму безпосередньо у джерелі або на шляху його поширення залежить від кількості джерел шуму і необхідного зниження рівня шуму в РТ. За дії одного джерела його шум повинен бути зменшеним на величину $\Delta L_{pm} = L$, яка визначається за формулою (5.1), а шум одного з кількох однакових джерел, розташованих від РТ на приблизно однаковій відстані, за формулою

$$\Delta L_{\text{необ}} = L_i - L_{\text{дон}} + 10 \lg n, \quad (5.46)$$

де $L_i = L$ (див. (5.44)).

На практиці часто зустрічаються випадки потрапляння шуму в РТ від різних джерел, розташованих від неї на різних відстанях.

Стосовно діючих підприємств і обладнання, яке використовується, – необхідне зниження рівня шуму кожного джерела можна визначити вимірюванням РЗТ, який створюється під час роботи одного джерела (інші джерела вимикаються), порівнюючи його з допустимими рівнями. За таких вимірювань виявляють джерела, рівень шуму яких необхідно знижувати в першу чергу.

Звукопоглинання

Зниження рівня звукового тиску за рахунок акустичної обробки приміщення у житлових секторах розраховується за формулою

$$\Delta L = 10 \lg \frac{B_1 \Psi_1}{B \Psi}, \quad (5.47)$$

де B_1 і B – нормативні сталі, відповідно після і до обробки приміщення; Ψ_1 і Ψ – коефіцієнти, які залежать від звукопоглинання у приміщенні і визначаються за графіком (рис. 5.33) залежно від відношення $B/S_{огородж}$ або $B_1/S_{огородж}$; $S_{огородж}$ – площа внутрішньої поверхні приміщення м²;

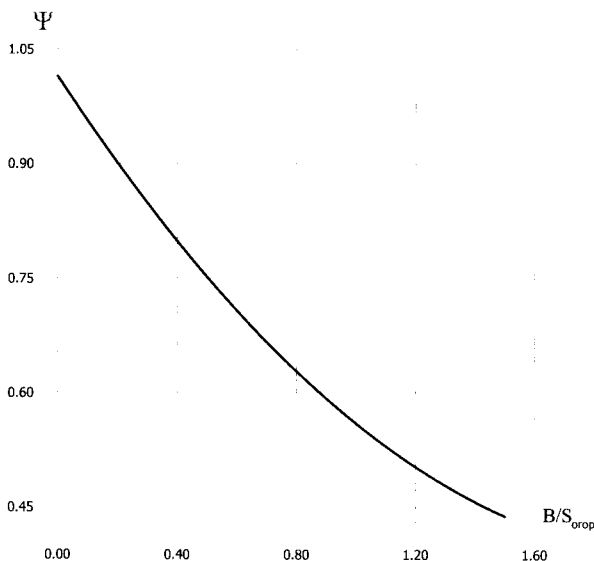


Рис. 5.33. Графік для визначення коефіцієнта Ψ

B визначається за нормативними матеріалами, а B_1 – за формулою

$$B_1 = \frac{(A_1 + \Delta A)}{1 - \alpha_1}, \quad (5.48)$$

де $\alpha_1 = \frac{A_1 + \Delta A}{S_{огор}}$ – середній коефіцієнт звукопоглинання внутрішніх

поверхонь приміщення після встановлення личкування з площею $S_{личк}$; A_1 – величина звукопоглинання внутрішніх поверхонь приміщення після встановлення личкування:

$$A_1 = \frac{\alpha}{S_{огор} - S_{обл}}, \quad (5.49)$$

де α – коефіцієнт звукопоглинання матеріалу без оброблення приміщення площею $S_{огородж}$ до моменту встановлення личкування площею $S_{личк}$:

$$\alpha = \frac{\frac{B}{S_{огор}}}{\frac{B}{S_{огор}} + 1}, \quad (5.50)$$

де $\Delta A = \alpha_{обл} \cdot S_{обл}$ – додаткове звукопоглинання за рахунок личкування, m^2 ; $\alpha_{обл}$ – ревербераційний коефіцієнт звукопоглинання (для кожного з матеріалів вказаний в СніП 11-12-777 “Защита от шума” (М.: Стройиздат, 1978).

Звукопоглинальним матеріалом обладнують стелі і стіни. Їх ефективність залежить від площі поверхні, яка обробляється, і вона повинна бути не меншою від половини загальної площі.

Личкування стелі найефективніше, якщо висота приміщення становить до 4–5 м, якщо висота більша за 5 м, тоді ефективно личкувати стіни.

Розрахунок акустичних характеристик приміщень проводять у такій послідовності:

- визначають необхідне зниження РЗТ;
- вибирають конструкцію звукопоглинального матеріалу з урахуванням спектра шуму;

– визначають площу звукопоглинання та місце встановлення звукопоглинальних конструкцій.

Можливі два варіанти визначення площі личкування:

а) приймають рішення личкувати стіну, стелю або їх частину і, задаючись різними площами, визначають можливе зниження шуму ΔL за формулою

$$\Delta L = 10 \lg \frac{B_1 \Psi_1}{B \Psi}, \quad (5.51)$$

щоб виконувалась рівність $\Delta L > \Delta L_{необх}$;

б) визначають необхідну площу личкування $S_{обл}$:

$$S_{обл} = \frac{\Delta A_{необх}}{\alpha_{обл}}, \quad (5.52)$$

де $\Delta A_{необх}$ – додаткове звукопоглинання, визначається за номограмою (Белов С.В. Охрана окружающей среды, с. 225) за відомих $S_{огорождений}$, $\Delta L_{необх}$ і $\alpha_{обл}$.

Наприклад, необхідно знати площу личкування з коефіцієнтом звукопоглинання $\alpha_{обл} = 0,57$ для необхідного зниження шуму $\Delta L_{необх} = 8$ дБ ($f = 1000$ Гц) у приміщенні розміром $4 \times 20 \times 50$ м (площа загороджень $S_{огорождений} = 2560$ м², об'єм вирахувати = 4000 м³).

Розв'язок:

Знаходимо середній коефіцієнт звукопоглинання за відомої величини $B = 300$ м²:

$$\alpha = \frac{\frac{B}{S_{огор}}}{\frac{B}{S_{огор}} + 1} = \frac{\frac{300}{2560}}{\frac{300}{2560} + 1} = 0,072, \quad (5.53)$$

а за номограмою: $\Delta A_{необх} = 650$ м² за $S_{обл} = 928$ м².

У цьому випадку, враховуючи розміри приміщення, личкування раціонально розмістити на стелі. У разі, якщо розрахована площа $S_{обл}$ є більшою за ту, на якій можна розмістити личкування, її приймають максимально великою, а та площа, яка залишилась, повинна бути компенсована за

рахунок встановлення штучних звукопоглиначів, кількість яких визначається за формулою

$$n_{шт} = \frac{(\Delta A_{обл} - \alpha_{обл} \cdot S_{обл})}{A_{шт}}, \quad (5.54)$$

де $A_{шт}$ – звукопоглинання одного штучного звуопоглинача (СніП 11-12-77).

Звукоізоляція

До звукоізоляційних пристроїв можна зарахувати огороження (стіни, перегородки), кожухи та акустичні екрани.

Звукоізоляційні огороження. Оскільки ефект звукоізоляції ґрунтується на відбиванні звукових хвиль, то звукоізоляція огорожень являє собою величину R (дБ), обернену до звукопроникності τ , тоді:

$$R = 20 \lg m \cdot f - 47,5, \quad (5.55)$$

де m – поверхнева густина, тобто маса у кг одного квадратного метра огорожень, кг/м^2 ; f – частота звуку.

Звукопроникність огорожень – це відношення інтенсивності звуку, який пройшов через огороження, до інтенсивності звуку, що падає на огороження:

$$\tau = \frac{I_{np}}{I_{над}}. \quad (5.56)$$

Ця величина дорівнюватиме коефіцієнту проходження звуку (відношення інтенсивності звуку, який потрапляє в інше середовище, до інтенсивності звуку, який потрапляє на огороження), якщо втрати інтенсивності в огороженнях будуть мінімальними:

$$\alpha = \frac{I_{np.зд}}{I_{над}}. \quad (5.57)$$

Звукоізоляційні кожухи

Враховуючи температурні режими, кожухи необхідно вміщувати у вентиляційних отворах, а також вони повинні бути обладнані глушниками шуму. Стінки кожуха можуть бути виготовлені зі сталі, дюралюмінію або пластмаси. Внутрішня

поверхня повинна бути ізольована звукопоглинальним матеріалом завтовшки 30 мм для високочастотного шуму та 100 мм – для низькочастотного. Це необхідно для зменшення густини звукової енергії всередині кожуха.

Необхідну ефективність звукоізоляційного кожуха визначають за формулою

$$\Delta L_{\text{кож}} = L - L_{\text{дон}} + 5, \quad (5.58)$$

де L – величина, розрахована за формулою

$$L = L_p^{\text{вунп}} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \Delta L_p^{\text{відкр.простір}}, \quad (5.59)$$

де Ω – просторовий кут випромінювання звуку, дорівнює 4π для джерел шуму розташованих у просторі; $L_p^{\text{вунп}}$ – рівень звукової потужності шуму, який випромінюється у довкілля; $\Delta L_p^{\text{відкр.прост}}$ – зниження рівня звукової потужності на шляху поширення шуму у відкритому просторі; Φ – фактор напрямленості шуму.

Величини зниження рівня звукового тиску залежно від матеріалу кожуха та його розмірів наведені у табл. 5.7.

Таблиця 5.7

**Звукопоглинальна здатність звукоізоляційних кожухів
відповідно до частоти шуму**

Конструкція	Товщина листа, мм	Розмір	ΔL за частот f , Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Сталевий лист, покритий мінераловатними плитами ($\rho = 100 \text{ кг/м}^3$) завтовшки 70 мм	1,5	1 x 1	20	30	26	35	39	40	46	48
Дюралюмінієвий лист з мінераловатними плитами завтовшки 80 мм	2	2 x 2	20	15	20	28	36	43	50	53

Зниження шуму кожухів залежить від звукоізоляційного покриття, його звукопоглинальної здатності, джерела шуму та інших чинників:

$$\Delta L_{\text{кож}} = R + 10 \lg \alpha_{\text{личк}} + \Delta R, \quad (5.60)$$

де R – звукоізоляція стінок кожуха; $\alpha_{\text{личк}}$ – ревібраційний коефіцієнт звукопоглинання личкової внутрішньої поверхні кожуха; ΔR – додаткове значення звукоізоляції залежно від властивостей звукоізоляційного матеріалу, який має межі від 1 до 22 з врахуванням середньгеометричних частот шуму.

Акустичні екрани

Акустичні екрани використовують тільки у тому випадку, якщо шум, створюваний екрануючим джерелом, є не менший, ніж на 10 дБ, і більший, ніж шум, створюваний іншими джерелами.

Акустична ефективність екрана є зниженням звукового тиску в РТ, розташованій за екраном. Зниження звукового тиску залежить від розмірів та форми екрана, відстані від джерела шуму та РТ до екрана, частоти звуку.

Екрани виготовляють плоскої та П-подібної форми, гладкими (з металу, пластмаси) або найчастіше із звукопоглинального личкування завтовшки не менше 50 мм з боку джерела шуму. Екрани можуть бути стаціонарними та переносними.

