

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ КОРАБЛЕБУДУВАННЯ
ім. адмірала МАКАРОВА
ХЕРСОНСЬКА ФІЛІЯ**

К.В.Луняка, Б.В.Димо, А.О.Джуринська

**НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК
з дисципліни**

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Напрями підготовки:

135 – «Суднобудування»

142 – «Енергетичне машинобудування»

144 – «Теплоенергетика»



Херсон – 2019

УДК 621.316.

ББК

Е 34

АВТОРИ:

К.В.Луняка, д.т.н., професор (глави 1, 2, 6), Б.В.Димо, к.т.н., професор (глави 3, 5), А.О.Джуринська, інженер (глави 4, 6).

РЕЦЕНЗЕНТИ:

Б.Г.Тимошевський, д.т.н., професор, завідувач кафедри ДВЗ, установок та технічної експлуатації НУК ім. адмірала Макарова
М.В.Шарко, д.е.н., професор, завідувачка кафедри економіки і підприємництва Херсонського національного технічного університету

*Рекомендовано вченою радою
Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова
(протокол № 2 від 30.08.2018 р.)*

Е 34

Луняка К.В., Димо Б.В., Джуринська А.О.
Енергетичний менеджмент. Навчальний посібник.
– Херсон: Видавництво ХНТУ, 2019. – 93 с.

ISBN

Навчальний посібник призначений для вивчення курсу «Енергетичний менеджмент» студентами напрямів підготовки: 135 – «Суднобудування», 142 – «Енергетичне машинобудування», 144 – «Теплоенергетика»

Метою вивчення курсу є навчити студентів, застосувавши енергоменеджмент, без великих фінансових втрат досягти значної економії енергії і зменшити негативні наслідки при проведенні технологічних процесів, поганій роботі опалювальних систем у спорудах і т.ін.

УДК 621.316.

ББК

© Луняка К.В., Димо Б.В.,
Джуринська А.О.

ISBN

© НУК ім. адмірала Макарова, 2019.

ВСТУП

Енергетичний менеджмент у системі управління підприємством

Менеджмент (англ. management – управління, керівництво, адміністрування, дирекція, вміння розпоряджатися, володіти, управляти) або управління виробництвом – розробка і створення (організація), максимально ефективного використання (управління) і контроль соціально-економічних систем [20].

Енергетичний менеджмент (енергоменеджмент) являє собою сукупність принципів, знань, форм і засобів управління енергозбереженням для зниження витрат на використання енергетичних ресурсів [3].

Застосувавши енергоменеджмент, можна без великих фінансових втрат досягти значної економії енергії і зменшити негативні наслідки при проведенні технологічних процесів, поганій роботі опалювальних систем у спорудах і т.ін.

Оскільки ми знайомимось з управлінням галузями, пов'язаними з використання енергії, розглянемо значення енергетики в господарському комплексі.

Глава 1. СУТНІСТЬ, РОЛЬ І МІСЦЕ ЕНЕРГЕТИКИ В ГОСПОДАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ

1.1. Стан і проблеми розвитку енергетики у світі й в Україні

Енергетика є основою функціонування виробничих сил суспільства. В сучасних умовах майже всі знаряддя праці – різні машини й механізми, кількість яких безперервно збільшується, приводяться в рух скореними людиною природними силами – енергією падаючої води, різними видами палива, вітру і т.ін. [2].

Споживання енергії в світі в XX столітті подвоювалося: на початку – за 50 років, у середині століття – за 30 років, а в останні десятиліття – за 15-20 років. При цьому електроенергетика подвоювалася ще швидше – приблизно за 10 років. Близько 70 % енергоспоживання в світі покривається нафтою і газом. Проте світові запаси цих енергоносіїв обмежені і протягом декількох десятиліть можуть бути вичерпані. Розвідані запаси нафти на кінець 1974 р. оцінювалися в 97 млрд т, а до початку 90-х рр. XX ст. – близько 600 млрд т. За деякими оцінками, в 2000 р. розвідані запаси нафти наблизилися до 800-1000 млрд т. Передбачається, що при нинішніх темпах видобування й споживання запасів нафти вистачить до 2050 р. За прогнозами фахівців у світі в найближчому майбутньому на зміну нафти і природного газу прийде вугілля, і чільне місце посядуть хімічні технології з його переробки. Вже розроблені способи ефективного виробництва моторного палива та інших хімічних продуктів при переробці вугілля. Світові запаси доступного для розробки вугілля в 20-40 разів перевершують нафтові ресурси. З розвитком хімічної технології вугілля стане одним з найважливіших джерел сировинних продуктів [17].

Досить новим, але на сьогоднішній день вже добре освоєним джерелом енергії стала атомна енергія.

Впровадження новітніх технологій базується на створенні стабільної енергетики. Усереднені витрати енергії на душу населення в Україні становлять $17 \cdot 10^3$ кВт·год на рік (у розвинутих країнах ця цифра уп'ятеро більша). Це еквівалентно спалюванню 2 т вугілля або 1,2 м³ нафти.

В Україні теплову й електричну енергію одержують головним чином при спалюванні вуглеводневого палива. Витрати його дуже великі.

Основою електроенергетики є теплові електростанції (ТЕС). На них виробляється 70 % загального обсягу електроенергії. На частку гідроелектростанцій припадає 13 % від загального виробництва електроенергії.

Україна не забезпечує себе повністю джерелами енергії. Видобування і споживання джерел енергії в Україні в нинішній час та на перспективу представлено в табл. 1.1. За рахунок власних ресурсів забезпечується не більше 45 % енергетичних потреб. У зв'язку з цим імпорт енергоносіїв сягає близько 20 млн т вугілля, 28 млн т нафти, 16 млрд м³ газу на рік, що в грошовому еквіваленті складає \$9 млрд на рік [17].

Значна частина вітчизняного енергетичного сектору України впродовж довгих років була залежною від закупівель природного газу, нафтопродуктів, палива для електростанцій (як ТЕС, так і АЕС) у Росії. Залежність від імпорту перетворила газ, нафту, ядерне паливо, а згодом і вугілля на важелі тиску на Україну з боку сусідньої держави. Втрата об'єктів паливно-енергетичного комплексу та перспективних територій для розробки вуглеводневих ресурсів внаслідок анексії Криму і військових дій на Сході країни, а також руйнування нафтогазової інфраструктури в Донецькій і Луганській областях – нові додаткові фактори, що значною мірою послабили рівень енергетичної безпеки країни.

На сьогоднішній день проблемами для української енергетики та пов'язаних з нею секторів економіки є: дефіцит антрацитового вугілля для ТЕС та проблеми з його поставками; провал програми з приватизації енергетичних об'єктів; невважена податкова політика в секторі газовидобутку (що призвела хоча й до незначного, але зниження видобутку природного газу); суттєве підвищення тарифів на житлово-комунальні послуги; істотна частка контрафактного та неякісного моторного палива, що не підпадає під контроль. Але, незважаючи на названі труднощі, за останні 3 роки країна змогла досягти певних успіхів в енергетичній галузі. Тут варто наголосити на: диверсифікації поставок природного газу, що призвела до безпрецедентного скорочення імпорту природного газу з Росії; зменшенні загального споживання природного газу, збільшенні транзитного трафіку цього ресурсу територією України; диверсифікації ядерного палива, що започаткувало зменшення залежності від сусідньої держави; прийнятті та імплементації прогресивного законодавства в різних секторах енергетики, що відповідає європейським стандартам; продовженні програми з енергоефективності та енергозбереження тощо.

Таблиця 1.1

Власний видобуток енергоносіїв в Україні та потреба в них*

Енергоносіїв	Одиниця виміру	2013	2020	Роки 2025	2030	2035
Видобуток						
Природний газ	млрд. м ³	21,2	22,9	27,5	33,8	42,1
	млн. т н.е.	17,9	18,6	22,3	27,4	34,2
Нафта	млн. т	3,1	3,3	3,7	3,9	4,2
Вугілля	млн. т н.е.	40,7	37,7	39,9	41,3	4,8
Споживання						
Природний газ	млрд. м ³	48,6	46,0	41,3	40,9	42,1
	млн. т н.е.	39,5	37,3	33,6	33,2	34,2
Нафтопродукти	млн. т н.е.	9,8	14,0	14,9	15,7	16,5
Вугілля	млн. т н.е.	41,4	37,7	38,4	37,3	33,8

Україна, вступивши до Енергетичного Співтовариства у 2010 р., взяла на себе зобов'язання внести зміни до національного енергетичного законодавства стосовно правил ринкової конкуренції, системи ціноутворення, екологічних нормативів діяльності підприємств енергетичного сектору та ін. [12, 18].

*В табл. 1.1 видобуток та споживання наведені у т н.е. – тоннах нафтового еквіваленту.

Тонна нафтового еквіваленту (англ. *tonne of oil equivalent*, – *toe*) – стандартизована міжнародною енергетичною агенцією (ІАЕ) одиниця вимірювання енергії, що як правило, застосовується для порівняння використання великої кількості енергії з різних джерел.

1 т н.е. (toe) еквівалентна кількості енергії, що виділяється при спалюванні однієї тонни сирої нафти, близько 41,868 ГДж або 11,63 МВт·год. енергії.

Інші носії енергії можуть бути переведені в тонни нафтового еквіваленту, використовуючи такі коефіцієнти перерахунку:

- 1 т дизельного палива = 1,02 toe.
- 1 м³ дизельного палива = 0,98 toe.
- 1 т бензину моторного палива = 1,04 toe.
- 1 м³ бензину = 0,86 toe.
- 1 т біодизеля = 0,86 toe.
- 1 м³ біодизеля = 0,78 toe.
- 1 т біоетанолу = 0,64 toe.
- 1 м³ біоетанолу = 0,51 toe.
- 1 тис. куб. м природного газу = 0,812 toe.
- 1 Гкал теплової енергії = 0,1 toe.
- 1 тис. кВт·год електроенергії = 0,246 toe.
- 1 т вугілля = 0,525 toe.
- 1 куб. м дров (у щільному вимірі) = 0,186 toe.
- 1 т паливного торфу = 0,203 toe.
- 1 т скрапленого газу (пропан-бутанова суміш) = 1,1 toe.
- 1 т мазуту топкового = 1,02 toe.

Для переведення однієї тонни **нафтового еквіваленту** в одну **тонну вугільного еквіваленту** (український стандарт) застосовують коефіцієнт 0,7 [21].

1.2. Шляхи рішення проблем енергозабезпечення України

Низька енергетична ефективність являє серйозну загрозу для економічної безпеки України. Це наслідок деформованої структури виробництва й енергоспоживання, використання застарілих виробничих фондів енергетики, повільного впровадження енергозберігаючих технологій і низки інших причин. Гіпертрофовані потреби в енергоносіях виступають потенційним джерелом інфляції, державного боргу, пасивного торгівельного балансу, підсилюють залежність від зовнішніх надходжень, роблять українські товари неконкурентоспроможними. Ігнорувати високу енергоємність української економіки вже неможливо. Саме тому проведення енергозберігаючої політики повинно стати найважливішим державним завданням.

Для рішення проблем енергозабезпечення й енергозбереження в Україні є такі шляхи [12, 17, 18]:

1. Підвищення потенційних можливостей **розвідки, видобутку і переробки нафти й газу.**

2. **Диверсифікація** (розширення асортименту продукції, що випускається, і переорієнтація ринків збуту, освоєння нових видів виробництв з метою підвищення ефективності виробництва, отримання економічної вигоди, попередження банкрутства) **імпорту енергоносіїв.**

3. Підвищення ефективності використання **альтернативних джерел енергії.**

4. Максимальне використання **вторинних енергоресурсів.**

Найбільшої уваги заслуговують два останні шляхи, оскільки перший шлях хоча і перспективний, але дуже витратний, а з другим потрібно бути дуже обережним, тому що імпорт завжди означає залежність від іншої держави.

Україна відноситься до таких держав, що не можуть зовсім обійтися без зовнішніх енергоресурсів. Однак, володіючи досить великими запасами природних ресурсів, у тому числі й енергетичних, вона має всі потенційні можливості максимально відмовитися від запозичених енергоресурсів. Для цього вона може задіяти основні напрямки максимального використання внутрішніх енергоресурсів, застосування нетрадиційних джерел електроенергетики, і на цій основі запропонувати можливості відмовитися від дорогої імпортованої енергетичної сировини або хоча б максимально знизити її споживання.

Актуальність розглянутої проблеми полягає в тому, що вартість імпортованих енергоресурсів щорічно збільшується і це істотно впливає на економіку країни. Цим і викликана крайня необхідність шукати свої внутрішні можливості енергетичного самозабезпечення.