Розрахунок ефективності екрана проводиться так:

$$\Delta L_{\text{екр}} = -10 \lg(10^{-0,1\Delta L_{\text{екр}1}} + 10^{-0,1\Delta L_{\text{екр}2}} \dots).$$

Оскільки ефективність екранування тим більша, чим більша його висота та ширина щодо довжини звукової хвилі, то екрани раціонально використовувати для зниження середньо- та високочастотного шуму.

Контрольні питання

1. Прокласифікувати джерела шуму залежно від осередку його виникнення.
2. Дати характеристику джерел шуму залежно від способу поширення, спектральних та годинних характеристик.
3. Охарактеризувати джерела шуму технологічного обладнання та способи його зниження.
4. Дати визначення очікуваного рівня звукового тиску.
5. Визначити необхідний рівень зниження шуму.
6. Способи локалізації джерела шуму.
7. Альтернативні види ізоляції.
8. Звукоізоляційні кабінки.
9. Характеристика звукоізоляційних кожухів та екранів.
10. Характеристика звукопоглинальних матеріалів і конструкцій.
11. Характеристика інфразвуку та методи захисту від нього.
12. Характеристика ультразвуку та методи захисту від нього.
13. Шум технологічного обладнання.
14. Оцінити способи зниження шуму енергетичних установок.
15. Глушники шуму.
16. Загальна характеристика вібрації.
17. Методи захисту від промислової та побутової вібрації.
18. Вібродемпфування.
19. Віброізоляція.
20. Вібропогашення.

Тестові питання:

1. Нормувальними параметрами шуму є: а) рівні в дБ середньоквадратичних звукових тисків, що вимірюються в октанових смугах частот з середньгеометричними частотами; б) зниження рівня звукового тиску енергетичних установок; в) процес зниження рівня звукової потужності за поширення шуму у відкритому просторі; г) зменшення активних втрат у коливних системах.

2. Джерелом виробничого шуму переважно є коливання, що збуджуються: а) механічно; б) аеродинамічно; в) гідродинамічно; г) електромагнітно.

3. Вібродемпфування – це: а) процес зменшення рівня вібрації установок перетворенням енергії механічних рухів на теплову; б) зниження рівня вібрації установок зниженням рівня звукової потужності під час поширення шуму у відкритому просторі; в) зменшення активних втрат у коливних системах.

4. Значне зростання шумових та вібраційних забруднень у містах є причиною: а) деградації водних екосистем; б) формування локальних атмосферних газоаномалій; в) підвищення захворюваності населення та поширення пригніченого стану фауни і флори; г) погіршення інженерно-геологічних умов; д) укріплення фундаментів будівель і споруд.

5. Які звукові хвилі неможливо погасити екранними глушниками: а) ультразвук; б) інфразвук; в) структурний шум.

6. Ефективність віброізоляції оцінюється: а) коефіцієнтом передачі; б) ступенем зменшення амплітуди коливань; в) коефіцієнтом зменшення активних втрат у коливних системах.

7. Граничним значенням частоти інфразвуку є: а) 0,008 Гц; б) 8 Гц; в) 8000 Гц.

8. Рівні звукового тиску, які створюються на території житлової забудови джерелом шуму, визначаються за такою формулою

$$а) L = L_p - 20 \cdot \lg r - \frac{\beta \cdot r}{1000 - 8};$$

$$б) L = L_p^{вип} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg \cdot r - \Delta L_p^{відкр. простір};$$

$$в) \Delta L_{необ} = L_i - L_{дон} + 10 \lg n \cdot$$

9. Формула $L = L_p^{вип} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg \cdot r - \Delta L_p^{відкр. простір}$ виражає: а) вираз для розрахунку інтенсивності звуку і очікуваного рівня звукової потужності у розрахунковій точці; б) вираз для розрахунку очікуваного рівня звукової потужності у розрахунковій точці; в) інше.

10. У формулі $L = L_p^{випр} + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \Delta L_p^{відкр. простір}$ фізичний зміст величини $L_p^{випр}$: а) рівень звукової потужності шуму, який випромінюється у навколишнє середовище; б) зниження рівня звукової потужності на шляху поширення шуму у відкритому просторі; в) рівень інтенсивності звукового випромінювання.

Задачі

1. Розрахувати амплітуди вертикальних коливань ґрунту A_r або фундаменту машин з динамічними навантаженнями, якщо відстань від осі фундаменту до точки виміру – $r = 30$ м, амплітуда вільних коливань – $A_0 = 1$ мм, площа підшови фундаменту – $F = 19$ м².

2. Розрахувати амплітуди горизонтальних коливань фундаменту машин A_r з динамічними навантаженнями, якщо відстань від осі фундаменту до точки виміру – $r = 30$ м, амплітуда вільних коливань – $A_0 = 1$ мм, приведений радіус підшови фундаменту – $r_0 = 3,5$ м.

3. Розрахувати амплітуди вертикальних коливань машин з кривошипно-шатунним механізмом A_{max} , якщо допустиме навантаження – $P_z = 400$ Н, сумарна маса машин та фундаменту – $M = 20$ т, коефіцієнт жорсткості основи фундаменту за стиснення – $B_z = 2 \cdot 10^5$ Н/м, кутова швидкість обертання – $\omega = 10$ рад/с.

4. Розрахувати максимальну масу машин з кривошипно-шатунним механізмом та фундаменту, які піддаються впливу вібрації, якщо допустиме навантаження – $P_z = 400$ Н, коефіцієнт жорсткості основи фундаменту за стиснення – $B_z = 2 \cdot 10^5$ Н/м, кутова швидкість обертання – $\omega = 10$ рад/с, амплітуди вертикальних коливань машин з кривошипно-шатунним механізмом – $A_{max} = 2$.

5. Визначити коефіцієнт рівномірного стиснення основи фундаменту C_z , що розміщений на піску. Модуль деформації ґрунту – $E = 0,6$ Т·с/м², площа фундаменту – $S = 15$ м², площа основи обладнання – $S = 10$ м².

6. Розрахувати зниження рівня вібрації за демпфування сталевих конструкцій ΔL , якщо кутова швидкість обертання –

$\omega = 10$ рад/с, коефіцієнт в'язкого тертя – $\mu = 1 \cdot 10^{-7}$ Па·с, жорсткість системи – $b = 1 \cdot 10^{-3}$ Н/м².

7. Розрахувати зниження рівня вібрації за демпфування сталевих конструкцій ΔL , якщо для сталі – $\eta_{\text{зал}} = 10^{-3}$.

8. Визначити рівень звукової потужності шуму, який випромінюється вентиляційною установкою на нагнітальній лінії L_p , якщо критерій потужності з боку нагнітання – $\bar{L} = 150$ дБ, повний тиск вентилятора – $P = 2 \cdot 10^{-5}$ Па, об'ємна витрата повітря – $Q = 1,5$ м³/с, поправка, яка залежить від коефіцієнта корисної дії, – $\delta = 4$ дБ; поправка, яка враховує розподіл звукової потужності вентилятора за октановими смугами частот, – $\Delta L_1 = 20$ дБ; поправка, яка враховує спосіб з'єднання повітропроводу до вентилятора і відповідно його вплив на акустику установки, – $\Delta L_2 = 20$ дБ.

9. Визначити рівень звукової потужності шуму, який випромінюється вентиляційною установкою на всмоктувальній лінії L_p , якщо критерій потужності з боку всмоктування – $\bar{L} = 150$ дБ, повний тиск вентилятора – $P = 2 \cdot 10^{-5}$ Па, швидкість газового потоку – $\omega = 10$ м/с, площа перерізу трубопроводу – $S = 0,2$ м², поправка, яка залежить від коефіцієнта корисної дії, – $\delta = 4$ дБ; поправка, яка враховує розподіл звукової потужності вентилятора по октанових смугах частот, – $\Delta L_1 = 20$ дБ; поправка, яка враховує спосіб з'єднання повітропроводу до вентилятора і відповідно його вплив на акустику установки, – $\Delta L_2 = 20$ дБ.

10. Визначити рівень звукової потужності шуму, який випромінюється вентиляційною установкою на нагнітальній лінії, якщо критерій потужності з боку всмоктування та нагнітання, – $\bar{L} = 150$ дБ, повний тиск вентилятора – $P = 2 \cdot 10^{-5}$ Па, швидкість газового потоку – $\omega = 10$ м/с, радіус трубопроводу – $r = 0,25$ м, поправка, яка залежить від коефіцієнта корисної дії, – $\delta = 4$ дБ; поправка, яка враховує розподіл звукової потужності вентилятора за октановими смугами частот, – $\Delta L_1 = 20$ дБ; поправка, яка враховує спосіб з'єднання повітропроводу до вентилятора і відповідно його вплив на акустику установки, – $\Delta L_2 = 20$ дБ.

11. Розрахувати необхідне зниження рівня шуму у розрахунковій точці $\Delta L_{необ}$, що знаходиться на віддалі 2 км від джерела шуму, якщо допустиме значення рівня шуму – $L_{доп} = 100$ дБ, Ω – просторовий кут випромінювання звуку, дорівнює 4π , фактор напрямленості випромінювання шуму – $\Phi = 1$, рівень звукової потужності шуму, який випромінюється в навколишнє середовище, – $L_p^{вип} = 150$ дБ, затухання звуку в атмосфері – $\beta = 2$ дБ/км.

12. Розрахувати зниження рівня звукової потужності у розгалуженнях газоходу та відношення площин перерізів газоходів, якщо відношення площин перерізів газоходів – $m_o = 1$, площа поперечного перерізу газоходу розгалуження, яке проглядається, – $F_{омв} = 0,025$ м², кількість отворів – $n = 10$.

13. Розрахувати зниження рівня звукової потужності у розгалуженнях газоходу та відношення площин перерізів газоходів, якщо площа поперечного перерізу газоходу перед розгалуженням, – $F = 0,25$ м², сумарна площа поперечних перерізів газоходів усіх розгалужень – $\sum F_{омв} = 0,25$ м², кількість отворів $n = 5$.

14. Розрахувати рівень звукової потужності шуму, що створюється випускною трубою, в якій проходить холодний газ за швидкості газового потоку – 10 м/с, густина потоку газу становить 1 кг/м³, діаметр сопла – 4 см, $K = 57$ дБ.

15. Розрахувати рівень звукової потужності шуму, що створюється випускною трубою, в якій проходить гарячий газ за швидкості газового потоку – 10 м/с, густина потоку газу становить 1 кг/м³, діаметр сопла – 4 см, $K = 44$ дБ.

Література

1. Allen P.M. Evolution, Population Dynamics and Stability / Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA. – 1976. – March, Vol. 73, № 3. – P. 665– 668.
2. Analysis and evaluation of the operation record and accident record of Fukushima Dai ichi Nuclear Power Station at the time Tohoku Chihou Taiheiyou Oki Earthquake (summary). – Tokyo Electric Power Company. – May 24, 2011.
3. Component Reliability Data for Use in Probabilistic Safety Assessment. IAEA TECDOC 478. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 1988. – 298 p.
4. Echavarrı L., Reig J., Nakoski J., Lazo T. Overview of Events at Fukushima Dai ichi Nuclear Power Plant. 23 March, 2011. Report of Nuclear Energy Agency, 2011. – 19 p. http://www.oecd_nea.org/press/2011/fukushima_presentation_23_03_11.pdf.
5. Generation IV Technology Roadmap / Сайт Інтернет <http://gif.inel.gov/roadmap/>.
6. Guidelines for Analysis of Data Related to Ageing of Nuclear Power Plant Components. JRC Scientific and Technical Reports. – Luxemburg: Europe an Communities, 2009. – 202 p.
7. Guyet L., Ravachol J. Y., Tirira J. Regulation of Nuclear Activities in France. Historical Development up to 2006. – Доповідь на Семінарі з проблем ядерного регулювання 8 квітня 2010 року // Міністерство України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи, м. Київ.
8. Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment. NUREG/CR 6823 SAND2003 3348P. – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2003. – 294 p.
9. <http://www/let.rug.nl/TuningProjekt/index.htm>.
10. http://ec.europa.eu/energy/nuclear/euratom/euratom_en.htm.
11. http://eur_lex.europa.eu/en/index.htm.
12. http://eur_lex.europa.eu/JOIndex.do?ihmlang=en.
13. http://europa.eu/legislation_summaries/index_en.htm.
14. <http://www.ensreg.eu/>.
15. <http://www.wenra.org/extra/pod/>.
16. http://zakon1.rada.gov.ua/cgi_bin/laws/main.cgi.
17. Human Reliability And Safety Analysis Data Handbook. David I. Gertman, Harold S. Blakman. – New York, 1995.

18. Industry Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants. NUREG/CR 6928 INL/EXT 06 11119. – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2007. – 421 p.

19. Issues to improve the prospects of financing nuclear power plants. IAEA Nuclear Energy Series No. NG T 4.1. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2009. – 43 p.

20. Japan's Challenges Towards Recovery // Report of Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan, July, 2011. – 41 p. http://www.meti.go.jp/english/earthquake/nuclear/japan_challenges/pdf/japan_challenges_full.pdf.

21. Kazachkov I.V., Chesnokov Ye.V. and Kazachkova O.M. Modelling of Potentially Hazardous Objects with Time Shifts // WSEAS Trans. on Business & Economics. – 2004. – Issue 3, № 1. – P. 37 – 43.

22. Kovacs P., Gordelier S. Nuclear power and the public // NEA News. – 2009. – Vol. 27, № 1. – P. 4–7. (http://www.nea.fr/html/pub/newsletter/2009/NEA_News_Vol%20_27.pdf).

23. Laaksonen J., Reig J., Keen L., Borchardt B., Drabova D., Schmitt A., Harbitz O., Sato K. Summary, Conclusions and Recommendations // Building, Measuring and Improving Public Confidence in the Nuclear Regulator. Workshop Proceedings, Ottawa, Canada, 18–20 May, 2004. – OECD. – 2006. – P. 215–221.

24. Nuclear Security Culture: The Case of Russia, report issued by the Center for International Trade and Security of The University of Georgia, December, 2004.

25. Power Reactor Information System (PRIS). IAEA // <http://pris.iaea.org/public/>.

26. PRA Procedures Guide. A Guide to the Performance of Probabilistic Risk Assessments for Nuclear Power Plants. NUREG/CR 2300. – Washington: The U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1983. – Vol. 1, Vol. 2. – 940 p.

27. Reactor Core Status of Fukushima Daiichi Nuclear Power Station. Unit 1. – Tokyo Electric Power Company. May 15, 2011.

28. Report of the Japanese Government to the IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety – The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations. – Nuclear Emergency Response Headquarters: Government of Japan, June 2011. – 823 p.

29. Safety Culture in Nuclear Installations: Guidance for Use in the Enhancement of Safety Culture, IAEA TECDOC 1329, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. – Vienna, 2002.

30. Self Assessment of Safety Culture in Nuclear Installations: Highlights and Good Practices // IAEA TECDOC 1321, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. – Vienna, 2002.
31. Special Report on the Nuclear Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station. INPO 11 005 Special Report Revision 0. – INPO: The Institute of Nuclear Power Operations, November 2011. – 104 p.
32. Survey of Ranges of Component Reliability Data for Use in Probabilistic Safety Assessment. IAEA TECDOC 508. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 1989. – 182 p.
33. Xu Yi chong Nuclear Energy in China: Contested regimes // Energy. – 2008. – Vol. 33. – P. 1197 – 1205.
34. Гуц А.К. Математические модели социальных систем: учеб. пособ. / А.К. Гуц и др. – Омск: Омск. гос. ун-т, 2000. – 256 с.
35. Абрамова В.Н. Психологическое обеспечение кадровой службы атомной энергетики: дис. ... д-ра психол. Наук / В.Н. Абрамова. – Обнинск, 1990.
36. Абрамова В.Н., Волков Э.В., Колотов А.П. Подходы, критерии и методы анализа состояния культуры безопасности на российских АЭС // II Междунар. конф. “Культура безопасности на АЭС Украины” (Киев, 20 – 21 октября 2004 г.). – К., 2004.
37. Адамов Е.О., Орлов В.В. Обновленная концепция ядерного участия в решении мировых энергетических проблем // Седьмая ежегодная науч.-техн. конф. “Новые энергетические технологии и роль ядерной энергетики деления и синтеза” (Москва, 14–18 октября 1996). – М., 1996.
38. Альбом специализированного оборудования АЭС с серийными блоками ВВЭР 1000. – М.: Интератомэнерго, 1989 – 474 с.
39. Амелина М.А., Саченко Л.А. “Примерка” международных стандартов ядерного страхования (<http://www.atombroker.ru/docs/>).
40. Аникин А.Ю., Курындин А.В., Курындина Л.А., Строганов А.А. Мировой опыт использования подходов, учитывающих выгорание ядерного топлива при обосновании ядерной безопасности обращения с ОЯТ // Ядерная и радиационная безопасность. – 2009. – № 3. – С. 38 – 43.
41. Букринский А.М. Итоги 4-го обзорного совещания стран участниц Конвенции о ядерной безопасности и необходимость совершенствования атомного надзора России // Ядерная и радиационная безопасность. – 2009. – № 4. – С. 106–112. (<http://www.secnrs.ru/publications/nrszine/index.php>).
42. Антоненко И.Н., Комонюк О.В. Автоматизация технического обслуживания и ремонта на Смоленской атомной станции // Электрические станции. – 2006. – № 9. – С.31–36.

43. Сазыкин Б.В., Краев А.Г. Управление рисками: концепция повышения эксплуатационной устойчивости и развития. МИФИ. – М.: PROATOM, 2008.

44. Баранаев Ю.Д. и др. Реакторы, охлаждаемые водой сверхкритического давления при двухфазной схеме движения теплоносителя // ФГУП “ГНЦ РФ ФЭИ” имени А.И. Лейпунского. – Обнинск, 2008.

45. Баранаев Ю.Д., Кириллов П.Л., Поплавский В.М., Шарапов В.Н. Ядерные реакторы на воде сверхкритического давления // Атомная энергия. – 2004. – Т. 96, Вып. 5. – С. 374–380.

46. Бегун В.В., Горбунов О.В. и др. Вероятностный анализ безопасности атомных станций. – К., 2000. – 558 с.

47. Белоярская АЭС / В кн.: Атомной энергетике XX лет. – М.: Атомиздат, 1974.

48. Беляков И.И. Котлы сверхкритического давления – будущее развития тепловых электростанций // Теплоэнергетика. – 1995. – № 8. – С. 9–12.

49. Бехтерев В.М. Избранные работы по социальной психологии. – М.: Наука, 1994.

50. Бегун В.В., Науменко І.М. Безпека життєдіяльності (забезпечення соціальної, техногенної та природної безпеки). – К., 2004. – 328 с.

51. Бегун В.В., Науменко І.М. Ризик – орієнтовані технології ідентифікації потенційних джерел небезпек – основа підготовки фахівців усіх спеціальностей: наук.-метод. зб. МОН “Проблеми освіти”. – 2005. – Вип. 45.

52. Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики. – М.: Наука, 1983. – 416 с.

53. Брюс Шнайер. Психология безопасности. Ч. 2. <http://www.securitylab.ru/analytics/350909.php>.

54. Букринский А.М. Атомный надзор в США (основные черты и особенности) // Ядерная и радиационная безопасность. – 2009. – № 1. – С. 42–57. Беззубцев В.С., Шарафутдинов Р.Б. О совершенствовании государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности в условиях ускоренного развития атомной энергетики // Ядерная и радиационная безопасность. – 2009. – № 3. – С. 3–6. (<http://www.secnrs.ru/publications/nrszine/index.php>).

55. Абрамова В.Н. Организационная психология, организационная культура и культура безопасности в атомной энергетике. Ч. I: Психология и методы оценки организационной культуры и культуры безопасности на атомных станциях. – Москва, Обнинск, 2009. – С. 260.

56. Вдовиченко И.Н. Применение комбинированного метода для мультикритериального выбора альтернатив / И.Н. Вдовиченко, Ю.Ф. Рева // Сб. науч. тр. VI Всеукр. конф. "Теорія та методика навчання фундаментальних дисциплін у вищій школі". – Кривий Ріг, 2006. – С. 146–148.

57. Вдовиченко И.Н. Проблемы построения системы для многокритериального отбора в экспертную группу // Научный вестник Кременчугского университета "Нові технології". – Кременчуг. – 2006. – Вип.1 (11). – С. 142 – 146.

58. Вдовиченко И.Н., Косолапов В.Л. Загальні тенденції розвитку експертних технологій для дослідження складних систем // Наук.-практ. інформ. журнал "Науково-технічна інформація". – 2004. – № 3. – С. 17 – 20.

59. Викулов В.К., Гмырко В.Е. и др. Водографитовый энергетический реактор со сверхкритическим давлением теплоносителя ВГЭРС. НИКИЭТ им. Н.А. Доллежала. – М., 2008.

60. Волков Э.В. Практические методы формирования культуры безопасности в атомной энергетике // III Междунар. конф. ГП НАЭК "Энергоатом" "Культура безопасности на АЭС Украины" (Киев, 27–28 сентября 2006 г.). – К., 2006.

61. Волошин О.Ф. Теорія прийняття рішень / О.Ф. Волошин, С.О. Машенко. – К.: ВПЦ "Київський університет", 2006. – 303 с.

62. Иванов Г.А. и др. Дейтериевые взрывы – энергия близкого будущего // Электротехника. – 2010. – Т.2. – V симпозиум, ТРАВЭК ВЭИ, 19 – 22 октября 1999 г.

63. Берман Э. Геотермальная энергия / пер. с англ.; под ред. Б.Ф. Маврицкого. – М.: Мир, 1978.

64. Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности. Терминология, используемая в области ядерной безопасности и радиационной защиты. – Изд. 2007 года / Международное агентство по атомной энергии. – Вена, 2008. – 303 с.

65. Глушков В.М. Об одном методе прогнозирования. – К.: Ин-т кибернетики, 1970. – 15 с.

66. Грабежная В.А., Кириллов П.Л. Теплообмен в трубах и пучках стержней при течении воды сверхкритического давления // Атомная энергия. – 2004. – Т. 96, Вып. 5. – С. 387 – 393.

67. Гумилев Л.Н. Этногенез и биосфера Земли. – М.: Танаис ДИ ДИК, 1994.

68. Девятко И.Ф. Методы социологического исследования. – Екатеринбург, 1998.

69. Демиденко Г.П. Защита объектов народного хозяйства от оружия массового поражения: справочник. – М.: Наука, 1987.

70. Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности “Основные принципы безопасности атомных электрических станций”, INSAG 12, – Вена: МАГАТЭ, 1999.

71. Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности “Управление эксплуатационной безопасностью АЭС”, INSAG 13. – Вена: МАГАТЭ, 1999.

72. Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности “Основные практические проблемы укрепления культуры безопасности”. INSAG 15. – Вена: МАГАТЭ, 2002.