Крім того, необхідно максимально використовувати такі види енергоресурсів, як: поновлювані (сонце, вітер, рапсова рослинна олія, електромагнітне поле Землі та ін.) і вторинні (вугільні й нафтові шлаки, деревина, побутові відходи, коксовий газ, біогаз та ін.).

Дані паливно-енергетичних балансів деяких країн світу показують, що нові й альтернативні джерела енергії поки ще не можуть скласти гідної

конкуренції традиційним паливно-енергетичним ресурсам. Однак, є країни (Японія, Німеччина), що задовольняють свої потреби в паливно-енергетичних ресурсах не за рахунок збільшення імпорту нафти й газу, а за рахунок високих обсягів використання атомної, гідроенергії і нових поновлюваних джерел енергії.

За доведеними запасами вуглеводнів Україна посідає третє місце в Європі, поступаючись Великій Британії та Норвегії. Ресурсна база, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечити протягом тривалого часу стабільні обсяги видобутку, але й наростити їх у перспективі. Необхідною передумовою цього є проведення достатніх обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння. Проте, починаючи з 1991 р., відбувалося поступове зменшення обсягів геологорозвідувальних робіт.

Сучасний стан паливно-енергетичного балансу України не відповідає існуючим запасам у країні паливно-енергетичних ресурсів і загальносвітових тенденцій у використанні енергоносіїв. Якщо він буде побудований, як слід, то існуючі запаси газу дозволять забезпечити за рахунок власного видобутку майже 70 % від необхідного, вугілля – більше 100 %, нафти – 15 %. Крім того, можлива й бажана орієнтація на переважне використання не тільки вугілля, але й енергії атомних електростанцій, гідроенергії або альтернативних і вторинних джерел енергії. Розвиток поновлюваної енергетики продиктований також намірами нашої країни вступити в ЄС. **Мінімальний показник для поновлюваної енергетики в загальному енергобалансі європейських країн і країн-претендентів на вступ у ЄС складає 12 %.**

З цією метою прийняті закони України про альтернативні види рідкого й газового палива, про альтернативні джерела енергії, комбіноване виробництво теплової й електричної енергії. Прийнято Закон про теплозабезпечення, спрямований на раціональне використання теплової енергії й економію первинних енергоносіїв

Україна володіє багатими потенційними можливостями використання альтернативних енергетичних ресурсів. Наша країна ратифікувала **Енергетичну хартію**, де записано, що єдині пільги, що може дати держава, – це пільги на нетрадиційні види палива. Цю можливість нашій країні необхідно максимально використовувати.

Ресурси нових поновлюваних джерел енергії є перспективними для ефективного використання на всій території України, вони практично невичерпні, їхній потенціал майже незмінний у часі, видобуток і транспортування не викликає спеціальних ускладнень, а використання не погіршує стану навколишнього середовища.

В Україні вже є позитивні приклади використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії: вітрової енергії за допомогою вітрових

*У.п. – умовне паливо – одиниця обліку теплової цінності палива. Використовується для порівняння різних видів палива. Прийнято, що теплота згоряння 1 кг твердого (рідкого) у.п. (або 1 кубометр газоподібного) дорівнює 29,3 МДж (7000 ккал) [22].

електростанцій, сонячної енергії, енергії невеликих рік, геотермальної теплової енергії, штучних паливних промислових газів, метану вугільних родовищ і т.ін. Слід зазначити, що внаслідок різних природних умов і специфіки розвитку матеріально-сировинної бази, різним регіонам України доцільно направляти свої зусилля на розвиток найбільш оптимальних для них за ефективністю напрямків використання джерел енергії.

1.3. Енергетична стратегія України

Україна, уклавши **Угоду про асоціацію з Європейським Союзом**, прийняла історичне рішення щодо пріоритетів свого розвитку. Що стосується галузі, яку ми розглядаємо, то виникла необхідність зміни підходів до формування Україною енергетичної політики, яка має відповідати принципам і практиці ЄС.

У даному контексті **Енергетична стратегія України** визначає мету та шляхи реалізації своєї енергетичної політики на довгостроковий період (до 2035 р.), а також окреслює механізми її реалізації. Дана Стратегія є політичним документом, який формалізує політику держави, окреслює завдання для системи державного управління та формує механізм концентрації всіх зусиль суспільства на досягнення цілей розвитку всього енергетичного сектору України.

Загальною метою Стратегії є забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний та безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування життєдіяльності суспільства в режимах звичайного та особливого стану.

Стратегія визначає:

- цільовий стан енергетичного сектору України, виходячи з пріоритетів забезпечення енергетичної безпеки та реалізації євроінтеграційних прагнень України;
- запровадження сучасних методичних підходів, прийнятих в країнах ЄС, до розроблення документів стратегічного планування та практичної діяльності з реалізації державної політики в енергетичній сфері;
- цілісну систему державного управління реалізацією Стратегії, яка передбачає узгодження Стратегії з системою планування розвитку країни; формування узгодженої системи механізмів державного управління, спрямованої на досягнення цілей та створення системи моніторингу реалізації Стратегії; врахування положень Стратегії всіма причетними до сфери її дії суб'єктами.

Стратегія формує цільову траєкторію розвитку енергетичного сектору, забезпечуючи узгодженість його пріоритетів з більш широкими цілями суспільства та розглядаючи розвиток енергетичного сектору як складову сталого соціально-економічного розвитку України.

Стратегія передбачає:
до 2020 року:

- перехід енергетичного сектору України на ринкові принципи функціонування та конкуренції, що стимулюватиме підвищення ефективності економічної діяльності суб'єктів енергетичного сектору та ефективності використання енергоресурсів суб'єктами господарювання та загалом суспільством;
- ліквідацію критичної залежності України від поставок енергоресурсів з монопольних джерел, підвищення рівня енергетичної безпеки шляхом диверсифікації маршрутів та джерел енергозабезпечення національної економіки;

до 2025 року:

- інтеграцію енергетичного сектору України до енергетичних ринків ЄС та системи європейської енергетичної безпеки;
- забезпечення конкурентоспроможності національного енергетичного сектору на європейському енергетичному ринку шляхом створення сприятливих умов для залучення інвестицій та технічної модернізації об'єктів енергетичного сектору;

до 2035 року:

- повномасштабну інтеграцію енергетичного сектору України до європейського енергетичного ринку з вільним рухом енергоресурсів, інвестицій та технологій, що забезпечить випереджаюче оновлення галузей енергетики та зростання рівня самозабезпеченості видобувними енергоресурсами;
- технологічне оновлення енергетичного сектору.

Загальним результатом реалізації Стратегії стане перетворення паливно-енергетичного комплексу країни з проблемного сектору, що потребує постійної державної підтримки, на сучасний, ефективний, конкурентоспроможний сектор національної економіки, здатний до сталого розвитку на довгострокову перспективу в умовах регіональної інтеграції та конкуренції на європейському та світовому енергетичних ринках.

Енергетична стратегія України є невід'ємною складовою цілісної стратегії соціально-економічної модернізації України, яка спирається на динамічне економічне зростання, раціональне та ефективне використання національного ресурсного потенціалу, інтеграцію України до європейського економічного та політичного простору.

Ключовим завданням Стратегії також є формування системи забезпечення енергетичної безпеки країни та гарантування стабільного енергозабезпечення національної економіки і суспільних потреб в режимах як звичайного, так і особливого стану.

Політична прийнятність цілей Стратегії, ефективність управлінських рішень у сфері енергетики безпосередньо залежатимуть від їхнього узгодження з вирішенням ключового стратегічного завдання економічної політики, яким є створення сприятливих умов підвищення конкурентоспроможності національних економічних суб'єктів на зовнішніх та внутрішньому ринках.

На період до 2035 року Стратегія виходить з необхідності реалізації економічної політики, спрямованої на забезпечення економічного зростання та підвищення добробуту громадян України. Прогнозується, що до 2035 р. валовий внутрішній продукт України зросте у 2 рази, тобто зростатиме на 3,5 % в середньому щорічно.

У той же час, відновлення високої динаміки економічного зростання на основі традиційної структури економіки з високою питомою вагою енергоємних низькотехнологічних секторів та без суттєвого зростання частки валової доданої вартості у випуску продукції, товарів та послуг є малоймовірним.

Україна потребує виправлення деформацій реального сектору у напрямку зниження частки ресурсо- та енергоємних видів діяльності, сприяння зниженню енерго- та екологіємності виробництва шляхом упровадження сучасних технологій, раціоналізації ресурсовикористання, оптимізації територіального розміщення виробництва тощо. Рушієм зростання в промисловості мають стати сектори, які мають нижчу енергоємність та використовують технологічні процеси, що характеризуються високою енергетичною ефективністю [12].

1.4. Стратегічні орієнтири у сфері енергозбереження

Стратегічними орієнтирами у сфері енергозбереження є:

- енергоменеджмент і регулярний енергоаудит;
- перехід на використання рапсової олії як складової дизельного пального;
- створення акумуляторів енергії і комбінованих сонячно-паливних або сонячно-атомних енергосистем, а також застосування приладів, що концентрують сонячну енергію;
- виробництво вітроагрегатів і будівництво промислових ВЕС у складі електроенергетичних систем;
- підвищення використання енергетичних відходів у вигляді штучних і промислових газів, що виникають у гірничо-металургійному комплексі і хімічній промисловості.
- підвищення ККД енергогенеруючого устаткування;
- комплексна модернізація розподільного устаткування;
- упровадження когенераційних (комбінована генерація енергії й тепла – процес сумісного вироблення електричної та теплової енергії) технологій і т.ін.

Реалізація зазначених стратегічних завдань потребує проведення комплексу таких першочергових заходів:

1. Примусово сформувати **ринку альтернативної енергетики** і матеріально стимулювати видобуток, розробку й використання альтернативних джерел енергії.

Оскільки **мінімальний показник для поновлюваної енергетики** в загальному енергобалансі європейських країн і країн-претендентів на вступ у ЄС складає **12 %**, Україна повинна теж досягти цього рівня. Потенціал для реалізації цієї мети є в достатньому обсязі, а засобів і бажання перейти на нові

джерела енергії не вистачає. Тому уряд повинний підвищити податки на використання нафти, газу, бензину, що істотно відіб'ється на ціні цих палив, а на виробництво й використання альтернативних джерел енергії збільшити обсяги фінансування з бюджету, дотацій та інших видів стимулювання.

2. Збільшити частку, а надалі й цілком перейти на споживання біодизельного палива.

Відповідно до рішення Європейської комісії від 2009 р. усі країни об'єднаної Європи повинні виробляти й споживати біодизельне паливо. За підрахунками вчених, якщо виробництво біодизеля розгорнеться на повну силу, Україна зможе на третину зменшити імпорту нафтових енергоносіїв. Щодо конкурентноздатності біодизеля, то для виробництва тонни рапсової олії потрібні 3 т насіння. Крім того, для виробництва тонни біодизеля необхідно ще 110 літрів спирту. Якщо підсумувати усі витрати, то літр біопалива буде коштувати близько 1 дол. США.

3. Перейти до масового будівництва й використання енергії вітрових електростанцій.

Представляється, що важливе значення має використання енергії вітру разом з іншими джерелами енергії, зокрема, із традиційним паливом, енергією сонячного випромінювання, енергією, одержуваною за рахунок розходження температур в океані, біологічним перетворенням палива і т.ін. Оскільки в більшості місць вітер дме з перервами, то для безперервного одержання енергії від автономно працюючої установки необхідно акумулювати її на тривалі періоди – 10 років і більше. Вартість необхідного пристрою для акумулювання енергії може бути знижена при комбінованому використанні енергії вітру з іншими джерелами енергії.

Підвищення ефективності вітроенергетики можливо за рахунок:

- зниження початкової вартості вітроустановки, а також вартості його монтажу й експлуатації;
- зміни паспортної кривої вироблюваної потужності вітроустановки (залежності вироблюваної потужності від швидкості вітрового потоку);
- підвищення точності робіт з прогнозування вітропотенціалу, виявленню впливу топографії місцевості, а також взаємного впливу вітрових енергетичних установок (ВЕУ) одна на одну.

При об'єднанні хвильових електроустановок з вітровими виробництво електроенергії уздовж морського узбережжя України може дати в майбутньому близько 17 млрд квт·год електроенергії.

4. Прийняти закон про газ (метан) вугільних родовищ, де особливу увагу приділити обсягам фінансування з держбюджету промислового видобутку метану з вугільних родовищ.

Оскільки вже є приклади успішної реалізації цих заходів, а також багато наукових розробок, необхідно тільки матеріально підтримати тих, хто готовий за рахунок дегазації шахт підвищити безпеку проведення гірничих робіт і додатково включити в господарський кругообіг екологічно чистий енергоносіє. Особливо це буде корисно для непритовкових і нерентабельних шахт.