73. Доклады по безопасности. – № 11: “Развитие культуры безопасности в ядерной деятельности” / – Вена: МАГАТЭ, 2000.

74. Драгунов Ю.Г. и др. Водохлаждаемые реакторы со сверхкритическими параметрами (ВВЭР СКД) – перспективные реакторы 4-го поколения / ФГУП ОКБ “ГИДРОПРЕСС”. – Подольск, 2008.

75. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України № 145 від 15 березня 2006 року.

76. Закон України “Про стандартизацію” № 2408-III від 17.05. 2001 р.

77. Закон України “Про об’єкти підвищеної небезпеки” № 2245-III від 18.01.2001 р.

78. Закон України “Про страхування” (Відомості Верховної Ради України № 18 1996 р.).

79. Застосування ризик-орієнтованих підходів у діяльності по регулюванню безпеки АЕС України. Основні положення. НП306.2.01.1 05. – К.: ДКЯРУ, 2005.

80. Бекман И.Н. Ядерная индустрия: курс лекций. <http://profbeckman.narod.ru/Contents.htm>.

81. Идье В., Драйард Д., Джеймс Ф., Рус М., Садуле Б. Статистические методы в экспериментальной физике / пер. с англ.; под ред. А.А. Тяпкина. – М.: Атомиздат, 1976. – 335 с.

82. ИНЕС: Международная шкала ядерных событий: Руководство для пользователей. – Вена, 1993.

83. Исупов В.И. Подход к повышению надежности “человеческого фактора” на основе применения методологии глубокоэшелонированной защиты // IV Междунар. науч.-практ. конф. “Культура безопасности” ГП НАЭК “Энергоатом” (г. Киев, 11–12 ноября 2008 г.). – К., 2008.

84. Итоговый доклад о совещании по рассмотрению причин и последствий аварии в Чернобыле. Серия изданий по безопасности. № 75 INSAG 1. Международная консультативная группа по ядерной безопасности. – Вена: МАГАТЭ, 1988. (рус. изд.).

85. Энергетичні ресурси України / за ред. В.П. Руденка. – К., 2004.
86. Кербер В. Качества, необходимые специалистам в будущем / пер. Л.А. Пигиной. <http://www.sowi onlinejournal.de/> Ausg.: 1/2000.
87. Конвенция о ядерной безопасности (подписанная в 1994 г., ратифицированная 17 декабря 1997 г.).
88. Концепція державного регулювання безпеки та управління ядерною галуззю в Україні: Постанова Верховної Ради України № 3871-ХІІ від 25 січня 1994 р.
89. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). – М.: Наука, 1974. – 832 с.
90. Костин В.И. и др. На пути к водородной энергетике // Атомная стратегия. – 2006. – № 24. – С. 20.
91. Кравченко А.И. Культурология: учеб. пособ. для вузов. – 3-е изд. – М.: Академический проект, 2001.
92. Крымский С.Б. Экспертные оценки в социологических исследованиях. – К.: Наук. думка, 1990. – 390 с.
93. Культура безопасности: Серия изданий по безопасности. № 75 INSAG 4. Международная консультативная группа по ядерной безопасности. – Вена: МАГАТЭ, 1991. (рус. изд.).
94. Культура безопасности: учеб. пособ. НАЭК. – К., 2005.
95. Культура безопасности. Экология и ресурсы. – Спецвыпуск. – К., 2007.
96. Культура безпеки на ядерних об'єктах України: наук.-метод. посіб. – Київ–Дніпропетровськ: НВЦ “Євроатлантикінформ”, 2007.
97. Культура безпеки на ядерних об'єктах України: навч. посіб. / В.В. Бегун, С.В. Бегун, С.В. Широков, І.В. Казачков, В.В. Литвинов, Є.М. Письменний. – К.: НТУУ “КПІ”, 2009. – 363 с.
98. Культурология: теория и история культуры. – М.: Знание, 1998.
99. Ланглуа Люсиль, Фасер Ян, Джалал Ирей. Экономическая эффективность модификаций АЭС преимущества от снижения риска // Доклад на 2-м Междунар. семинаре “Проблемы снижения риска при использовании атомной энергии”. ИБРАЭ РАН (Москва, 7–9 июня 2004 г.). – М., 2004.
100. Левин К. Теория поля в социальных науках. – СПб.: Речь, 2000.
101. Маляренко В.А. Энергетичні установки. Загальний курс: навч. посібн. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 287 с.
102. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. – М.: ИздАТ, 1995. – 289 с.
103. Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. “Культура безопасности” ГП НАЭК “Энергоатом”: Матер. докладов руководителей отрасли о текущем состоянии (г. Киев, 11–12 ноября 2008 г.). – К., 2008.

104. Материалы V Международной науч.-практ. конф. “Культура безопасности” ГП НАЭК “Энергоатом”: Матер. докладов руководителей отрасли о текущем состоянии (г. Киев, 18–19 ноября 2010 г.). – К., 2010.

105. Материалы II Междунар. конф. ГП “НАЭК “Энергоатом” “Культура безопасности на АЭС Украины” (г. Киев, 20–21 октября 2004 г.). – К., 2004.

106. Материалы III Международная конференция ГП “НАЭК “Энергоатом” “Культура безопасности на АЭС Украины” (г. Киев, 27–28 сентября 2006 г.). – К., 2006.

107. Мировая энергетика. Прогноз развития до 2020 г. – М.: Энергия, 1980.

108. Митенков Ф.М. и др. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор – энергоисточник для промышленного производства водорода // Атомная энергия. – 2004. – Т. 97, Вып. 6. – С. 432 – 446.

109. Митенков Ф.М. Размышления о пережитом. – М.: ИздАт, 2004. – С. 126–127.

110. Штейнберг Н. Ядерное регулирование в Украине. Вчера, сегодня, завтра. (Киев, 5 декабря 2007 г.) // Доклад на Междунар. конф. по безопасности. – К., 2007.

111. Наставления по осуществлению экологического аудита. ДСТУ ISO 14001-97, ДСТУ ISO 14004 -97. – К.: Госстандарт Украины, 1998.

112. НД 306.2.100-2004. Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций. НАЭК. – К., 2004.

113. Норми радіаційної безпеки України. (НРБУ 97). Державні гігієнічні нормативи. – К., 1997.

114. НП 306.1.02/1.034-2000. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. НАЭК. – К., 2000.

115. Обзор ядерной безопасности за 2008 год GC (53)/INF/2. – Вена: МАГАТЭ, 2009. – 83 с.

116. Обращение участников IV Междунар. науч.-практ. конф. НАЭК “Энергоатом” “Культура безопасности на АЭС Украины” (Киев, 11 ноября 2008 г.). – К., 2008.

117. Общие положения безопасности атомных станций (ОПБ 2008). НП 306.2.141 2008. – К.: ГКЯРУ, 2008.

118. Окончательный отчет по анализу безопасности. ОАО “Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт “Энергопроект”. – К., 2005.

119. Организация и укомплектование персоналом регулирующего органа для ядерных установок: Руководство по безопасности. – STI/PUB/1129. – Вена: МАГАТЭ, 2004. – С. 9–10.

120. Орнатский А.П. и др. Парогенераторы сверхкритического давления. – К.: Высш. шк., 1980.

121. Основные принципы безопасности атомных электростанций. – Серия изданий по безопасности, №75 INSAG 3. – Вена: МАГАТЭ, 1998. – С. 13 – 14.

122. Официальный сайт ГП НАЭК Энергоатом (<http://www.energoatom.kiev.ua/ru/index.html>).

123. Официальный сайт Международного агентства по атомной энергии (<http://www.iaea.org/>).

124. Офіційний сайт Державної інспекції ядерного регулювання України (<http://www.snrc.gov.ua/nuclear/uk/index>).

125. Оценка воздействия объектов энергетики на окружающую среду / ред. Ф.В. Стольберга, ХГАГХ. – Харьков, 2002. – 182 с.

126. Паламарчук А.В., Протопопов М.О., Исаева Л.М. Экономические методы управления издержками: опыт Волгодонской АЭС (http://kirdina.ru/consulting/11_01_2004_02/index.shtml).

127. Понтягин Л.С., Болтянский В.Г., Гамкрелидзе Р.В., Митченко Е.Ф. Математическая теория оптимальных процессов. – М.: Наука, 1961.

128. Применение системы управления для установок и деятельности: Руководство по безопасности. Серия норм по безопасности, № GS G 3.1. – Вена: Международное агентство по атомной энергии, 2009. – 134 с.

129. Программа модернизации энергоблоков АЭС Украины с реакторами ВВЭР 1000/В 320. – К.: Госкоматом, 1985.

130. Программы обеспечения качества для атомных электростанций. – Вып. № 50 SG QA1, серии изданий МАГАТЭ по безопасности. – Вена: МАГАТЭ, 1999. – 164 с.

131. Развитие ядерной энергетики Японии / Сайт Интернет <http://www.minatom.ru/News/Main/view?id=1885&idChannel=265>.

132. Регулирование и административно-организационные основы деятельности в ядерной области развитых стран (Франция) // Ядерная и радиационная безопасность. – 2008. – № 3. – С. 91–105. (<http://www.secnrs.ru/publications/nrszine/index.php>).

133. Российская социологическая энциклопедия / под ред. Г.В. Осипова. – М.: Наука, 1997.

134. Руководство по обеспечению качества при проектировании атомных электростанций. – Вып. № 50 SG QA6 серии изданий МАГАТЭ по безопасности. Международное агентство по атомной энергии. – Вена: МАГАТЭ, 1998.

135. Руководство по самостоятельной оценке культуры безопасности и проведению миссии ASCOT. Серия технических докладов, IAEA – TECDOC – 743/R. Международное агентство по атомной энергии. – Вена: МАГАТЭ, 1994. (рус. изд.).

136. Руководство по системам управления охраной труда. МОТ–СУОТ 2001 / ILO OSH 2001. – Женева: Международное бюро труда, 2003.

137. Саенко Ю.И. Моделирование показателей развития социальной инфраструктуры. – К.: Наук. думка, 1991. – 165 с.

139. Сазыкин Б.В. Управление операционным риском в коммерческом банке. – М.: Вершина, 2008.

139. Сайт Всемирного ядерного сообщества WNA (World Nuclear Association) (<http://www.worldnuclear.org/>).

140. Сайт информационной администрации по энергетике EIA (Energy Information Administration) (<http://www.eia.doe.gov/>).

141. Сироджа И.Б. Квантовые модели и методы искусственного интеллекта для принятия решений и управления. – К.: Наук. думка, 2002. – 420 с.

142. Справочник по ядерному праву / Карлтон Стойбер, Алек Бер, Норберт Пельцер, Вольфрам Тонхаузер. – Вена: Международное агентство по атомной энергии, 2006. – 213 с.

143. Супатаева О.А. Ликвидация административных ограничений при осуществлении предпринимательской деятельности и обеспечение безопасности в области использования атомной энергии // Ядерная и радиационная безопасность. – 2009. – № 1. – С. 10–16. (<http://www.secncrs.ru/publications/nrszine/index.php>).

144. Трофименко А.П., Писанко Ж.І. Аналіз особливостей наукової підтримки атомної енергетики в країнах з найбільшою потужністю чинних АЕС. ЯРБ. – К., 2002. – № 3.

145. Удосконалення державної політики України у сфері запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру і акти ядерного тероризму в контексті європейської і євроатлантичної інтеграції: зб. наук. пр. ІПНБ РНБО України. – К., 2008. – Вип. 4.

146. Управление рисками организаций. Интегрированная модель. Комитет спонсорских организаций Комиссии Тредвея (COSO), сентябрь 2004 г.

147. Хміль Г.А. Буравльов Є.П. та ін. Концептуальний підхід до управління ризиками надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру. Екологія і ресурси: зб. наук. пр. ІПНБ РНБО. – Спец. вип. – К., 2007.

148. Чупров В.А. (Гринпис). АЭС только для богатых / Атомная стратегия. – 2007. – № 3. – С. 30.

149. Широков С.В. Ядерные энергетические реакторы: учеб. пособ. – К.: НТТУ “КПИ”, 1997. – 280 с.

150. Ширяев А.Н. Вероятность. – М.: Наука, 1980. – 576 с.

151. Сааков Э.С. и др. Подготовка эксплуатационного персонала для АЭС. – М.: Энергоиздат, 1987.

152. Шойгу Ю.С. Подпроект “Формирование системы инновационного образования в МГУ имени М. В. Ломоносова в области психологии”. <http://www.psy.msu.ru/science/innovation/index.html>.

153. Юридическая и государственная инфраструктура ядерной безопасности, радиационной безопасности, безопасности радиоактивных отходов и безопасности перевозки // Требования безопасности. Серия изданий по безопасности, № GS R 1. – Вена: Международное агентство по атомной энергии, 2003. – 45 с.

154. <http://uk.wikipedia.org/wiki/Геоэнергетика>.

155. Michael G. Mazarakis and Kenneth W. Struve. Conceptual Design for a Linear-Transformer Driver (LTD)-Based Refurbishment and Upgrade of the Saturn Accelerator Pulse-Power System // SANDIA REPORT. –2006. – SAND2006-5811. – USA. – Sandia national laboratories. – 25 p.

156. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ 88). ПНАЭГ 1 011 89, 1989.

157. Блинова И.В., Соколова И.Д. Обзоры. Авария на АЭС “Фукусима 1” и ее влияние на развитие ядерной энергетики // Атомная техника за рубежом. – 2011. – № 7.

158. Циркуляр ИКАО. Человеческий фактор: сб. матер.– № 1: Фундаментальные концепции человеческого фактора: Утверждено Генеральным секретарем и опубликовано с его санкции. Международная организация гражданской авиации. – Монреаль, 1989. – 33 с.

159. Schein Edgar. Organizational Culture and Leadership. – 2d ed. – San Francisco, CA: Jossey Bass, 1992.

160. The 3rd International Symposium on Supercritical Water Cooled Reactor (Shanghai, China, March 12–15, 2007 / Сайт Интернет. <http://nsse.sjtu.edu.cn/SCWR 2007>.

161. Large scale melt predicted at units 2 and 3. – World Nuclear News. 26 May 2011; Meltdown speed varied by reactor. – Yomiuri Shinbun. May 25, 2011.

162. Проблемы безопасности атомных электростанций с реакторами ВВЭР 1000/320. – Вена: МАГАТЭ, 1997.

163. Independence in regulatory decision making. INSAG 17. A report by the International Nuclear Safety Advisory Group. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2003. – 25 p.

164. Зенов В.М. Уроки ядерной аварии на АЭС Фукусима 1. – Севастополь, 2011.

165. Свод положений по обеспечению качества на АЭС. – Вып. № 50 С QA, серии изданий МАГАТЭ по безопасности.

166. Серия изданий по безопасности МАГАТЭ. – № 75 INSAG 3. Основные принципы безопасности атомных электростанций. – Вена: МАГАТЭ, 1989.

167. Серия изданий по безопасности МАГАТЭ, № 75 – INSAG – 6. Вероятностный анализ безопасности. – Вена: МАГАТЭ, 1994.

168. основополагающие принципы безопасности. SF 1. – Вена: МАГАТЭ, 2007. – 34 с.

169. Радиация. Дозы, эффекты, риск. – М.: Мир, 1990.

170. Human Reliability Assessment Training Course. USA, INEL, 1995.

171. ASCOT Guidelines Revised 1996 Edition Guidelines for organizational self assessment of safety culture and for reviews by the Assessment of Safety Culture in Organizations Team // IAEA TECDOC 860. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. – Vienna, 1996.

172. Risk Excellence Notes. U.S. Department of Energy. Argonne. – 2000.

173. Fukushima Accident 2011. – Information Papers World Nuclear Association. 26 March 2011; updated 27 May 2011; updated 4 June 2011; updated 13 June 2011; Press Releases TEPCO, JAIF, NISA.

174. Containment vessels also damaged. – Yomiuri Shimbun. May 26, 2011; No. 1 reactor pressure vessel likely damaged immediately after quake. – Kyodo News. May 26, 2011.

175. СНиП 41–01–2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: Госстрой РФ, 2004. – 71 с.

176. СТП 0.41.066 2006. Системы оценки уровня эксплуатационной безопасности и технического состояния АЭС с ВВЭР. ГП НАЭК “Энергоатом”. – К., 2006.

177. NUREG/CR 1278. Методика THERP. – Washington, 1982.

178. U. S. NRC. Reactor Safety Study (WASH 1400) Main Report. – 1975.

179. Системы управления окружающей средой. ДСТУ ISO 14010-97. – ДСТУ ISO 14011-97, ДСТУ ISO 14012-97. – К.: Госстандарт Украины, 1998.

ДОДАТКИ

Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на 2015–2030 рр.

Стаття балансу	Розмірність	2010 (факт.)	Прогноз						
			2015	2020	2025	2030			
1	2	3	4	5	6	7			
Прибуткова частина									
I. Ресурси, усього	млн т у.п.	231,9	229,1	252,0	265,0			289,6	
I. Виробництво енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн т у.п.	132,0	143,7	168,5	190,1			236,0	
1.1. Видобуток органічного палива	млн т у.п.	72,0	77,6	87,3	104,3			138,2	
1.1.1. Вугілля готового	млн т	54,8	62,6	71,5	81,6			93,2	
	млн т у.п.	43,0	49,3	56,4	64,6			73,9	
	млн т	3,6	2,8	2,4	3,3			7,1	
1.1.2. Нафти	млн т у.п.	5,1	4,0	3,4	4,7			10,2	
	млрд м ³	20,5	20,9	23,7	30,2			46,7	
1.1.3. Природного газу	млн т у.п.	23,8	24,2	27,5	35,0			54,2	
1.2. Виробництво електроенергії без витрат органічного палива, у т.ч.:	млрд кВтг	102,0	112,0	140,0	154,0			176,0	
	млн т у.п.	38,9	41,8	50,9	54,6			60,8	
1.2.1. АЕС	млрд кВтг	89,0	96,0	116,0	126,0			141,0	
1.2.2. ГЕС та ГАЕС	млрд кВтг	13,0	15,0	20,0	21,0			21,0	
1.2.3. ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млрд кВтг	0,0	1,0	4,0	7,0			14,0	
1.3. Виробництво теплової енергії на АЕС	млн Гкал	1,5	1,7	1,9	2,1			2,4	
	млн т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3			0,4	

1	2	3	4	5	6	7
1.4. Теплова енергія довілля	млн Гкал	0,6	3,7	11,4	30,4	51,9
	млн т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8,0
1.5. Інші джерела палива та енергії	млн т у.п.	20,7	23,5	28,2	26,1	28,6
	млн т у.п.	70,9	61,6	59,9	55,4	37,2
2. Імпорт енергоресурсів	млн т	12,1	7,6	8,2	7,9	7,9
	млн т у.п.	9,5	6,0	6,5	6,2	6,3
2.2. Нафта	млн т	7,5	10,7	11	11	9,3
	млн т у.п.	10,7	15,3	15,7	15,7	13,3
2.3. Нафтопродукти	млн т у.п.	7,5	0,5	3,9	7,6	10,4
	млрд м ³	36,6	34,3	29,2	22,3	6,2
2.4. Природний газ	млн т у.п.	42,5	39,8	33,9	25,9	7,2
	млрд кВтг	1,9	0	0	0	0
2.5. Електроенергія	млн т у.п.	0,7	0	0	0	0
	млн т у.п.	29,0	23,9	23,6	19,6	16,4
3. Залишки палива у сховищах та складах на початок року						
Витратна частина						
II. Розподіл ресурсів, усього		млн. т у.п.	231,9	229,1	252,0	289,6
1. Споживання енергоресурсів, усього, у т. ч.:		млн т у.п.	190,8	203,2	221,0	265,5
1.1. Органічного палива, усього, у т. ч.:		млн т у.п.	132,3	139,5	142,5	170,0
1.1.1. Вугілля		млн т у.п.	48,3	55,7	58,1	74,7
1.1.2. Нафтопродукти		млн т у.п.	17,9	19,8	23,0	33,9
1.1.3. Природний газ		млн т у.п.	66,1	64,0	61,4	61,4

1	2	3	4	5	6	7
1.2. Електроенергія, вироблена без виграг органічного палива, у т.ч.:	млн т у.п.	38,9	41,8	50,9	54,6	60,8
1.2.1. АЕС	млн т у.п.	34,0	35,8	42,2	44,7	48,7
1.2.2. ГЕС та ГАЕС	млн т у.п.	5,0	5,6	7,3	7,4	7,3
1.2.3. ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млн т у.п.	0	0,4	1,5	2,5	4,8
1.3. Теплова енергія, вироблена на АЕС	млн т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
1.4. Теплова енергія доквілля	млн т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8
1.5. Енергія з інших джерел	млн т у.п.	20,7	23,5	28,2	26,1	28,6
1.6. Сальдо по електроенергії (експорт-імпорт)	млн т у.п.	1,6	2,4	2,7	2,3	2,2
2. Експорт енергетичних ресурсів, у т.ч.:	млн т у.п.	13,1	2,4	6,3	4,9	7,3
2.1. Органічного палива	млн т у.п.	10,8	0,0	3,6	2,6	5,1
2.1.1. Вугілля	млн т	6,2	0	4,5	3,3	6,4
	млн т у.п.	4,9	0,0	3,6	2,6	5,1
2.1.2. Нафта	млн т у.п.	0	0	0	0	0
2.1.3. Нафтопродукти	млн т у.п.	5,8	0	0	0	0
	млрд м ³	0,1	0	0	0	0
2.1.4. Природний газ	млн т у.п.	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	млрд кВтг	4,1	6,5	7,5	6,5	6,5
2.2. Електроенергії	млн т у.п.	1,6	2,4	2,7	2,3	2,2
3. Залишки у сховищах та складах на кінець року	млн т у.п.	28,0	23,5	24,7	20,6	16,8

Баланс електричної енергії (млрд. кВтг)

Стаття балансу	2010 (факт.)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	189,9	215,0	236,0	259,0	282,0
1. Виробництво, усього	188,0	215,0	236,0	259,0	282,0
1.1. Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	126,0	133,0
1.2. Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3. Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4. Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	82,0	75,0	83,0	92,0
1.5. Виробництво електроенергії на ТЕС – газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6. Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станціях	18,0	19,0	20,0	21,0	21,0
1.7. Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	1,9	0	0	0	0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	189,9	214,9	236,0	259,0	282,0
1. Споживання електроенергії нето, у т.ч.:	152,9	186,5	208,5	231,4	253,5
1.1. Промисловість	97,6	111,0	120,4	131,0	139,0
1.2. Комерційне (сфера послуг та транспорт)	28,6	35,4	41,4	48,5	57,8
1.3. Населення	36,7	40,1	46,7	51,9	56,8

Продовження табл.