5. Перевести 40-60 % електростанцій з газу на **вугілля і синтетичний газ**.

З цією метою доцільніше використовувати бурі вугілля. При цьому з продуктів сухої перегонки можна виготовляти синтетичне паливо. Як сировина може використовуватися ще й лігнін, солома, лузга соняшника, лушпайка з гречки, рису та інші відходи рослинного походження, у тому числі рослинні відходи цукрового виробництва, а також торф. Тобто в найближчі 5 років необхідно перейти до масового застосування цього газу для виготовлення теплової й електричної енергії.

6. Прийняти на урядовому рівні програму, що буде надавати пільги виробникам **фотоелектричних систем (ФЕС)**.

Йдеться про сонячні батареї, що монтуються на дахах будинків. Тут буде корисно скористатися досвідом Німеччини, де власники ФЕС за рік роботи отримують 10 % із вкладеного капіталу (це в 2 рази вище, ніж банківський відсоток), а країна не втратила жодного євро з держбюджету.

7. Налагодити на коксохімзаводах процес **виготовлення бензину**, солярки, інших паливно-мастильних матеріалів із малоефективного, низькосортного вугілля, що не коксується і не спікається.

Це неповний список нетрадиційних і вторинних джерел енергії, якими володіє Україна, але й перерахованого досить, щоб зрозуміти, що для внутрішньої диверсифікованості паливно-енергетичних ресурсів немає ніяких перешкод. Але потрібно пам'ятати, що для ефективного використання таких джерел необхідні новітні технології видобутку й переробки, що з успіхом упроваджуються в розвинутих країнах світу [17, 18].

Глава 2. СУТНІСТЬ, РОЛЬ І МІСЦЕ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ В ГОСПОДАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ

2.1. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) та його склад

Енергетика є складовою паливно-енергетичного комплексу.

Паливно-енергетичний комплекс – це сукупність галузей промислового виробництва, які здійснюють видобуток палива, виробництво електроенергії, їхнє транспортування та використання [1, 11].

До складу ПЕК входять такі галузі паливної промисловості: вугільна, нафтова, газова, торф'яна, сланцева та електроенергетика, яка охоплює теплові, гідро- та атомні електростанції, а також трубопровідний транспорт і лінії електропередач.

ПЕК – це складна міжгалузева територіальна система, складова єдиного народногосподарського комплексу України, базовий комплекс важкої індустрії. Кінцева мета його функціонування – надійне забезпечення потреб населення та всього народногосподарського комплексу в паливі та електроенергії.

Одним з найважливіших завдань з удосконалення енергетичного балансу є підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів, всебічна їхня економія. Ефективне використання вугілля, природного газу і нафтопродуктів потребує певної перебудови в усіх галузях і насамперед широкого впровадження енергозберігаючої техніки і технології, вдосконалення нормативів, використання матеріальних і моральних стимулів у досягненні економії, посилення відповідальності за перевитрати і перевищення норм та лімітів. Нині втрачається більше половини видобутого палива і виробленої енергії, що свідчить про значні резерви їхнього використання. Найбільш енергоємними сферами є транспорт і промисловість, які споживають понад 60 % усіх паливно-енергетичних ресурсів.

2.2. Структура паливно-енергетичного балансу

Паливно-енергетичний баланс (ПЕБ) складається з двох частин – прибуткової і витратної.

До **прибуткової частини** ПЕБ входять такі показники, як видобуток природного палива – вугілля, газу, нафти, деревини, сланців, які належать до природних ресурсів, і виробництво природних енергетичних ресурсів, які включають електро- і теплоенергію на теплових (ТЕС) та атомних електростанціях (АЕС). Крім того, до цієї частини балансу входять нетрадиційні природні енергетичні ресурси: енергія вітру, сонця, геотермальна, низькопотенціальна теплота та інші, а також відбір газу з підземних сховищ газу, імпорт енергоресурсів і залишок ресурсів на початок року.

До **витратної частини** ПЕБ належить споживання енергетичних ресурсів. Воно складається з таких статей витрат:

- перетворення на інші види енергії – електро- і теплоенергію, стиснене повітря й доменне дуття;

- виробничо-технологічні потреби, включаючи витрати на зберігання, транспортування і формування держрезерву;
- закачування природного газу в підземні сховища газу;
- експорт;
- залишок у постачальників і споживачів на кінець року.

Для складання паливно-енергетичного балансу треба знати структуру видобутку (виробництва) палива (тобто, співвідношення між різними видами палива, що споживається) і структуру споживання. За останні роки у зв'язку з анексією Криму (добування природного газу з морського шельфу) та утворенням непідконтрольних Україні частин Донецької та Луганської областей (вугледобувні регіони) відбулися зміни ПАБ.

Видобуток і споживання енергетичних ресурсів розглядаємо разом зі станом певної галузі ПЕК на сьогоднішній день [2].

2.3. Галузі паливно-енергетичного комплексу

Центр Разумкова щорічно видає комплексний аналіз функціонування енергетичної галузі України, у якому наводяться фактичні показники вітчизняної енергетичної галузі за секторами (газ, нафта, вугілля та електроенергія); їх порівняння з попередніми роками за напрямками діяльності; узагальнені підсумки роботи кожного сектору (здобутки, прорахунки та втрачені можливості); а також законодавчі ініціативи (як ухвалені, так і ті, що знаходяться у стані проєктів).

Ці матеріали використані при розгляді окремих галузей паливно-енергетичного комплексу України [12, 17, 18].

2.3.1. Вугільна промисловість України; сучасний стан, основні проблеми та перспективи розвитку

Головним енергоресурсом України до недавнього часу було вугілля. Розвиток металургії, електроенергетики, інших галузей виробничої і соціальної сфери пов'язано зі стабільним попитом і на коксівне, і на енергетичне вугілля. А після підвищення цін на природний газ у 2005 р. вугілля почало розглядатися як надійний ресурс забезпечення національної енергетичної безпеки.

Упродовж 2001-2013 рр. в Україні щорічно видобувалось близько 80 млн. т необробленого (рядового) вугілля, близько 2/3 якого використовувалася в електро- та теплоенергетиці. Проте, починаючи з липня 2014 р. внаслідок відокремлення частини території Донецького вугільного басейну, де знаходяться найбільші поклади антрацитового вугілля, швидкими темпами відбулося скорочення видобутку. Наростити видобуток вугілля після його падіння у 2014-2015 рр. вдалося у 2016 р., і з того часу він складає близько 41 млн т (з них близько 32 млн т енергетичного і 8 млн т – коксівного).

Шахти Донецької області зараз забезпечують видобуток більше 15 млн т, Луганської – більше 5 млн т вугілля, Дніпропетровської – більше 18 млн т, Львівської – близько 1,5 млн т, Волинської – близько 0,2 млн т на рік.

Потреба ТЕС і ТЕЦ України у вугіллі складає близько 30 млн т на рік.

Зазначимо, що у 2017 р. на модернізацію і технічне переоснащення шахт було передбачено 850 млн грн, що позитивно позначається на роботі вугільної промисловості. Вже у січні 2017 р., вугледобувні підприємства України збільшили видобуток вугілля на 16,9 % (на 529,2 тис. т), порівняно з аналогічним періодом 2016 р. – до 3,66 млн т. Видобуток енергетичного вугілля зріс на 10,3% (на 34,1 тис. т) – до 365,9 тис. т, тоді як видобуток коксівного, навпаки, скоротився на 20,5 % (на 26 тис. т) – до 100,7 тис. т.

Через бойові дії на Сході України, що призвели до пошкодження, а у деяких районах і знищення шахтного фонду, країна протягом останніх трьох років відчуває значний дефіцит вугілля, у першу чергу енергетичного (антрациту), видобуток якого сконцентрований у Донецькій і Луганській областях, у районах, підконтрольних бойовикам. Сьогодні дефіцит вугілля призвів до браку його запасів на підприємствах теплової генерації, що позначається на роботі станцій, які змушені знижувати виробничі потужності, а також може загрожувати стабільності функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Вказані вище причини змушують Україну дедалі більше імпортувати вугілля, тим самим створюючи нову залежність для держави – вугільну. Як приклад, можна навести обсяги імпорту і експорту вугілля Україною у 2016 р. (табл. 1.2). З даних таблиці видно, що Україна імпортувала вугілля на суму \$1,467 млрд.

Таблиця 1.2

**Імпорт та експорт кам'яного вугілля та антрациту за 2016 р.,
(за основними країнами)**

Країна	Імпорт		Країна	Експорт	
	Сума, \$ тис.	%		Сума, \$ тис.	%
Канада	94374	6,43	РФ	7484	16,72 %
РФ	906298	61,78 %	Словаччина	26887	60,08 %
США	212110	14,46 %	Туреччина	7102	15,87 %
Інші	254308	17,33 %	Інші	3298	7,35 %
Загалом	1467091	100 %	Загалом	53651	100 %

Упродовж останніх років, починаючи з часу, коли тільки розгортався військовий конфлікт на Сході країни і вже стали очевидні загрози подальшого видобутку антрацитового вугілля та його постачання на вітчизняні ТЕС, в експертному середовищі пропонувалися шляхи розв'язання проблеми:

1. Переобладнання вітчизняних ТЕС з антрацитового на газове вугілля*.

Перші зрушення у цьому напрямі відбулися у 2016 р., зокрема вдалося розробити систему, яка дає можливість маневрування в генерації, поступово виводячи з неї антрацитове вугілля, тим самим збільшуючи частку газового.

* Газове вугілля – кам'яне вугілля певного ступеню вуглефікації. Газове вугілля добувається на деяких шахтах України (наприклад, «Павлоградвугілля» і «Добропільвугіння»). Головна відмінність газового вугілля від антрациту – підвищене виділення летких компонентів і високий рівень спалаху. Тому для його використання потрібне складне технічне переоснащення пилосистем енергоблоків, щоб забезпечити достатній рівень пожежної безпеки при приготуванні й подачі палива в котел [20].

Перехід призведе до фізичного скорочення рівня споживання антрацитового вугілля на тих енергоблоках, які його споживають (ПАТ “Центренерго”, Зміївська ТЕС, Трипільська ТЕС)..

2. Диверсифікація закупівель антрацитових марок вугілля.

Упродовж останніх років Україна здійснювала поставки антрациту з Казахстану, Росії, ПАР, Австралії, США та інших країн, проте найбільший обсяг вугілля надходив з самопроголошених республік “ДНР” та “ЛНР”. Головний аргумент Уряду – ціна. Саме через неї Україна не чинила масштабних інтервенцій із закупівлі антрациту на зовнішніх ринках. В Уряді заявляють, що при закупівлі 7-8 млн т вугілля в країнах дальнього зарубіжжя, ціна підвищиться на 30-40 %, що автоматично призведе до підвищення ціни на внутрішньому ринку.

Не бажаючи поділяти думку Уряду в питанні закупівель антрацитових марок вугілля з непідконтрольних територій, група народних депутатів України, ветеранів добровольчих батальйонів і представників Збройних Сил України з кінця січня 2017 р. блокують у Луганській і Донецькій областях кілька залізничних колій з метою перешкоджання поставок вугілля в Україну.

Треба відмітити, що вітчизняна вугільна промисловість вже довгий час була досить серйозною проблемою для нашої держави. На сьогоднішній момент витрати на виробництво вугільної продукції значно перевищують її доходи. У Донбасі всього лише 20 % шахт – прибуткові, а інші 80 % шахт працюють збитково. Крім того, ціна продукції, що випускається, на ринку недостатньо конкурентноздатна.

Ситуація, що складається на Донбасі – в базовому регіоні вугільної промисловості – змушує Україну фактично заново будувати систему взаємовідносин та принципи функціонування вугільної галузі. Руйнування інфраструктури та зупинка вугільних підприємств в окремих районах Донецької та Луганської областей поставили Україну перед загрозою втрати вугільною промисловістю провідної ролі (в недалекому минулому) у забезпеченні енергетичної безпеки держави. Без переходу до ринкових умов господарювання, завершення приватизаційних процесів, запровадження конкурентного ринку вугільної продукції забезпечити ефективну роботу вугільної галузі у довгостроковій перспективі неможливо. Фактично діюча до цього часу практика заниження вартості вугілля шляхом бюджетних дотацій з часом перетворилась з інструменту забезпечення збалансування економічних показників державних вугледобувних підприємств (з метою забезпечення соціальної стабільності та зайнятості у регіоні) на інструмент експлуатації ресурсів зазначених підприємств та субсидування окремих категорій споживачів вугільної продукції. Чинна система надання державної підтримки вугільної галузі вичерпала себе.