1	2	3	4	5	6
2. Втрати під час транспортування та розподілу	21,7	22,9	22,0	22,1	23,0
3. Споживання електроенергії бруто – усього	184,6	209,4	230,5	253,5	276,5
4. Експорт	6,1	5,5	5,5	5,5	5,5
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	189,9	205,0	220,0	234,0	244,0
1. Виробництво, усього	188,0	205,0	220,0	234,0	244,0
1.1. Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	118,0	118,0
1.2. Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3. Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4. Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	73,0	60,0	67,0	71,0
1.5. Виробництво електроенергії на ТЕС – газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6. Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станціях	18,0	18,0	19,0	19,0	20,0
1.7. Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	189,9	205,0	220,0	234,0	244,0
1. Споживання електроенергії бруто – усього	183,9	199,5	214,5	228,5	238,5
2. Експорт електроенергії	6,0	5,5	5,5	5,5	5,5

1	2	3	4	5	6
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	189,9	215,0	243,0	278,0	315,0
1. Виробництво, усього	188,0	215,0	243,0	278,0	315,0
1.1. Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	126,0	141,0
1.2. Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3. Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4. Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	82,0	82,0	102,0	116,0
1.5. Виробництво електроенергії на ТЕС – газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6. Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станціях	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0
1.7. Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	14,0
2. Імпорт	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	189,9	215,0	243,0	278,0	315,0
1. Споживання електроенергії бруто – усього	183,9	209,5	237,5	272,5	309,5
2. Експорт	6,0	5,5	5,5	5,5	5,5

Баланс вугілля, млн. т

Стаття балансу	2010 (факт.)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
I	2	3	4	5	6
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього					
1. Виробток вугілля рядового, усього, у тому числі:	72,8	75,9	84,6	94,1	105,2
– для коксування	75	83,5	92,8	103,3	115
– енергетичного	24	27,3	31	35,2	40
з нього тогового :	51	56,2	61,8	68,1	75
– для коксування	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
– енергетичного	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
2. Імпорт	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
3. Залишки у сховищах на початок періоду	12,1	7,6	7,6	7,0	6,5
	5,9	5,7	5,5	5,5	5,5
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього					
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	72,8	75,9	84,6	94,1	105,2
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	59,6	67,1	66,6	70,9	76,0
3. Споживання вугілля брутто, усього	1,9	2,1	1,8	1,8	1,6
4. Експорт вугілля	61,5	69,2	68,4	72,7	77,5
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	6,2	1,5	10,2	14,4	20,5
	5,1	5,2	6	7	7,2
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					

1	2	3	4	5	6
I. Ресурси, усього	72,8	75,7	83,7	92,5	103,5
1. Видобуток вугілля рядового, усього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
– для коксування	24	27,3	31	35,2	40
– енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75
з нього готового :	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
– для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
– енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
2. Імпорт	12,1	7,6	6,9	5,6	5,3
3. Залишки у сховищах на початок періоду	5,9	5,5	5,3	5,3	5,0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	72,8	75,7	83,7	92,5	103,5
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	62,7	58,6	63,9	66,3
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7
3. Споживання вугілля бруто, усього	61,5	64,7	60,4	65,6	68,0
4. Експорт вугілля	6,2	5,5	17,7	21,9	27,4
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,5	5,6	5	8,1
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	72,8	76,0	85,4	95,1	106,6
1. Видобуток вугілля рядового, усього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
– для коксування	24	27,3	31	35,2	40
– енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75

1	2	3	4	5	6
з нього готового:	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
– для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
– енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
2. Імпорт	12,1	7,6	8,2	7,9	7,9
3. Залишки у сховищах на початок періоду	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	72,8	76,0	85,4	95,1	106,6
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	68,5	71,5	82,6	92,3
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	1,9	2,1	2,2	2,1	1,9
3. Споживання вугілля бруutto, усього	61,5	70,7	73,7	84,7	94,2
4. Експорт вугілля	6,2	0	4,5	3,3	6,4
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,3	7,2	7,1	6,0

Баланс нафти, млн. тонн

Статті балансу	2010 (факт.)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	11,3	12	12	12,8	14,6
1. Видобуток нафти і газового конденсату	3,6	2,8	2,4	2,4	4,5
2. Імпорт нафти	7,5	9,0	9,4	10,2	9,8
3. Залишки нафти у сховищах на початок періоду	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	11,3	12	12	12,8	14,6
1. Споживання нафти нетто – усього:	11	11,7	11,6	12,5	14,3
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3. Споживання нафти бруто – усього	11,1	11,8	11,7	12,6	14,4
4. Експорт нафти	0	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	11,3	3,8	3,6	3,6	3,3
1.1. Видобуток нафти і газового конденсату	3,6	2,8	2,1	1,8	2,2
1.2. Імпорт нафти	7,5	0,8	1,3	1,6	0,9
1.3. Залишки нафти у сховищах на початок періоду	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

1	2	3	4	5	6
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього					
1. Споживання нафти нетто – усього:	11,3	3,8	3,6	3,6	3,3
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	11	3,5	3,4	3,4	3,1
3. Споживання нафти брутто – усього	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
4. Експорт нафти	11,1	3,5	3,4	3,4	3,1
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0	0	0	0	0
Оптимістичний сценарій	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього					
1. Видобуток нафти і газового конденсату	11,3	13,7	13,6	14,6	16,6
2. Імпорт нафти	3,6	2,8	2,4	3,3	7,1
3. Залишки нафти у сховищах на початок періоду	7,5	10,7	11,0	11,0	9,3
Витратна частина	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
II. Розподіл ресурсів – усього					
1. Споживання нафти нетто усього:	11,3	13,7	13,6	14,6	16,6
2. Втрати під час транспортування, зберігання та розподілу	11	13,4	13,3	14,3	16,3
3. Споживання нафти брутто – усього	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4. Експорт нафти	11,1	13,5	13,4	14,4	16,4
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0	0	0	0	0
Оптимістичний сценарій	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Баланс природного газу, млрд. м³

Стаття балансу	2010 (факт.)		Прогноз					
	1	2	2015	2020	2025	2030	2030	
Базовий сценарій			3	4	5	6	6	
Прибуткова частина								
I. Ресурси, усього		74,7	70,1	66,1	61,8	59,4	59,4	
1. Видобуток природного газу		20,5	20,9	23,7	29,8	44,4	44,4	
2. Імпорт природного газу		36,6	33,7	27,1	20	5	5	
3. Залишки у сховищах на початок періоду		17,6	15,5	15,3	12	10	10	
Витратна частина								
II. Розподіл ресурсів – усього		74,9	70,06	66,2	61,85	59,4	59,4	
1. Споживання природного газу нетто – усього:		52	50,6	47,8	46,9	46,6	46,6	
1.1. Промисловість		21,3	19,6	18,2	18,1	18,3	18,3	
1.2. Сфера послуг, енергетика та бюджетна сфера		13,1	14,3	14,8	15,4	16	16	
1.3. Населення		17,6	16,7	14,8	13,4	12,3	12,3	
2. Технічне споживання		5,3	3,96	3,1	2,95	2,8	2,8	
3. Споживання природного газу бруutto, усього		57,3	54,56	50,9	49,85	49,4	49,4	
4. Експорт природного газу		0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5. Залишки у сховищах на кінець періоду		17,6	15,5	15,3	12	10	10	
Песимістичний сценарій								
Прибуткова частина								
I. Ресурси, усього		74,7	70,8	66,8	62,3	59,8	59,8	

1	2	3	4	5	6
1. Видобуток природного газу	20,5	20,9	23,7	25,9	30,2
2. Імпорт природного газу	36,6	34,2	27,7	23,1	16,9
3. Залишки у сховищах на початок періоду	17,6	15,7	15,4	13,3	12,7
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	74,6	70,8	66,8	62,3	59,8
1. Споживання природного газу нетто	51,7	51,2	48,37	46,1	44,4
2. Технічне споживання	5,3	3,97	3,074	2,87	2,73
3. Споживання природного газу брутто	57,0	55,1	51,44	49	47,1
4. Експорт природного газу	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	17,6	15,7	15,4	13,3	12,7
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, усього	74,7	71,6	68,1	64,9	61,9
1. Видобуток природного газу	20,5	20,9	23,7	30,2	46,7
2. Імпорт природного газу	36,6	34,3	29,2	22,3	6,2
3. Залишки у сховищах на початок періоду	17,6	16,4	15,2	12,4	9
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	74,9	71,6	68,1	64,9	61,9
1. Споживання природного газу нетто	56,1	51,2	49,8	49,4	50
2. Технічне споживання	5,3	3,99	3,17	3,02	2,92
3. Споживання природного газу брутто	57,3	55,2	52,9	52,5	52,9
4. Експорт природного газу	0,1	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	17,6	16,4	15,2	12,4	9

**Структура потужностей і виробітку за сценаріями
(I – песимістичний, II – базовий, III – оптимістичний)**

Показники	Роки														
	2010			2015			2020			2025			2030		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Встановлена потужність, ГВт, у т.ч.	48,8	50,1	50,3	50,3	53,1	53,5	55,7	55,2	61,6	66,1	65,0	73,7			
АЕС	13,8	13,8	13,8	13,8	15,8	15,8	15,8	15,8	17,8	18,8	15,8	18,8	15,8	18,8	20,8
ГЕС	4,5	4,8	4,8	4,8	5,2	5,2	5,2	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
ГАЕС	0,9	2,2	2,2	2,2	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
ТЕС – вугілля	19,5	18,7	18,7	18,7	16,1	16,1	18,1	16,0	19,8	23,3	14,4	19,7	25,5		
ТЕС – газ	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ТЕЦ і блок-станції	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ВДЕ		0,4	0,6	0,6	1,2	1,6	1,8	2,8	3,3	3,3	5,2	6,0	6,7		
Виробіток, ТВт·год, у т.ч.	187,9	205	215	214	220	236	243	234	259	278	244	282	314		
АЕС	89,2	96	96	96	116	116	116	118	126	126	118	133	141		
ГЕС ¹⁰	12,4	12	12	12	13	13	13	14	14	14	14	14	14		
ГАЕС	0,5	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7		
ТЕС – вугілля	67,8	73	82	82	60	75	82	67	83	102	71	92	116		
ТЕС – газ	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
ТЕЦ і блок-станції	18	18	19	19	19	20	20	19	21	21	20	21	22		
ВДЕ	0	1	1	1	4	4	4	7	7	7	13	13	14		

Предметний покажчик

Е

ENTSO-E, 10, 17, 18, 19, 87

А

абсорбер, 107, 112, 114, 127,
128, 129, 130

аеродинамічний шум, 196

АЕС, 10, 11, 13, 17, 19, 26, 29,
33, 36, 38, 52, 55, 65, 67,
71, 75, 78, 79, 80, 81, 82,
83, 84, 95, 175, 262, 266,
270, 272, 273, 274, 275, 283