Щоб спрогнозувати подальший розвиток вугільної промисловості, розглянемо *розподіл запасів вугілля в Україні на стан до 2014 р.*[2].

На території України запаси вугілля в основному зосереджені у трьох басейнах – Донецькому, Львівсько-Волинському та Дніпровському. Вони становлять 117,1 млрд т (з них 42,5 млрд т віднесено до прогнозних ресурсів).

Питома вага в загальних запасах становить: Донецького басейну – 86,0 %, (101,5 млрд т), Львівсько-Волинського – 2,6 % (3,0 млрд т), Дніпровського – 3,6 % (4,2 млрд т). Решта запасів вугілля – на території Харківської і Полтавської областей (8,7 млрд т) та Закарпатської області (0,2 млрд т). В Україні запасів вугілля цілком вистачало для задоволення власних потреб і забезпечення експортних поставок. Вугільна промисловість значною мірою забезпечувала власними енергоресурсами вугільну електроенергетику, технологічною сировиною – металургійний комплекс країни, стабільне функціонування теплоенергостанцій, населення – паливом та ін. У 1990 р. в Україні добувалося 104,4 млн т вугілля, у 2005 р. видобуток склав 60,4 млн т (зменшився у 2,7 рази), а споживання – 63,8 млн т.

У Донецькому басейні геологічні запаси вугілля зосереджені переважно в тонких пластах потужністю 0,8-1,2 м. Середня глибина розробки родовищ вугілля становить 600-700 м, максимальна – 1400 м. На горизонтах понад 600 м працює майже 60 % шахт. Пласти, які вважаються небезпечними через ймовірність раптових викидів вугілля і газу, характерні для 40 % шахт.

Максимальна глибина розробки пластів Львівсько-Волинського басейну становить 550 м, а потужність пластів вугілля – 1-1,5 м.

У Дніпровському басейні зосереджені запаси вугілля, що використовується переважно для виробництва буровугільних брикетів, які споживаються в основному населенням на комунальні потреби. Глибина залягання пластів – до 100 м. Добувають його підземним та відкритим способом (88 %).

Великий вплив на ефективність роботи галузі має стан виробничих фондів шахт. Нині до 40 % шахт працює понад 50 років і тільки 8 % – менше 30 років. Остання масова реконструкція вугільних шахт була здійснена у другій половині 60-х – на початку 70-х років на 25 % підприємств. Це пов'язано з тим, що протягом трьох останніх десятиліть вся інвестиційна діяльність у вугільній промисловості була орієнтована на розвиток видобутку вугілля в східних регіонах колишнього СРСР. Це призвело до зниження видобутку вугілля до надзвичайно низького рівня – 59,6 млн т у 2004 р. проти 164,8 млн т у 1990 р., або майже в 3 рази. Із 345 вугільних шахт до 2014 р. працювало близько 200.

Частка Донецького басейну в загальному обсязі постачання вугілля становила близько 95 % (до 2014 р.), з якого 30 % – коксівне, частка Львівсько-Волинського басейну досягала 4 %, Дніпровського – 2 % (буре вугілля).

Основними споживачами донецького вугілля є Донецька, Дніпропетровська, Луганська і Запорізька області. Воно використовується в основному для потреб енергетики та коксохімічної промисловості. В решті областей донецьке вугілля споживається для теплової енергетики. Львівсько-Волинське вугілля постачається в основному в Івано-Франківську і Львівську області. Буре вугілля Дніпровського басейну використовується переважно в Кіровоградській і Черкаській областях для виробництва брикетів.

На експорт, головним чином у Молдову і країни далекого зарубіжжя, постачалося вугілля з Донецької, Луганської і Дніпропетровської областей.

Імпорт вугілля в Україну здійснюється в основному з Росії, Казахстану та Польщі для потреб коксохімічної промисловості.

Підприємства вугільної промисловості належать до економічно небезпечних, оскільки розробка вугільних родовищ істотно впливає на гідрохімічний режим експлуатаційних і підземних вод, посилює забруднення повітряного басейну, погіршує родючість ґрунтів. Водні басейни країни забруднюються скидами значної кількості високомінералізованих шахтних вод у поверхневі водойми та водостоки, а також у накопичувачі, в яких відбувається відстій шахтного водозливу та зливу збагачувальних фабрик.

Викиди підприємствами вугільної промисловості забруднених речовин в атмосферу становлять до 25 % від викидів цих речовин загалом в Україні. На очисні споруди спрямовується менше половини всіх викидів, з них вловлюється і зневоднюється 95 %. Решта викидів не очищуються і надходять у довкілля у вигляді газоподібних та рідких речовин.

Значним джерелом забруднення є породні відвали, в які щорічно скидається 60-70 млн м³ породи. Їхня кількість досягає майже 1300, з них близько 300 – це ті, що горять. Втрата родючих земель під відвалами породи становить понад 7000 га.

Через високий рівень концентрації підприємств металургійної та хімічної промисловості, особливо в Донецькому басейні, посилюється незадовільний екологічний стан у вугледобувних районах, що збільшує техногенне навантаження на навколишнє середовище і характеризує його як надзвичайно небезпечне для здоров'я населення.

2.3.2. Нафтова і нафтопереробна промисловість України: сучасний стан, основні проблеми та перспективи розвитку

Вперше **видобуток нафти** на території України розпочато у Прикарпатті на початку XVII ст. Наприкінці XIX – на початку XX ст. нафтова промисловість розвивалася на базі Бориславського нафтового родовища. Пізніше у Передкарпатті були відкриті також інші родовища. Швидкого розвитку нафтова промисловість набула тут у повоєнні роки в результаті докорінної реконструкції на новій технічній основі. В результаті у Передкарпатті було відкрито нові родовища нафти – Долинське і Північно-Долинське, Бітків-Бабчинське та ін. [2].

Основний видобуток нафти припадає на Східний нафтопромисловий район – майже 80 %. У східних районах України в результаті значного розширення обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у Полтавській, Сумській та Чернігівській областях було відкрито майже 150 нафтових родовищ, які за видобувними запасами нафти значно перевищували родовища Передкарпаття. До найбільших з них належать Гнідинцізьське, Лесяківське, Глинсько-Розбишівське, Рибальське, Качанівське, Новогригорівське та ін. Розробка цих родовищ стала основною базою для розвитку нафтовидобувної промисловості країни.

Найбільшого розвитку нафтова промисловість досягла у 1970-1975 рр. – 14,5 млн т. Потім обсяги видобутку нафти почали знижуватися. За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості у 2016 р. обсяг видобутку нафти і газового конденсату в Україні склав 2,237 млн т (на 7,5 % менше, ніж у 2015 р.), у т.ч. нафти – 1,597 млн. т (на 9,8 % менше у порівнянні з 2015 р.). Видобуток газового конденсату знизився на 2,5 % (на 16,1 тис. т) – майже до 640 тис. т.

Нині близько 90 % вітчизняного видобутку нафти та газового конденсату припадає на групу компаній НАК “Нафтогаз України”.

Тенденція до зниження видобутку нафти в Україні пояснюється не лише вичерпністю її запасів, а й тим, що більш як 90 % свердловин оснащені насосами, які можуть працювати на глибині 2000-2500 м, тоді як середня глибина залягання основних запасів нафти становить 3000-4000 м. Крім того, основний фонд більшості свердловин та їхнє обладнання застаріли.

У спадок від СРСР держава отримала шість **нафтопереробних заводів (НПЗ)**. (Кременчуцький – потужністю 18,6 млн т, Лисичанський – 16 млн т, Херсонський – 7,1 млн т, Одеський – 3,9 млн т, Дрогобицький – 4,2 млн т, Надвірнянський – 2,7 млн т) та один газопереробний завод (ГПЗ) (Шебелинський), а також близько 30 міні-НПЗ (за даними профільного міністерства, їхня кількість налічує близько 1200) – сумарною потужністю переробки у 51,31 млн т вуглеводневої сировини на рік, які забезпечували не лише потреби національної економіки в широкому асортименті нафтопродуктів, але й експорту. Територією країни проходили нафтопроводи та нафтопродуктопроводи, завершувалося будівництво нафтопроводу “Одеса-Броди”, працювали потужні заводи нафтового та хімічного машинобудування.

Однак, на початку 2000-х років ситуація на ринку нафтопродуктів почала змінюватися і набула рис кризи, коли незважаючи на достатні потужності НПЗ, наявність кваліфікованих кадрів, завантаження загальних виробничих потужностей НПЗ катастрофічно знизилося. З шести НПЗ п’ять зупинили діяльність, зокрема: Лисичанський, Херсонський та Одеський НПЗ повністю, а Дрогобицький і Надвірнянський НПЗ з 2013 р. використовуються як нафтобази для збереження сировини нафти і готових нафтопродуктів групи “Приват”.

Виробництво нафтопродуктів у 2016 р. здійснювалося на Кременчуцькому НПЗ та Шебелинському ГПЗ.

За даними ПАТ “Укргазвидобування” у 2016 р. обсяг переробки газового конденсату на Шебелинському ГПЗ склав 515,4 тис. т (на 9 % більше порівняно з 2015 р.), обсяг виробництва світлих нафтопродуктів – 423,4 тис. т (на 7,5 % більше), у т.ч. бензинів – 156,3 тис. т (на 11,5 % менше), дизельного палива – 116,8 тис. т (на 7,5 % більше), скрапленого газу – 11,1 тис. т (майже у 3 рази більше). З 2016 р. на ГПЗ була проведена модернізація технологічної лінії первинної переробки, що дозволило поетапно перейти на випуск бензинів стандарту Євро-4 (у квітні 2016 р.), бензину А-95 стандарту Євро-5 (у серпні 2016 р.), дизельного палива стандарту Євро-4 (у вересні 2016 р.), дизпалива стандарту Євро-5 і бензину А-92 стандарту Євро-5 (у жовтні 2016 р.). А з вересня 2016 р. почалася реалізація бензинів А-95 стандарту Євро-5. За

інформацією ПАТ “Укргазвидобування” у 2018 р. завод переведено на випуск моторного палива стандарту Євро-5. Перехід на випуск продукції з високими якісними показниками дозволить у подальшому значно розширити ринок збуту [16].

Серед головних причин занепаду нафтопереробного комплексу є:

- застаріла технічна база та висока частка зношених основних фондів. Під час приватизації НПЗ на початку 2000-х років, хоча й відповідні вимоги були передбачені умовами конкурсу, реконструкція основних фондів не здійснювалась. Потужності НПЗ використовувались, але в модернізацію основних фондів і технічне переоснащення кошти не вкладались. Це завадило реалізації планів з переведення українських НПЗ на виробництво продукції відповідно до європейських стандартів (Євро-4, Євро-5);

- відсутність достатніх фінансових вкладень у розвиток українського нафтопереробного виробництва як з боку інвесторів, так і держави: у 2016 р. усі НПЗ України декларували збитки або мінімальний прибуток, не маючи достатніх обігових коштів для стабільної роботи і власних фінансових джерел для реалізації програм модернізації;

- відсутність системи контролю за якістю нафтопродуктів: наразі держава не контролює виконання власниками НПЗ своїх зобов’язань у частині забезпечення виробництва якісного палива;

- спотворення ринкової моделі вітчизняної нафтопереробки, яка полягала в небажанні урядом ліквідувати монополію в нафтопереробній галузі, що не сприяло здоровій конкуренції;

- відсутність ефективного державного керування: “ручне” управління не лише нафтопереробним сектором, але й всією енергетичною галуззю зумовило тінізацію суттєвої частки ринку нафтопродуктів, що в результаті позбавило її інвестиційної привабливості;

- несприятлива цінова кон’юнктура на вітчизняному ринку нафтопродуктів. Девальвація національної грошової одиниці, низька глибина переробки та висока собівартість продукції знижують завантаження НПЗ майже на 10 % за рік.

Наведені та інші чинники стали причинами того, що сьогодні внутрішній ринок є недостатньо насиченим нафтопродуктами вітчизняної переробки, що своєю чергою призвело до збільшення частки імпорту нафтопродуктів. Відповідно імпорт зумовив зростання цін на паливно-мастильні матеріали, що відбилося на платоспроможності автомобілістів і невпинно спричинило скорочення споживання.

У 2016 р. Україна *імпортувала сировину нафти і газового конденсату* на \$173,8 млн, що у 2,1 рази більше, ніж у 2015 р. Основні поставки нафти (96,8 %) були здійснені з Казахстану – на суму \$168 млн, решта обсягів – 3,2 % – припали на Румунію та РФ.

Що стосується ринку нафтопродуктів, то через неможливість виробляти необхідну кількість нафтопродуктів потрібної якості понад 80 % їх країна вимушена імпортувати. Зокрема, *поставки бензинів* у 2016 р. були досить

диверсифікованими, де постачальниками до України стали: Білорусь (Мозирський і Новополоцький НПЗ), Литва (Мажейкяйський НПЗ), Польща (Плоцький НПЗ), Росія (Орський і Новокуйбишевський НПЗ), Румунія (НПЗ Petrotel Petrom), Угорщина (Дунайський НПЗ) і Греція (Елефсіський НПЗ). Примітно, що найбільшим експортером нафтопродуктів до України (55 %) є Білорусь – країна, яка має тривалі проблеми з поставки російської сировини.

Імпорт бензинів в Україні здійснювало понад 70 імпортерів, серед лідерів – дочірній підрозділ ЗАТ “Білоруська нафтова компанія”, на який минулого року припало близько 53 % всього вітчизняного бензинового імпорту.

Що стосується **ринку дизельного палива**, то на 88 % його обсягу імпортується з 20 НПЗ з Білорусі, Росії, Литви, Греції, Ізраїлю, Польщі, Угорщини, Румунії, Болгарії, Туркменістану та інших країн. Основними постачальниками дизельного палива стали Білорусь і Росія, на які разом припало 76 % усіх імпортних поставок.

Безперечним лідером з постачання ресурсу залишається Мозирський НПЗ, на який припало близько 66 % усіх відвантажень дизельного палива з Білорусі, частка Новополоцького НПЗ (“Нафтан”) – 34 %.

Серед найбільших імпортерів дизельного палива в Україну варто відзначити агропромхолдинг “Астарта-Київ”, ТОВ СП “Нібулон”, ПАТ “Компанія “Райз”, що входить до групи підприємств “Ukrlandfarming”, ПАТ “АрселорМіттал Кривий Ріг”, Полтавський ГЗК, що входить до групи компаній “Ferrexpо AG”.

З 2014 р. відбувається падіння **попиту** на нафтопродукти. За даними Держстату України, сумарне споживання палива в Україні у 2016 р. склало 6,78 млн т, що на 117 тис. т (-1,7 %) менше порівняно з 2015 р. Хоча споживання бензинів (без урахування АР Крим) у 2016 р. знизилося на 8,4 %, – до 2,14 млн т, натомість дизельного палива – зросло на 1,7 % – до 4,63 млн т.

За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості, **транзит** нафти територією України до країн Європи у 2016 р. скоротився на 8,8 % (на 1,331 млн т), порівняно з 2015 р. – до 13,822 млн т. Обсяг транспортування нафти на НПЗ України у 2016 р. склав 1,406 млн т, що на 12,5 % (на 200,8 тис. т) менше, ніж у 2015 р. Частка транзитного обсягу в транспортуванні нафти у 2016 р. склала 90,8 %, а частка перекачування на НПЗ України – 9,2 %.

За фактичними даними профільного міністерства у 2016 р. обсяг транспортування нафти ПАТ “Укртранснафта” за системою магістральних нафтопроводів України склав 15,228 млн т (на 9,1 % менше, ніж у 2015 р.), у т.ч. транзит – 13,822 млн т (на 8,8 % менше), для України – 1,406 млн т (на 12,5 % менше)

До країн Західної Європи (Словаччина, Угорщина, Чехія) транспортовано 1,331 млн т (або на 8,8 % менше) порівняно з аналогічним показником 2015 р., для потреб України – менше на 200,8 тис. т (або на 12,5 %) [12].

2.3.3. Газова промисловість України: сучасний стан, основні проблеми і перспективи розвитку

Газова промисловість – сукупність підприємств, що здійснюють видобування, транспортування, зберігання та переробку газу [2].

В Україні **розвиток газової промисловості** розпочався наприкінці 19 ст.

Якісно новий період розвитку газової промисловості настав після Другої світової війни, коли розпочалася інтенсивна експлуатація вже відкритих родовищ природного газу у західних областях України й активізувалися пошуки по всій її території. У 1946-1960 рр. було відкрито Шебелинське (Харківська область), Більче-Волицьке, Рудківське газові родовища, введено в експлуатацію Угерське та Хідновицьке родовища (на заході України). Пізніше були відкриті такі великі газові родовища, як Кегичівське, Єфремівське, Машівське, Пролетарське, Рибальське та ін. (на сході України), а також Пинянське, Бітків-Бабчинське та ін. (на заході України). Це створило передумови для перебудови системи газотранспортних магістралей значної потужності: Дашава – Київ, Дашава – Калуш – Галич – Добівці, Бендери – Івано-Франківськ.

Упродовж 1950-1970 рр. у розміщенні газової промисловості країни відбулися значні зміни. За цей період була створена газодобувна промисловість у Східному регіоні, де стало добуватись 76 % газу, натомість у Західному регіоні питома вага газодобування зменшилася зі 100 % до 22,6 %. Розпочалося добування газу на півдні України. Видобуток газу збільшився з 1,5 млрд м³ у 1950 р. до 60,9 млрд м³ у 1970 р. – більш як у 40 разів. Найбільше було видобуто газу у 1975 році – 68,7 млрд м³. Після 1975 р. спостерігалася тенденція до зниження видобутку газу в Україні.

Виділяють такі газодобувні регіони:

1) Східний (з видобутком газу 15,4 млрд м³) – Сумська, Полтавська, Харківська, Дніпропетровська, Донецька, Луганська і Чернігівська області.

2) Західний (1,3 млрд м³) – Волинська, Львівська, Івано-Франківська, Чернівецька, Закарпатська області.

3) Південний (0,7 млрд м³) – Запорізька, Херсонська області та Автономна Республіка Крим.

Сучасно система газопроводів України (майже 35 тис. км) забезпечує постачання газу всім споживачам та на експорт. До основних магістральних газопроводів належать: Уренгой – Помари – Ужгород; Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Ізмаїл; Дашава – Київ; Шебелинка – Полтава – Київ; "Союз" та ін. Пропускна здатність газопроводів України становить понад 2000 млрд м³ газу. Через територію України Росія здійснює транзит газу у Європу обсягом понад 100 млрд м³.

Видобуток природного газу [16, 17]. У забезпеченні власних потреб у природному газі важливе місце посідає внутрішній видобуток. Нині обсяг видобутку природного газу в Україні складає близько 20 млрд м³. До підприємств газодобувної промисловості відносяться НАК "Нафтогаз України" ПАТ "Укргазвидобування", ТОВ "Еско-Північ", ЗАТ "ДК "Укрнафтобуріння",

ПрАТ “Природні ресурси”, ТОВ “КУБ-Газ”, СП “Полтавська ГНК”, ПрАТ “Девон”, ТОВ “Перша українська газонафтова компанія” та ПрАТ “Укргазвидобуток”.

Найбільшою компанією-видобувачем природного газу є ПАТ “Укргазвидобування”, на яку припадає 73 % загального обсягу видобутку природного газу в Україні. Ці обсяги включають видобуток ресурсу в рамках договорів про спільну діяльність та видобутий газ, використаний підприємством для власних виробничо-технологічних витрат.

Поряд з головною компанією-видобувачем природного газу видобуток нарощують і приватні компанії. У приватному секторі лідерство протягом багатьох років утримує ПрАТ “Нафтогазвидобування”, що належить компанії ДТЕК (обсяг видобутку близько 1,6 млрд м³). Головними факторами збільшення видобутку стало завершення буріння та введення в експлуатацію трьох свердловин, а також виконання капітальних ремонтів на чотирьох свердловинах на Семиренківському газоконденсатному родовищі.

Досягти ж більшого рівня видобутку вуглеводнів можливо у спосіб інтенсивного освоєння перспективних свердловин на діючих і нових родовищах, підвищити інтенсифікацію видобутку, наростити обсяги пошуково-розвідувального буріння та збільшити експлуатаційне буріння на родовищах, що розробляються. Сьогодні Україна за показником доведених запасів посідає сьому сходинку серед країн регіону Європи та Євразії, а з-поміж країн ЄС – поступається лише Нідерландам, проте темпи видобутку газу в Україні є значно нижчими порівняно з провідними газовидобувними країнами Європи. За оперативними даними профільного міністерства у 2016 р. обсяг розвідувального буріння підприємствами НАК “Нафтогаз України” склав 105,53 тис. м³, експлуатаційного буріння – 100,25 тис. м³.

Головні причини поступового зменшення видобутку природного газу:

- високий ступінь виснаження первісних запасів великих родовищ;
- скорочення обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння;
- низькі темпи розвідки нових запасів;
- низька якість нових запасів (запаси роздрібнені між великою кількістю невеликих родовищ і значна частина цих запасів належить до категорії важковидобувних);
- підвищена глибина буріння як на наявних, так і на нових родовищах (середня глибина буріння для видобутку газу в Україні становить близько 3500 м, а максимальна вже перевищує 6000 м);
- різке зменшення капіталовкладень у модернізацію та реконструкцію об’єктів газового комплексу;
- згортання дослідно-промислових робіт з підвищення газовіддачі пластів;
- неузгодженість окремих нормативних актів, що призводять до сповільнення процесу отримання спеціальних дозволів на користування надрами тощо.

Проблемою в Україні є також відсутність повної достовірної інформації стосовно видобутого природного газу, що зумовлена відсутністю на окремих свердловинах лічильників і єдиної централізованої системи обліку. До того ж немає інформації стосовно кількості діючих свердловин. Зазначимо, що у грудні 2015 р. аудиторська компанія *Ernst&Young* оприлюднила перший звіт за стандартами Ініціативи прозорості видобувних галузей (*EITI*). Було виявлено 120 компаній, пов'язаних з нафтогазодобувним бізнесом України, з них 31 – не вдалося знайти ні за юридичною, ні за фізичною адресою. Вирішенням такої ситуації є проведення фізичної інвентаризації свердловин зі складанням технічного паспорта та оснащення лічильниками всіх без винятку свердловин.

Нестача природного газу власного видобутку компенсується **імпортом природного газу**. З 25 листопада 2015 р. НАК “Нафтогаз України” припинила закупівлі природного газу з Росії. Такий крок призвів до усунення газової залежності України від сусідньої країни, імпортуючи ресурс зі Словаччини, Польщі та Угорщини завдяки злагодженій роботі української сторони з європейськими операторами ГТС – FGSZ, Eustream та Gas-System SA.

Загальний обсяг імпорту природного газу складає близько 11 млрд м³ на суму \$1,6 млрд.

Спостерігається скорочення рівня **споживання природного газу**. Так, якщо у 1990-х роках обсяг щорічного споживання природного газу становив близько 80 млрд м³, на початку 2000-х років – 70-75 млрд м³, у 2010 р. – дещо менше 60 млрд м³. За даними профільного міністерства у 2016 р. промисловість спожила 9,599 млрд м³, населення і бюджетні організації – 12,457 млрд м³, теплокомуненерго – 7,034 млрд м³, виробничо-технологічні витрати склали 3,271 млрд м³.

Упродовж останніх років основними факторами, що впливають на рівень споживання природного газу в Україні, є:

- втрата частини територій внаслідок військових дій, що призвело до зниження рівня економічної активності, а саме падіння промислового виробництва;
- підвищення ціни на природний газ на внутрішньому ринку;
- зміна норм споживання природного газу абонентами, не обладнаними лічильниками;
- запровадження заходів енергоефективності;
- заміщення природного газу.

Одночасно, говорячи про рівень економічної активності, а саме рівень розвитку промисловості, у середньостроковій перспективі ситуація може дещо змінитися, оскільки офіційна статистика вже свідчить про його поступове відновлення. Так, згідно з даними Держстату, за підсумками 2016 р. промислове виробництво зросло на 2,4%. Позитивні результати були досягнуті вперше за чотири останні роки, зокрема значний підйом спостерігався у переробній промисловості, а також постачанні електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря, де зростання складало відповідно 3,5 % та 2,6 %.

Велике значення для економіки України має *транзит природного газу* через її територію. Обсяг транзиту складає 10-15 млрд м³ на рік.

Упродовж останніх років Росія проводить політику з повної монополізації транзиту природного газу. Насамперед йдеться про будівництво обхідних трубопроводів, зокрема “Північний потік-2” та “Турецький потік”, сумарна потужність яких повинна повністю покрити нинішній рівень транзиту територією України.

“Північний потік-2” є розширенням “Північного потоку”. Проект “Північний потік” передбачає будівництво і роботу двох ниток газопроводу загальною потужністю 55 млрд кубометрів газу на рік від узбережжя Росії через Балтійське море до Німеччини. Його траса пролягає паралельно діючому магістральному газопроводу “Північний потік”.