азотна кислота, 25, 35

акустична ефективність, 251

акустичні екрани, 200, 251

амплітуда, 211, 215, 217, 228,
254

антинейтрини, 43

апарат, 55, 76, 95

АСДУ, 18

АСУ, 18

АСУП, 18

атом, 39, 40, 41, 161, 162, 167,
259

атомний номер, 41

атомні блоки, 11

Б

базовий сценарій, 32

біоенергія, 28

біомаса, 140

бітум, 3

бром, 143

В

ВАВ, 82

важка вода, 56, 59, 60

Вайцеккера

формула, 49

ВВЕР, 59, 60, 61, 62, 63, 65,
66, 67, 68, 69, 71, 83

ВВП, 5, 6, 8, 29, 31, 32, 33, 94

ВДЕ, 13, 18, 20, 21, 94, 95,
273, 274, 275, 283

вентиляторні установки, 234

вимірювання шуму, 226

вібродемпферування, 218, 252,
253

віброізолюючі опори, 216

віброізоляційний фундамент,
197

віброізоляція, 216, 252

віброплатформа, 216

вібропогашення, 214, 215, 252

вітроустановки, 155

вітряні двигуни, 3

водень, 67, 72, 161, 165

водопостачання, 54, 102, 103,
104, 143, 151, 152, 160

ВПС, 19

встановлена потужність, 10,
146

вторинні енергоресурси, 102,
131

втрати теплоти, 103, 125, 180

вугілля, 3, 7, 21, 24, 25, 27,
33, 77, 91, 95, 99, 140, 147,
273, 274, 275, 276, 277,
278, 283

ВЯП, 83

Г

ГАЕС, 6, 10, 13, 17, 270, 272, 273, 274, 275, 283
газ, 9, 24, 26, 27, 28, 37, 67, 69, 89, 91, 92, 128, 138, 140, 141, 147, 151, 256, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 283
ГДВ, 23, 35
генератор пари, 129, 130
геотермальна енергія, 140
геотермальні води, 141
GeoТЕС, 143, 144, 146, 148
ГЕС, 10, 13, 35, 36, 270, 272, 273, 274, 275, 283
гідроенергія, 27
глобальний, 21, 26
глушники, 197, 198, 202, 203, 204, 207, 209, 224, 234, 252
глушники шуму, 201, 203, 252
градирня, 54
графіт, 56, 59
густина, 39, 44, 49, 155, 165, 226, 236, 238, 256

Д

двоокис вуглецю, 21
дейтерій, 162, 165, 171
дефект маси, 45
дефіцит пікової потужності, 11
дефлегматор, 113, 114
дифракція, 228
діаграма стійкості, 47
ділення ядер, 47
довкілля, 21, 36, 85, 94, 271, 272

дросель, 107, 108, 112, 113, 114, 122, 123, 124, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 134
дубль-блоки, 96

Е

ежектор, 115, 131, 132, 133, 184, 185
еквівалентна доза, 77, 85
екзотермічний ефект, 105
Екранні глушники, 206
експозиційна доза, 76, 85
експонента, 52
електричний заряд, 41
електричні мережі, 10, 18
ємність, 5
електропостачання, 17, 18, 20, 93, 142
електростанція, 97
елементарні частинки, 55
ендотермічний ефект, 105
енергетика, 4, 21, 34, 35, 38, 77, 139, 144, 155, 161, 188, 281
енергетична стратегія, 4, 262
енергетичні ресурси, 28, 140, 263
енергія, 3, 27, 28, 35, 45, 46, 47, 49, 52, 55, 100, 105, 111, 112, 119, 120, 132, 133, 137, 139, 140, 146, 148, 151, 155, 156, 157, 161, 166, 172, 173, 174, 176, 198, 239, 271, 272
енергія зв'язку, 46, 50

енергія імпульсу рентгенівського випромінювання, 172
енергія припливів, 146
енергоспоживання, 5, 9, 36
ентальпія, 111, 123, 134, 180, 186
ефект, 26, 31, 34, 35, 36, 37, 60, 104, 105, 120, 131, 132, 151, 221, 230, 249
ефективність, 117, 120, 136, 138, 143, 144, 156, 247, 250, 251

Є

ЄЕС/ОЕС, 18

З

забруднення атмосфери, 24
закон Гесса, 104
закон радіоактивного розпаду, 52, 53
закриті системи теплопостачання, 103
звукові хвилі, 219
звукоізоляційні кожухи, 199, 200, 249
звукоізоляційні огороження, 249
звукопоглинаючі властивості, 199
зірка, 165
зниження викидів, 21, 23, 24, 25, 87

І

ізобара, 124

ізобари, 44, 122
ізотоп, 44
інтерференція, 228
інфразвук, 195, 222, 223, 253
іонізуюче випромінювання, 72, 73

Й

йод, 143

К

Київський протокол, 25
ККД, 87, 129, 132, 138, 157, 158
коефіцієнт втрат енергії, 218
коефіцієнт жорсткості, 215, 254
коефіцієнт перетворення, 112, 113, 121, 123, 125, 128, 132
коефіцієнт реактивності, 66
коефіцієнт рівномірного стиснення, 215, 254
коефіцієнт рівномірного стиснення основи фундаменту, 254
коливання, 190, 192, 195, 205, 211, 212, 213, 216, 218, 219, 220, 225, 228, 253
компресор, 121, 122, 123, 124, 132, 151, 184, 185, 241
компресорні станції, 236
конденсат, 62, 109
конденсатор, 58, 62, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 113, 115, 127, 128, 129, 130, 131
кондиціювання, 9, 93, 152, 204

конструкції Бекеші, 225
корпускулярне
випромінювання, 73
котел, 96, 97, 98, 99, 100, 101,
131, 132, 133
критерій Лоусона, 165
критерій потужності, 235, 255
кутова швидкість, 213, 218,
254

Л

ланцюгова реакція, 55, 56, 57,
66, 67
ЛЕП, 11, 19, 20
лібералізація ринку
електроенергії, 29
лінійний прискорювач, 165
літій, 143, 168, 185

М

магнітне поле, 166, 168
маса спокою, 41
метан, 25
механічний шум, 197
мінеральні ресурси, 28
Міхельсон, 118
модуль деформації, 215, 254
морські приливи, 28
мюон, 174
мюонний каталіз, 174

Н

навколишнє середовище, 67,
80, 103, 180, 208, 213, 229,
236, 238, 239, 240, 254, 256
натрій, 71

нафта, 27
нейтрони, 42, 43, 48, 50, 55,
56, 57, 58, 59, 73, 85, 161,
162, 168, 174
номінальна потужність, 154
нуклон, 43, 44, 46, 47, 161

О

об'ємна витрата, 235, 255
Об'єднана енергетична
система, 9
ОЕС, 9, 10, 11, 13, 18
озон, 26
озонові "діри", 26
оксиди азоту, 21
опалення, 9, 89, 92, 93, 102,
104, 108, 118, 119, 120,
143, 149, 150, 151, 152, 177
опромінення, 74, 75
очисні споруди, 72

П

паливна касета, 58
парниковий ефект, 26
паропродуктивність, 181
ПГО, 13, 15, 87
ПЕК, 4, 24, 25, 29, 30, 33, 88
період радіоактивного розпаду,
51
пил, 99
плазма, 164, 165, 168, 169,
173
плазмовий струм, 166
площа, 117, 211, 215, 233,
236, 239, 242, 244, 246,
248, 254, 255, 256

плутоній-239, 55, 56, 57, 71
пневмотранспорт, 191
побутові теплові насоси
геотермального типу, 92
поверхнева густина, 249
поглинута доза, 76, 85
погранична крива, 122
понижуючий трансформатор
з турбоустановкою для
одержання електроенергії,
114
поновлювані джерела енергії,
140
поролон, 218
прогноз зростання споживання
електроенергії, 5
продукти неповного згоряння
палива, 21
протон, 43
ПСУ, 135

Р

РАВ, 82, 83
радіаційний фон, 73
радіація, 75
радіоактивний розпад, 52
радіоактивність, 86
РБМК, 58, 59, 63, 64, 65, 66,
67, 68, 71, 72
реактор з кульовою засипкою,
59, 69, 70
реактор на важкій воді, 59, 68
реактор на швидких нейтронах,
59, 70
ревбраційний коефіцієнт
звукопоглинання, 251

регулювання, 17, 18, 19, 20,
29, 30, 63, 80, 81, 84, 87,
89, 91, 93, 94, 154, 257,
263, 265
резина, 218
ректифікатор, 130
рефракція, 228
рівні звукового тиску, 194,
209, 226, 240, 253
робота стиску, 124
робоча пара, 108, 131, 133
розпад ядер, 43, 50, 51, 52, 55,
57
розчин, 105, 107, 108, 109,
111, 112, 113, 114, 127,
128, 129, 130

С

сектор споживання, 94
сепаратор, 98, 99, 149, 184
синтез, 47
сірчистий ангідрид, 21
СІТ, 88, 89, 91
сланці, 27, 140
сонячна енергія, 146
сонячні колектори, 160
спалювання, 24
споживання електроенергії, 5,
6, 7, 8, 14, 29
сполуки ванадію, 21
стійкість ядер, 47
структурний шум, 197, 234,
253
струм високої напруги, 99
СУЗ

система управління захистом,
59
схема, 54, 57, 61, 64, 96, 97,
101, 108, 129, 132, 145
СЦТ, 88, 89, 90, 91, 94, 95

Т

тарифоутворення, 15
ТВС, 59, 63, 65
температурний градієнт, 139
температурний напір, 125
тепловиділення реактора, 71
тепловий баланс, 107, 109,
112, 128, 132, 134, 182
тепловий насос, 118, 127, 128,
131, 149
тепові мережі, 104
теплоенергетика, 21, 87
теплоносій, 54, 55, 57, 58, 62,
66, 69, 103, 104, 110, 149,
151, 185
теплопостачання, 87, 88, 89,
90, 92, 93, 94, 95, 102, 103,
138, 141, 142, 143
термодинамічний аналіз, 116,
135
термотрансформатор, 113,
118
термохімічний
трансформатор, 106, 135
термохімічний
трансформатор розкладу,
108
термохімічний трансформатора
теплоти зі струминним
абсорбером, 110

термоядерне паливо, 162
термоядерний заряд, 165
термоядерний реактор, 165
термоядерний синтез, 174
ТЕС, 10, 11, 13, 23, 24, 25, 33,
36, 87, 90, 95, 96, 97, 99,
100, 135, 138, 273, 274,
275, 283
технологічний цикл, 53
технологія Hot-Dry-Rock, 144
ТЕЦ, 10, 13, 89, 90, 94, 95, 98,
100, 101, 102, 103, 135,
273, 274, 275, 283
тиск, 65, 107, 108, 128, 131,
132, 133, 177, 186, 207,
209, 210, 234, 235, 255

токамак, 166
торф, 27, 140
ТП, 18, 103, 104
третій, 74, 161, 167, 171, 175
турбіна, 55, 96, 97, 98, 101,
154, 184
турбодетандер, 184, 185
ТХТ для одержання холоду,
113, 136

У

Укренерго, 10
ультразвук, 195, 218, 219, 253
уран-235, 55, 70
уран-238, 55, 56, 57, 70, 175
утилізатор, 185
утилізація, 24, 135

Ф

фактор направленості випро-
мінювання, 239, 256

фактор направленості шуму,
234, 250
фотонне випромінювання, 73
фреон, 126, 151

Х

хімічне забруднення атмос-
фери, 27
хімічні процеси, 21
холодильний коефіцієнт, 117,
118, 121

Ц

цезій, 143
централізоване
теплостачання, 100, 102,
135
цикл, 99, 122
цикл ідеальної зворотної
машини Карно, 120, 121
цикл Карно, 116
цикл парокомпресійної
машини, 122, 124

цикл паро-рідинної ежекторної
теплонасосної установки,
134
цикл Ренкіна, 121, 122
циклон, 98, 99