У січні 2018 р. представники США (Держсекретар США Рекс Тіллерсон) і Польщі заявили про опозицію щодо будівництва трубопроводу “Nord Stream 2”. Вони розглядають його як підриг Америки в цілому, енергетичної безпеки і стабільності.

У квітні 2018 р. повідомлено, що Президент США Дональд Трамп не підтримує реалізацію проекту газопроводу “Північний потік-2”, за допомогою якого Росія має намір постачати газ в Європу в обхід України. “Президент знову запевнив, що йому не подобається те, що робота над цим проектом триває. І Німеччина відіграє в цій справі велику роль”, – заявив журналістам високопоставлений представник Білого дому, передає “Інтерфакс-Україна”. Зокрема, під час зустрічі президента США Дональда Трампа з лідерами країн Балтії піднімалося питання про можливі санкції, пов'язані з “Північним потоком-2”.

31 січня 2018 року Німеччина надала проекту дозвіл на будівництво і експлуатацію у своїх водах з виходом на сушу в Лубміні (Lubmin). Проект лобіюється насамперед Німеччиною, Нідерландами, Францією, Австрією та Росією. Найбільш послідовно, окрім України та США, їм протистоять Польща, Данія та країни Балтії.

10 квітня 2018 р. канцлер Німеччини Ангела Меркель заявила, що будівництво газопроводу “Північний потік-2” неможливе без ясності щодо транзитної ролі України. Крім того, вона зазначила, що “Північний потік-2” “це не просто економічна проблема, тут є і політична складова”. Про це, як передає The New York Times, Ангела Меркель сказала на спільній прес-конференції з президентом України Петром Порошенком.

“Північний потік-2” для Німеччини – це вибір стратегічного партнерства: США чи Росія. Схоже, свій вибір Берлін зробив. Для Німеччини це означає майже тотальне домінування в Європі, при одночасному посиленні стратегічного протистояння зі США (втім, до певних меж). І хоч поки що не йдеться про повернення до “business as usual”, але пріоритети вже зрозумілі: Німеччина хоче й готова бути ключовим партнером Росії в Європі, конвертуючи свій особливий статус у частині контролю над європейськими енергопотоками в політичний вплив. А ще ж не так давно саме європейські

лідери говорили, що енергетику й енергоресурси не можна використовувати як зброю.

“Турецький потік” – міжнародний проект газопроводу, який планується прокласти по дну Чорного моря з Анапського району Росії до Туреччини. Далі на кордоні Туреччини та Греції передбачалося будівництво газового хаба, через який газ прямував би в європейські країни. Для будівництва газопроводу на території Росії передбачалося використання раніше побудованої інфраструктури для закритого “Південного потоку”.

На відміну від “Південного потоку” газопровід “Турецький Потік” вимагає менше інвестицій, оскільки Газпром може використати на свою користь положення Третього енергопакету, який забороняє власникам газопроводів володіти більш ніж 50 % транзиту. Тому Газпром може використовувати як інфраструктуру 50 % начебто конкуруючого з “Південним потоком” газопроводу Трансадриатичний газопровід.

10 жовтня 2016 року було укладено договір на прокладку двох ниток газопроводу потужністю 15,75 млрд м³ на рік кожна (сумарна потужність 31 млрд м³) з можливістю розширення до чотирьох ниток на обсяг 63 млрд м³.

Туреччина закуповує у Росії близько 27-29 млрд м³ газу, де приблизно половина транспортується через “Блакитний потік”, а половина через газотранспортну систему України. Таким чином, одна з цілей газопроводу – це припинення поставок газу в Туреччину через територію України, що за умови введення в дію газопроводу “Північний потік-2” або другої черги “Турецького потоку”, дозволить досягти офіційно оголошену урядом РФ мету – припинення транзиту газу через територію України до 2019 або до 2020 року.

Крім цього, в рамках проекту “Турецький потік” з 2015 р. реалізується відгалуження газопроводу Краснодарський край–Крим потужністю 4,4 млрд м³ на рік для забезпечення енергобезпеки Криму з урахуванням початку виснаження шельфових родовищ, а також збільшення потреби Криму в газі внаслідок спорудження нових ТЕЦ і ТЕС, а також виконання газифікації приватного сектора. Планований обсяг подачі газу складає 2,2 млрд м³.

7 квітня 2018 р. у Будапешті глави МЗС Греції, Сербії, Македонії, Угорщини і Туреччини підписали декларацію про енергетичну співпрацю в створенні “економічно виправданого шляху диверсифікації маршрутів і джерел” для транспортування природного газу з Туреччини в країни Європи, таким чином підтвердивши бажання брати участь у проекті на базі маршруту, оприлюдненого В.Путіним в ході візиту в Угорщину в лютому 2018 р.

Укладання газопроводу “Турецький потік” на мілководді почалося у жовтні 2016 року. “Турецький потік” протяжністю 1090 км складатиметься з чотирьох ниток. “Газпром” має намір транспортувати по ньому газ в країни південно-східної Європи. Передбачається, що на турецько-грецькому кордоні буде створено газовий хаб і країни Євросоюзу будуть самостійно будувати інфраструктуру для прийому палива на своїй території.

6 жовтня 2015 глава Газпрому Олексій Міллер заявив, що компанія не буде будувати заплановані 3-тю і 4-ту нитки “Турецького потоку”. Поки в

проекті тільки одна нитка, яка забезпечить поставку 16 млрд. м³ на внутрішній ринок Туреччини.

У конфлікті навколо порушення турецького повітряного простору російськими бойовими літаками, які беруть участь у військовій операції в Сирії, Туреччина пригрозила Росії розривом газових контрактів.

8 жовтня 2015 року, під час державного візиту до Японії, президент Туреччини Р. Ердоган заявив, що “Туреччина є головним покупцем російського газу, але якщо буде треба, вона зможе отримувати його і з багатьох інших місць. Це стало б великою втратою для Росії”.

26 листопада 2015 було оголошено, що в зв'язку зі збиттям російського Су-24 в Туреччині Росія припиняє роботу над низкою проектів інвестиційних і торгових угод з Туреччиною, в тому числі по “Турецькому потоку”. 3 грудня міністр енергетики Росії О.Новак заявив, що проект “Турецький потік” призупинений.

26 липня 2016 року заступник голови уряду Російської Федерації А.Дворкович заявив про готовність Туреччини відновити проект “Турецький потік”.

У вересні Газпром дипломатичними каналами отримав перший дозвіл в рамках підготовчих процедур з відновлення проекту.

10 жовтня 2016 років Москва і Анкара уклали міжурядову угоду про будівництво газопроводу “Турецький потік”. Документ підписали міністр енергетики Росії Олександр Новак і його турецький колега Берат Албайрак в присутності президентів двох країн Володимира Путіна і Реджепа Таїпа Ердогана.

Станом на початок 2019 р. можна констатувати, що “Турецький потік” все ж буде введено до експлуатації вже до кінця 2019 р. Також є підтримка введення у 2021 р. “Турецького потоку-2” деякими європейськими компаніями, наприклад, Австрійською нафтогазовою компанією OMV та іншими.

Майбутнє газопроводів “Північний потік-2” та “Турецький потік” залежатиме від того, наскільки Європа потребуватиме природного газу. Тут не варто забувати, що ЄС з кожним роком дедалі більше нарощує потужності з постачання скрапленого природного газу, торгівля яким не така заполітизована. Одночасно низка країн регіону не мають фізичного поєднання з газотранспортною мережею Німеччини на території ЄС і вони вимушені отримувати газ лише українським маршрутом. Якщо транзитні контракти після 2019 р. продовжені не будуть, а реалізація обхідних маршрутів стане успішною, це зафіксує інституційну слабкість ЄС протистояти Росії в політичному та економічному плані. Однак вже сьогодні відмова від фінансової участі у проекті “Північний потік-2” європейських партнерів ПАТ “Газпром” – Engie, OMV, Shell, Uniper і Wintershall – ставить під питання намір сусідньої країни відмовитися від транзиту свого газу територією України вже у 2019 р. Адже пошук додаткових коштів і технологій дещо призупинить реалізацію цього проекту [12].

2.3.4. Заміщення природного газу біоенергетичними ресурсами

Україна належить до країн з високим біоенергетичним потенціалом. Перспективи розвитку біоенергетики в Україні визначені Національним планом дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 р., затвердженим Урядом 1 жовтня 2014 р. Відповідно до нього біоенергетика повинна вийти до 2020 р. на рівень заміщення природного газу в 8,3 млрд м³ на рік.

За даними Біоенергетичної асоціації України завдяки введенню в експлуатацію у 2015 р. нового устаткування на біоенергетичних ресурсах було заміщено близько 500 млн м³ природного газу. Загальне заміщення природного газу (з урахуванням устаткування, введеного раніше) наблизилось наприкінці 2015 р. до 3 млрд м³ природного газу на рік.

Варто зазначити, що за показником прогнозних ресурсів нетрадиційного газу – їхній сумарний обсяг перевищує 20 трлн м³ – Україна належить до 10 найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку. До останнього часу зберігалася висока увага іноземних компаній до України як перспективної країни видобутку нетрадиційного газу, що підтверджується укладеними угодами, зокрема з *Shell* та *Chevron*. Але через непослідовну податкову політику, що проводилася у 2015 р. у частині встановлення рентних ставок, *Shell* вимушена була призупинити роботу, а *Chevron* – вийти з українського газового ринку, що зрештою погіршило для України перспективні можливості з покриття дефіциту природного газу [11, 16, 17].

2.3.5. Енергетика як галузь промисловості

2.3.5.1. Роль енергетики в народногосподарському комплексі України та особливості її розміщення

Енергетика – галузь промисловості, що охоплює виробництво і транспортування електроенергії, електромережі, котельні та інші допоміжні об'єкти [2, 9].

Електроенергія посідає досить вагоме місце в житті суспільства, розвитку будь-якої держави та її регіонів. Будь-який виробничий процес чи будь-який вид обслуговування населення пов'язаний з використанням електроенергії. Електрична енергія є основою розвитку продуктивних сил на сучасному етапі. Електроенергетика є високоомеханізованою галуззю промисловості. У зв'язку з цим у затратах на виробництво енергії питома вага заробітної плати низька. Водночас високий технічний рівень зумовлює високу кваліфікацію робітників та інженерно-технічного персоналу.

Створення матеріально-технічної бази існування будь-якого суспільства нерозривно пов'язане з електрифікацією й удосконаленням на цій основі техніки, технології та організації виробництва. Електроенергія у промисловості використовується на здійснення силових, теплових, електрохімічних процесів та на освітлення. Великий економічний ефект дає електрифікація транспорту і сільського господарства. Перехід на електричну тягу дає змогу збільшити швидкість руху потягів та їхню тягову здатність. У сільському господарстві

електрифікація є основою його комплексної механізації, поліпшення умов праці та побуту.

Умови й фактори розміщення об'єктів електроенергетики залежать від типу генеруючих потужностей та напруги передачі електроенергії. Теплові електростанції розміщуються, як правило, з орієнтацією на наявність великих запасів дешевих паливно-енергетичних ресурсів та потужного споживача.

Одним з важливих факторів розміщення об'єктів електроенергетики є екологічна безпека, додержання санітарних норм і мінімізація екологічних втрат як при будівництві, так і під час експлуатації об'єкта.

Основну енергетичну базу України становлять:

- **теплоелектростанції** (Запорізька, Вуглегірська, Зміївська та Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6);
- **атомні електростанції** (Запорізька, Південноукраїнська, Рівненська та Хмельницька);
- **гідроелектростанції** (на Дніпрі – Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Каховська та Дніпрогес у Запоріжжі, будується Дністровська у Львівській області).

Станом на 2016 р. **структура виробництва електроенергії в Україні** (кВт·год) така [18]:

АЕС	55,6 %
ТЕС і ТЕЦ	35,2 %
ГЕС і ГАЕС.....	4,3 %
Комунальні ТЕЦ і блок-станції.....	3,9 %
Альтернативні джерела енергії.....	1%

Сумарна потужність електростанцій України становить близько 52 млн. кВт.

У 2016 р. виробництво електроенергії в Україні (без урахування АР Крим та зони АТО) склало 154,817 млрд кВт·год (порівняно з 2015 р. скоротилося майже на 1,8%). Динаміка електрогенерації до 2035 р. показана в табл. 1.3 [18].

Таблиця 1.3

Цільові показники розвитку електрогенерації до 2035 р.

Електростанції України	Розмірність	Роки				
		2013	2020	2025	2030	2035
Встановлена потужність	ГВт	54,6	52,0	57,5	60,6	66,8
ТЕС (разом з ТЕЦ)	ГВт	34,2	27,2	29,8	29,8	31,8
у тому числі ТЕС ВДЕ	ГВт	0,02	0,8	1,8	2,3	2,4
АЕС	ГВт	13,8	14,8	15,0	15,0	18,0
ГЕС	ГВт	4,6	5,0	5,4	6,2	6,2
ГАЕС	ГВт	0,87	2,6	3,6	4,7	4,7
ВЕС	ГВт	0,34	1,4	2,1	2,7	3,4
СЕС	ГВт	0,75	1,0	1,6	2,2	2,7
Виробництво електроенергії	млрд.кВт·год	194,4	209,7	233,2	258,3	276,3
ТЕС	млрд кВт·год	95,5	93,2	111,5	122,6	117,3
у тому числі ТЕС ВДЕ	млрд кВт·год		5,5	12,3	16,0	17,1
АЕС	млрд кВт·год	83,21	97,0	97,3	105,0	126,0

				Продовження табл. 1.1		
ГЕС	млрд кВт·год		10,8	11,9	14,0	14,5
ГАЕС	млрд кВт·год	14,47	5,1	7,1	9,1	9,1
ВЕС	млрд кВт·год	0,64	2,5	3,7	5,0	6,3
СЕС	млрд кВт·год	0,57	1,2	1,9	2,6	3,2
Витрати палива на відпущену електроенергію	т у.п./кВт·год	396	390,4	373,4	357,9	332,7

2.3.5.2. Напрями розвитку електроенергетики України

Електроенергетика має кілька напрямів розвитку:

1. Рівень електроспоживання.
2. Розвиток окремих типів електростанцій.
3. Розвиток нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії.
4. Вирішення екологічних проблем.

1. Для визначення оптимальних рівнів споживання електроенергії враховувалися майбутні зрушення в структурі економіки України, зокрема:

- розвиток агропромислового потенціалу, паливно-енергетичного комплексу, переорієнтація машинобудування на виробництво наукомісткої і конкурентоспроможної продукції;
- розвиток промислового потенціалу для виробництва продукції, яка забезпечить першочергові потреби в продовольчих і промислових товарах;
- збільшення обсягів експортної та імпортозамінної продукції;
- зниження обсягів неконкурентоспроможної продукції.

2. Розвиток окремих типів електростанцій:

- Основним напрямом розвитку **ТЕС** є їхня реконструкція, модернізація, впровадження нових технологій, орієнтація на використання низькосортного вугілля.

- Розвиток **гідроенергетики** передбачається шляхом збільшення потужностей ГЕС; введення нових електростанцій, у т.ч. невеликих, введення нових потужностей на існуючих ГЕС.

- Основними завданнями на перспективу є реконструкція діючих **АЕС** з метою підвищення їхньої надійності та забезпеченості, а також введення блоків високої будівельної готовності (Хмельницької та Рівненської АЕС) і блоків середньої готовності (на Хмельницькій АЕС).

Подальший розвиток АЕС залежить від виконання таких програм:

- підвищення рівня безпеки АЕС;
- створення ядерно-паливного циклу в Україні на базі передових технологій, який забезпечить незалежність АЕС від імпорту ядерного палива і знизить потреби в його закупівлі.

3. Широке впровадження і використання нетрадиційних джерел енергії дає змогу поліпшити екологічну обстановку в регіонах, замінити й зекономити дефіцитне паливо, вирішити певні соціально-економічні проблеми у сільських місцевостях, які не мають централізованого електропостачання, тощо. Географічне положення України дозволяє розвивати

всі напрямки нетрадиційної енергетики, особливо з використанням енергії вітру, Сонця, біомаси, геотермальної.

4. Електроенергетика України являє собою складну організаційно-технічну систему, численні об'єкти якої (ТЕЦ, ГЕС та ГАЕС, АЕС, лінії електропередач, водойми-охолоджувачі, сховища радіоактивних відходів та ін.) розосереджені по території і функціонують в умовах природного середовища, які зазнають безперервних змін.

Серед **забруднювачів** природного середовища найбільш масштабними і шкідливими є газопилові викиди теплової енергетики, небезпека яких зумовлена розміщенням об'єктів теплової енергетики у великих містах та густонаселених районах, а також наявність у викидах, крім основних токсичних домішок (сірчаний ангідрид та окисли азоту), дрібнодисперсного попелу, оксиду вуглецю і таких канцерогенів, як бензопірен, оксид ванадію, а також високомолекулярних органічних сполук тощо.

Викиди енергетики, крім того, що вони **забруднюють атмосферу**, забруднюють також **атмосферну вологу та опади** внаслідок розчинення в них оксидів сірки та азоту; поверхня, ґрунти, рослинність забруднюються внаслідок випадання на них пилу, забрудненого дощу та снігу; поверхня вод забруднюється внаслідок осідання на водні об'єкти шкідливих речовин та змиву їх у річки й водойми дощовими потоками. Наслідком такого забруднення є закислення сільськогосподарських земель та нагромадження у ґрунтах важких металів з вугільного попелу, що знижує врожайність сільськогосподарських культур і забруднює продукти харчування небезпечними для людини сполуками. Найбільш небезпечними з цього погляду є вугільні ТЕС, які використовують високозольне й сірчисте вугілля. Небезпечними для навколишнього середовища є також **скиди ТЕС у річки і водойми** хімічно забруднених стоків, що різко погіршує гідрохімічний режим вод, пригнічує водні біоценози. Небезпечними для навколишнього середовища є також **шлако- та золовідвали**, які забруднюють ґрунти й поверхневі води. Під ними зараз зайнято майже 3 тис. га, закладовано понад 300 млн т золошлаків, які щорічно збільшуються на 12 млн т. Крім хімічного забруднення, енергетика небезпечна і хімічними впливами, до яких належать: теплове забруднення атмосфери паровими викидами великих градирень охолоджуючих водоймищ ТЕС та АЕС, що викликає негативні зміни місцевого клімату, значний шумовий вплив на території, утворення постійно діючих потужних електромагнітних полів уздовж трас високовольтних ЛЕП, а також формування аерозольних викидів ТЕС і небезпечного для здоров'я людини електричного поля.

Підприємства нафтової й газової промисловості являють собою пожежотажно-вибухонебезпеку. Вибухи на газопроводах відбуваються при поганому контролі за станом цих об'єктів і невиконання вимог безпеки при їхній експлуатації.

До тяжких наслідків призводять вибухи газу в шахтах, які супроводжуються загибеллю людей, пожежами, обвалами, затопленням підземними водами тощо. Як свідчить статистика в Україні, на 1 млн т видобутого вугілля припадає 3-4 людських життів.

Заводи (або їхні комплекси) з переробки нафтопродуктів а також транспортні засоби, контейнери і наливні поїзди, автоцистерни, річкові і морські танкери, що перевозять нафту і нафтопродукти також відносяться також до хімічно небезпечних об'єктів.

Слід також наголосити на *радіаційному впливі* на населення і біосферу радіоактивних викидів атомних і вугільних теплових електростанцій, попіл яких може містити радіоактивні речовини.

З точки зору *хімічного забруднення* природного середовища найбільш чистими вважаються атомні електростанції, які водночас є потенційно небезпечними, про що свідчить аварія на Чорнобильській АЕС. Для використання АЕС проблемою є також безпечне тривале зберігання радіоактивних відходів. Щорічний приріст їх нині становить майже 11 тис. м³. Для забезпечення енергетичної безпеки при використанні АЕС необхідно дотримуватися правил ядерної безпеки.

Основними шляхами забезпечення екологічної безпеки традиційної теплової енергетики є економія споживання електричної й теплової енергії, збагачення палива та вдосконалення процесів його спалювання з метою зменшення викидів вуглецю та оксидів азоту, впровадження високопродуктивного пило- та газоочисного обладнання, утилізація вловлених відходів та розробка економічних важелів екологізації енергетики.

Життєдіяльність вітчизняної **теплової енергетики** залежить від безперебійності постачання на ТЕС та ТЕЦ вугілля антрацитових марок. З початком бойових дій на сході країни вугільна промисловість України перебуває у кризовому стані. Через те, що саме в зоні проведення АТО сконцентровані найбільші запаси вугілля антрацитової групи, відчутною стала його нестача на ТЕС.

Розвиток **відновлювальної енергетики** є важливим для української енергетики, як з точки зору енергетичної безпеки, так і введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей, забезпечення екологічності. Відновлювальна енергетика є інструментом технологічного лідерства країни.

Згідно з зобов'язаннями України перед Енергетичним співтовариством, до якого Україна приєдналася у 2011 р., **11 % кінцевого енергоспоживання країни у 2020 р. має бути одержано з відновлювальної енергетики**. Ця умова була визначена в “Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р.”, що був прийнятий 1 жовтня 2014 р.

Відповідно до результатів XXI Конференції ООН з клімату (COP 21), що пройшла у Франції з 30 листопада по 12 грудня 2015 р., **відновлювану енергетику визначено головним інструментом зі скорочення викидів парникових газів в атмосферу з метою мінімізації наслідків зміни клімату на планеті**.

Позитивними явищами у розвитку енергетики у 2016 р. стало:

- введення в експлуатацію гідроагрегату № 3 Дністровської ГАЕС встановленою потужністю 324 МВт;

- реконструкція блоку № 2 Трипільської ТЕС на 25 МВт, блоку № 6 Бурштинської ТЕС – на 10 МВт, блоку № 5 Бурштинської ТЕС – на 7 МВт і агрегатів великих ГЕС – на 9,8 МВт;

- введення в експлуатацію нових СЕС загальною встановленою потужністю 99,1 МВт, ВЕС загальною потужністю 11,6 МВт, а також електростанцій, що працюють на біопаливі та ін.;

- введення в експлуатацію когенераційної установки потужністю 2,5 МВт, збільшення на 3,9 МВт потужності однієї з газопоршневих електростанцій.

В області атомної енергетики позитивними змінами є такі. Вітчизняні АЕС, які генерують більшу частину електроенергії в Україні, довгий час перебували в майже 100 %-вій залежності від закупівель ядерного палива у державної російської компанії “Росатом”. З метою послаблення цієї залежності 30 грудня 2014 р. Україна підписала контракт з компанією *Westinghouse Electric Company* на поставку ядерного палива, що поклало початок диверсифікації джерел постачання ядерного палива і тим самим стало кроком до зниження ризиків повної залежності від російського монополіста. У 2015 р. компанія *Westinghouse* поставила у вартісному вимірі 5 % загального обсягу завезеного свіжого ядерного палива (СЯП). Зокрема, в березні 2015 р. була здійснена поставка однієї партії СЯП на енергоблок № 3 Південноукраїнської АЕС, а у квітні – цей блок було підключено до енергомережі країни. У 2016 р. робота з компанією *Westinghouse* була продовжена і загалом за рік в Україну було поставлено 5 партій СЯП, зокрема в лютому 2016 р. ДП НАЕК “Енергоатом” поставив на енергоблок № 5 Запорізької АЕС першу партію ядерного палива компанії *Westinghouse*, а в червні було розпочато його експлуатацію. Це поки що єдиний енергоблок, який сьогодні працює винятково на ядерному паливі *Westinghouse*. Загалом, на паливі *Westinghouse* передбачається робота енергоблоків №№ 1, 2, 3, 4 ЗАЕС та енергоблоків №№ 2, 3 ПУАЕС. У вартісному вимірі у 2016 р. Україна імпортувала 28,3 % СЯП зі Швеції, що свідчить про зниження залежності України від Росії у закупівлях палива.

Споживання електроенергії складає близько 150 млрд кВт·год. Потреби в електроенергії покриваються за допомогою власного виробництва та експорту, останній складає близько 4 млрд. кВт·год на рік. Як приклад, у табл. 1.4 наведена структура споживання електроенергії у 2016 р. [12, 18].

Нині пропускна спроможність міждержавних електричних мереж України потенційно дає змогу збільшити обсяг експорту електроенергії до країн ЄС і повернутися до докризових рівнів. Однак, упродовж останніх років через кон’юнктурні чинники, зокрема попит і пропозицію, а також ціни на зовнішніх ринках та їхнє співвідношення з кон’юктурою на національному ринку електроенергії, говорити про значне зростання обсягів експорту електроенергії видається малоймовірним.

Вийти з кризового стану та стабілізувати ситуацію в електроенергетичному секторі України (виявивши обсяг пошкоджень в електромережах та визначивши рівень необхідного додаткового фінансування відновлювальних робіт на Донбасі) можливо буде лише після припинення бойових дій.

Споживання електроенергії в Україні у 2016 р.