Ч

частота, 205, 213, 223, 228,
229, 231, 236, 241, 249
число Авогадро, 39

Ш

швидкість світла, 45, 229
шлак, 99
шум, 190, 191, 193, 195, 196,
198, 236, 240, 241, 243, 252

Я

ядерне паливо, 57, 72, 140
ядерний реактор, 55, 57
ядро, 42, 161

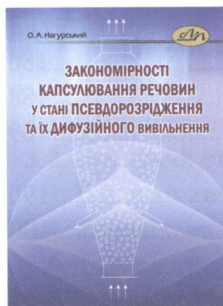
ЗМІСТ

Вступ	3
Розділ 1. Стратегія розвитку електроенергетичної галузі	5
1.1. Споживання електроенергії.....	5
1.2. Виробництво, передача та розподіл електроенергії. Поточний стан галузі.....	9
1.3. Перспективи розвитку галузі	13
1.4. Розвиток магістральних мереж	17
1.5. Міждержавні електричні мережі	18
1.6. Глобальні екологічні проблеми енергетики	21
1.7. Енергетичні ресурси і структура їх використання.....	28
1.8. Виробництво та споживання електроенергії	29
1.9. Цілі та завдання Енергетичної стратегії	29
1.10. Прогнозні сценарії розвитку енергетичної галузі	31
Контрольні питання	34
Тестові питання	34
Розділ 2. Атомна енергетика	38
2.1. Стратегія розвитку атомної генерації. Поточний стан та розвиток атомної генерації.....	38
2.2. Фізичні основи отримання ядерної енергії. Будова речовини	38
2.3. Будова і характеристика атомів	40
2.4. Будова ядер і властивості ядерних сил	42
2.5. Технологія виробництва атомної енергії	52
2.6. Принципи роботи основних типів ядерних реакторів	59
2.7. Стратегія держави щодо напрямків розвитку атомної енергетики України	78
2.8. Підвищення ядерної, радіаційної та екологічної безпеки експлуатації.....	79
2.9. Підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС.....	80
2.10. Паливне забезпечення атомних електростанцій	81

2.11. Поводження з радіоактивними відходами, відпрацьованим ядерним паливом (ВЯП) та високоактивними відходами (ВВАВ).....	82
2.12. Поводження з відпрацьованим ядерним паливом	83
Контрольні питання:.....	85
Тестові питання:.....	85
Розділ 3. Теплоенергетика	87
3.1. Шляхи розвитку теплової генерації	87
3.2. Поточний стан систем тепlopостачання	87
3.3. Розвиток систем тепlopостачання	92
3.4. Типові схеми ТЕС	95
3.5. Технологічна схема теплової електростанції	97
3.6. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване тепlopостачання	99
3.7. Теоретичні основи термохімічного методу трансформації теплоти	104
3.8. Особливості функціонування термохімічного трансформатора розкладу	107
3.9. Теплові насоси і термотрансформатори. Зворотний термодинамічний цикл і його використання для трансформації теплового потенціалу. Типи термотрансформаторів. Термодинамічний аналіз.....	116
Контрольні питання	135
Тестові питання	136
Розділ 4. Альтернативні джерела енергії	138
4.1. Геотермальна енергетика	139
4.2. Основні переваги і недоліки геотермальної енергії	142
4.3. Світовий потенціал геотермальної енергії та перспективи його використання	146
4.4. Геотермальні електростанції.....	149
4.5. Геотермальні теплові насоси	149
4.6. Потенціал геотермальної енергії України	151

4.7. Вітроенергетика України.....	152
4.8. Сонячна енергетика	155
4.9. Термоядерна енергетика: надія людства.....	161
4.10. Параметри і можливості використання теплових ВЕР....	175
4.11. Використання теплоти відхідних газів.....	180
4.12. Використання теплоти відпрацьованої та вторинної пари.....	186
Контрольні питання	188
Темтові питання	189
Розділ 5. Захист довкілля від фізичних забруднень	190
5.1. Джерела шуму. Методи захисту	190
5.2. Характеристика шуму, джерела виникнення та способи локалізації	192
5.3. Шум технологічного обладнання та способи його зниження. Основні джерела шуму.....	195
5.4. Способи локалізації джерела шуму	198
5.5. Нормувальні параметри шуму	209
5.6. Загальна характеристика вібрації. Методи захисту від вібрації.....	211
5.7. Віброізоляція	216
5.8. Інфразвук	222
5.9. Захист довкілля від електромагнітних полів	227
5.10. Захист від електромагнітних полів та іонізуючого випромінювання.....	231
Контрольні питання	252
Тестові питання	252
Література.....	257
Додатки.....	269
Предметний покажчик	284

Книги для навчання і роботи!



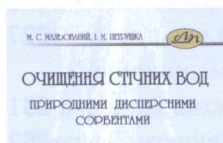
Нагурський О. А.
**ЗАКОНОМІРНОСТІ КАПСУЛЮВАННЯ РЕЧОВИН
У СТАНІ ПСЕВДОРІДЖЕННЯ
ТА ЇХ ДИФУЗІЙНОГО ВИВІЛЬНЕННЯ**

Монографія. – 2012. – 188 с.

ISBN 978-617-607-362-8

В основу монографії покладено дослідження автора, в яких розглянуті закономірності процесів капсулювання твердих дрібнодисперсних матеріалів у стані псевдорідження та дифузійного вивільнення компонентів капсульованих частинок через оболонку на їхній поверхні. Кінетику нарощування покриття на поверхню частинок матеріалу розглянуто з урахуванням складного, тепло- та масообміну в системі тверде тіло – рідина – газ, впливу взаємодіючих компонентів на гідродинаміку шару. Досліджено дифузійне вивільнення з погляду впливу параметрів оболонки на інтенсивність масообміну між капсульованою частинкою та середовищем розчинника.

Призначено для студентів, аспірантів, наукових та інженерно-технічних працівників, які займаються питаннями виробництва та застосування капсульованих речовин.



Мальований М. С., Петрушка І. М.
**ОЧИЩЕННЯ СТІЧНИХ ВОД ПРИРОДНИМИ
ДИСПЕРСНИМИ СОРЕБЕНТАМИ**

Монографія. – 2012. – 180 с.

ISBN 978-617-607-306-2



Розкрито основні проблеми забруднення водного середовища органічними речовинами та рідкими радіоактивними відходами з вмістом іонів стронцію та цезію. Вкладено основні методи очищення забруднених стічних вод та перспективність використання природних дисперсних сорбентів для очищення водних середовищ від органічних барвників, розчинників та радіоактивних елементів. Вивчено механізм модифікації сорбентів з метою інтенсифікації сорбційних процесів для поглинання забрудників з рідинних середовищ.

Матеріали монографії призначені для наукових працівників та інженерів, які працюють в області захисту навколишнього середовища, аспірантів та студентів спеціальності “Екологія, охорона навколишнього середовища та збалансоване природокористування”

Шевчук Л. І. та ін.
**НИЗЬКОЧАСТОТНІ ВІБРОРЕЗОНАНСНІ
КАВИТАТОРИ**

Монографія. – 2013. – 176 с.
ISBN 978-617-607-509-7

Описано авторські конструкції низькочастотних електромагнітних віброкавітаторів, відмінною особливістю яких є робота у резонансних режимах. Наведено принципи технологічної схеми використання вібро-резонансних кавітаторів для очищення та знезараження води, методики їх проектування та розрахунків, результати експериментних досліджень.

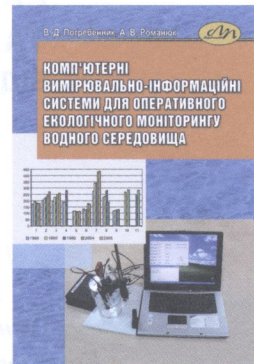
Видання буде корисним для студентів, аспірантів та науковців технічних ВНЗ, науково-технічних працівників установ та підприємств.



Погребенник В.Д.
**КОМП'ЮТЕРНІ ВИМІРЮВАЛЬНО-
ІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ
ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ЕКОЛОГІЧНОГО
МОНІТОРИНГУ ВОДНОГО СЕРЕДОВИЩА**

Монографія. – 2013. – 160 с.
ISBN 978-617-607-547-9

Розглянуто питання розроблення нових методів побудови комп'ютерних вимірювально-інформаційних систем для екологічного моніторингу водного середовища. Створено єдиний методологічний підхід до розв'язання поставлених задач на основі одночасного вимірювання інтегральних, селективних, гідрофізичних параметрів та географічних координат. Розроблено новий інваріантний ультразвуковий метод оперативного вимірювання загальної концентрації домішок у воді, який підвищує точність вимірювання. Запропоновано завадостійкий метод вимірювання часових параметрів ультразвукових імпульсних сигналів, який дає змогу підвищити швидкодію та точність вимірювань. Книга буде корисною для науковців, аспірантів, інженерів та студентів, які спеціалізуються в галузі екологічного контролю, екологічної безпеки та аналітичного приладобудування.



Видавництво Львівської політехніки

вул. Ф. Колесси, 2, корп. 23 А, м. Львів, 79000
тел. +380 32 2582146, факс +380 32 2582136, <http://vlp.com.ua>, vmr@vlp.com.ua



НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Сабадаш Віра Василівна
Петрушка Ігор Михайлович
Мальований Мирослав Степанович
Нагурський Олег Антонович

**ЕНЕРГЕТИКА,
РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА
ТА ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ
ВІД ФІЗИЧНИХ ЗАБРУДНЕНЬ**

Загальний курс

Редактор Ольга Грабовська
Коректор Наталія Колтун
Технічний редактор Лілія Саламін
Комп'ютерне верстання Марти Гарасимів
Художник-дизайнер Анна Христонько

Здано у видавництво 25.02.2014. Підписано до друку 26.05.2014.
Формат 60×84¹/₁₆. Папір офсетний. Друк офсетний.
Умовн. друк. арк. 17,20. Обл.-вид. арк. 14,60.
Наклад 300 прим. Зам. 140108.

Видавець і виготівник: Видавництво Львівської політехніки
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4459 від 27.12.2012 р.

вул. Ф. Колесси, 2, Львів, 79013
тел. +380 32 2582146, факс +380 32 2582136
vlp.com.ua, ел. пошта: vmr@vlp.com.ua

Книга ознайомлює читача з основами одержання енергії та раціонального її використання. Наводиться структура енергетичної галузі України. Велику увагу приділено розвитку енергетики. Описані виробництво, передача та розподіл електроенергії, цілі і завдання енергетичної стратегії, а також глобальні екологічні проблеми енергетичної галузі.

Популярно пояснюється робота основного технологічного устаткування енергетичних об'єктів. Описано ядерну енергетику, подано відомості, що стосуються принципів одержання ядерної енергії. Розглядаються перспективи розвитку атомної енергетики, наводяться відомості про атомні реактори, переваги та наслідки переходу на надкритичні параметри.

Розглядаються питання застосування поновлюваних джерел енергії, їх розвиток, сучасний стан та способи підвищення потужності установок альтернативної енергетики. Подано технічні схеми та методики експлуатації щодо використання зворотного термодинамічного циклу для трансформації теплового потенціалу. Розглянуто найефективніші методи акумулювання екологічної енергії.

Значну увагу приділено захисту довкілля від фізичних забруднень. Наведено схеми погашення шуму та вібрації промислових установок. Описано методики розрахунку нормувальних параметрів шуму.

ISBN 978-617-607-598-1



9 786176 075981 >