Споживачі	Спожи- вання, млн кВт·год	Частка в загаль- ному спожи- ванні, %	Споживачі	Спожи- вання, млн кВт·год	Частка в загаль- ному спожи- ванні, %
Споживання електро- енергії (брутто)	149346,0		• будівельні матеріали	2204,3	1,9
Споживання електроенергії (нетто)	117657,3	100	• інша	4423,4	3,8
Промисловість	49 821,9	42,3	Сільгоспспоживачі	3515,6	3,0
• металургія	28760,2	24,4	Транспорт	6745,5	5,7
• паливна	3575,9	3,0	Будівництво	806,5	0,7
• машинобудування	3675,5	3,1	Комунально- побутові споживачі	15102,9	12,8
• хімічна та нафтохімічна	2968,4	2,5	Інші непромислові споживачі	5971,7	5,1
• харчова та переробна	4214,2	3,6	Населення	35693,2	30,3

2.3.6. Використання вторинних енергоресурсів (ВЕР)

Як вторинні енергоресурси використовуються гази, рідини з відносно високими тисками й температурами, що викидаються з технологічних апаратів. До них, зокрема, відносять промислові вогнетехнічні установки, де теплоносієм є димові гази.

Під вторинними енергоресурсами (ВЕР) мають на увазі енергію газів і рідин-відходів виробництва, яка може бути використана для отримання теплоти, холоду, роботи, електроенергії. ВЕР підрозділяються на:

- 1) Пальні (паливні) гази та інші відходи виробництва, які можуть горіти.
- 2) Теплові – фізична теплота газів і рідин, що відходять, теплота продукції, відходів.
- 3) Надлишкового тиску – потенційна енергія газів і рідин, які покидають агрегати з надлишковим тиском.

Використовуються поняття:

- 1) Вихід ВЕР – кількість ВЕР, що утворюється в одиницю часу.
- 2) Вироблення ВЕР – кількість теплоти, холоду, роботи, яку одержують в установці утилізації. Розрізняють економічно доцільне, плановане і фактичне вироблення.
- 3) Коефіцієнт вироблення – відношення фактичного вироблення до економічно доцільного.
- 4) Коефіцієнт утилізації – відношення фактичної економії палива до економічно доцільної.

2.3.7. Використання нетрадиційних джерел тепла

Нетрадиційні джерела тепла, що забезпечують безпосередньо системи теплопостачання теплоносієм з високою температурою, – це, насамперед, Сонце і геотермальні джерела.

Найбільш розповсюдженими є **сонячні водонагрівачі (СВН)**, які можуть працювати як автономно, так і у складі об'єктів традиційної енергетики, системах опалення і кондиціонування, для підживлення котлів тощо. Основним елементом СВН є сонячний колектор, в якому знаходиться світлопоглинаюча панель з циркулюючим теплоносієм. СВН дозволяють отримувати теплоносії з температурою до 80-90 °С. Кожний квадратний метр сонячного колектора може забезпечити економію 100-120 кг умовного палива на рік. Економічно доцільне використання геліоводопідігрівачів насамперед на автономних об'єктах, таких як готелі, бази відпочинку, профілакторії. Вочевидь, при цьому влітку можна цілком відмовитись від традиційного гарячого водопостачання.

Для України, і особливо її південних регіонів, де багато сонячних днів, широке розповсюдження індивідуальних геліоенергетичних установок або використання комбінованих сонячно-паливних систем опалювання дозволяють заощадити до 60 % палива, яке використовується при традиційних схемах.

За даними [2] використання ще одного з нетрадиційних джерел тепла – **геотермального** – на сьогоднішній день не є ефективним.

Глава 3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БІЗНЕС

3.1. Сфера енергетичного бізнесу та його види

Енергетика створює особливі матеріальні енергетичні ресурси, які зумовлюють функціонування практично всього виробничого апарату сучасної економіки. Тому в нових економічних умовах паливо та енергію потрібно розглядати і як матеріальний ресурс, і як матеріальний фактор суспільного виробництва [15].

Добуті енергоресурси на теплових, гідро-, атомних та інших станціях перетворюються на різноманітну енергетичну товарну продукцію (гаряча вода, пара, електрика), призначену для реалізації на відповідних ринках.

Вироблення енергетичної продукції, доведення її до споживача та надання послуг з її використання є сферою *енергетичного бізнесу*.

Товарною продукцією в енергетичному бізнесі слід вважати будь-який підведений енергоносіє, виконані роботи або послуги енергетичного характеру, призначені для реалізації за попередньо укладеним договором на відповідному енергетичному ринку.

Підрозділяють різні *види енергетичного бізнесу* в залежності від виду енергоносія, галузевої приналежності тощо.

В залежності від виду енергоносія:

- вугільна промисловість (вугілля);
- електроенергетика (електроенергія та тепло);
- атомна енергетика (електроенергія);
- гідроенергетика (електроенергія);
- теплоенергетика (тепло та електроенергія);
- енергопостачання (сервіс);
- енергозбут (сервіс);
- трубопровідний транспорт (сервіс);
- промислова енергетика (тепло та електроенергія);
- комунальна енергетика (тепло та електроенергія).

Від галузевої належності:

- енергетика загального користування;
- комунальна енергетика;
- промислова енергетика;
- вугільна галузь;
- нафтогазова галузь і т.ін.

3.2. Приватизація енергетичних об'єктів і проблема монополій в енергетичному секторі

Приватизація енергетичних об'єктів – ресурс стратегічної ваги, що дозволить оптимізувати державний сектор економіки та залучити кошти приватних інвесторів у розвиток енергетичних підприємств та зробить їх рентабельними [18].

Наприкінці лютого 2016 р. Фонд державного майна України (ФДМУ) розпочав перший етап підготовки об'єктів паливно-енергетичного комплексу до приватизації, зокрема 23 лютого 2016 р. було укладено договори на проведення незалежної оцінки контрольних пакетів акцій чотирьох обленерго – ПАТ “Миколаївобленерго”, АК “Харківобленерго”, ПАТ “Хмельницьк-обленерго та ВАТ “Тернопільобленерго”. Також ФДМУ отримав у своє управління 78,29 % акцій ПАТ “Центренерго”, щодо якого було проведено позапланові аудити.

Однак, у 2016 році, як і у попередні 2014-2015 роках, “велика приватизація” була провалена.

Завдяки проведенню приватизації у 2016 р. передбачалося залучити до Державного бюджету 17 млрд грн. Однак, фактично до Державного бюджету від приватизації надійшло лише 188,9 млн грн. (дещо більше 1 % плану). Основна частина надходжень від приватизації припала на продаж Мигіївської ГЕС – 52,5 млн грн. та Костянтинівської ГЕС – 64 млн грн. Незважаючи на “провальну” приватизацію вже третій рік поспіль, влада не полишала надій здійснити великий розпродаж державних активів і у 2017 р. Так у Державному бюджеті на 2017 р. було закладено 17,1 млрд грн. надходжень від приватизації.

Зазначимо, що приватизація може відбутися лише за умов якісної підготовки підприємства до продажу – проведення оцінки, здійснення аудиту, дослідження кола інвесторів. Останніх насамперед цікавить стабільність і передбачуваність правил гри у галузі, а також прозорість і чесність проведення самої приватизації.

На думку багатьох інвесторів пришвидшити процеси приватизації в енергетичному секторі могло б:

1) якнайшвидше прийняття у другому читанні й у цілому Закону України “Про ринок електричної енергії”;

2) затвердження методики цінового регулювання природних монополій – т.зв. RAB-регулювання (Regulatory Asset Base);

3) вирішення проблем хронічних неплатежів держави в особі ДП “Енергоринок” за вироблену електроенергію (станом на 1 листопада 2016 р., заборгованість ДП “Енергоринок” перед енергогенеруючими компаніями склала 29,238 млрд грн.

Енергетика, як і будь-яка інша прибуткова галузь, є спокусливим сектором для бажаючих запровадити монополію. Одна з найбільш поширених причин становлення монополій – непрозорий вплив великого приватного бізнесу на урядову політику. Злагоджена робота Фонду державного майна під час здійснення приватизації у різні періоди призвела до того, що адміністративно впливаючи на процес, стратегічні активи продавалися за заниженими цінами за відсутності навіть формального конкурента. Найбільш виразним прикладом такої приватизаційної політики є компанія ДТЕК, яка наразі в багатьох секторах є монополістом на ринку електроенергії. Аналіз виробничих показників ДТЕК дає можливість визначити частку холдингу на енергетичних ринках України.

Монополіст у будь-якій сфері обов'язково формує або максимально впливає на ціноутворення та може вдатися до цінової дискримінації. Ринок теплової генерації не є виключенням, і головний учасник цього сектору фактично диктує ціну на електроенергію. ДТЕК як один з головних учасників ринку теплової генерації відіграє чи не вирішальну роль під час ціноутворення на ринку вугілля (зокрема, державним шахтам у 2015 р. платили за тону вугілля 1100 грн, ДТЕК вимагав підвищити ціну до 1500 грн). Підвищення рівня ціни на вугілля автоматично тягне підвищення цін на електроенергію, яку сам ДТЕК продає ДП “Енергоринок” [12].

Суб'єктами, які приймають основні рішення у сфері енергетичного бізнесу, є власники енергоактивів і топ-менеджери підприємств енергетичного бізнесу.

Власниками можуть бути юридичні й фізичні особи (акціонери і власники енергоактивів), урядові органи (державні й регіональні), органи місцевого самоврядування.

Слід пам'ятати, що різні форми власності, які існують в енергетиці, мають свої переваги й недоліки. Наприклад, вважається, що суб'єкти приватної власності більш адекватно реагують на цінові сигнали ринку, інвестиційно активні й цілеспрямовані на збільшення ефективності виробництва. У той же час є думка, що, спираючись на державну або муніципальну власність, можна краще реалізувати суспільні інтереси в області енергопостачання, пов'язані з надійністю, екологічною безпекою, ресурсозбереженням та стабільними цінами на енергоносії.

Для успішного розвитку підприємства енергетичної галузі потрібно, щоб його власник володів знаннями в царинах права, фінансів, економіки, енергетичних технологій, достатніми для того, щоб коректно ставити завдання менеджерам, обговорювати з ними проблеми й контролювати їхню діяльність. Слід особливо підкреслити, що акцент на інноваційну діяльність у сполученні з принципом соціальної відповідальності бізнесу потребує від власника певних технічних знань.

3.3. Соціальна відповідальність та суспільні функції підприємств енергетичного бізнесу

Основним призначенням енергетичного бізнесу є отримання та своєчасне й стійке постачання споживачів енергоносіями, що забезпечує прибуток підприємствам енергетичної галузі.

Але при цьому власники підприємств повинні діяти у відповідності з принципом **соціальної відповідальності**, що означає:

- неухильно виконувати всі встановлені правила роботи на енергетичних ринках і у складі енергосистем;
- підтримувати безвідмовну роботу та задовільні екологічні характеристики видобувного, генеруючого й мережевого устаткування шляхом своєчасного ремонтного обслуговування, модернізації й заміни;

- забезпечувати системну надійність шляхом утримання резервів потужностей і виконання режимних розпоряджень органів диспетчерського управління;

- брати участь у здійсненні національних і регіональних енергетичних програм, а також у розробці й реалізації схем електро- і теплопостачання міст;

- уникати довгострокових перевантажень мережевого устаткування й застосовувати правило „соціального пріоритету” при визначенні черги підключення споживачів до електричних мереж з обмеженою пропускною здатністю.

Реалізація принципу соціальної відповідальності вимагає перерозподілу ресурсів компанії в ті сфери діяльності, які не приносять збільшення поточних доходів, але, по суті, мінімізують ризик їхньої втрати у майбутньому. Наочний приклад – витрати на підвищення надійності енергопостачання. Вони являють собою форму самострахування збитків від аварійних ситуацій, які в особливо несприятливих умовах здатні взагалі обрушити бізнес.

Таким чином, кваліфікований власник, який створює відповідальний енергобізнес, свідомо йде на деяке обмеження фінансових результатів у короткостроковому періоді на користь довгостроковій стабільності свого бізнесу.

Така політика може переслідувати й конкретну мету поліпшення суспільного іміджу (а це довіра клієнтів і гарні стосунки з місцевою владою), тобто маємо прямі й непрямі економічні вигоди.

Проблема *екологічної безпеки* є однією з основних для енергетичної галузі (див. розділ 2.3.5.2) [14].

Тема 4. СУТНІСТЬ І ЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ДЛЯ РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ

4.1. Організація енергетичного обслуговування виробництва

4.1.1. Склад, значення і задачі енергогосподарства

Функціонування сучасного промислового підприємства неможливе без використання в технологічних процесах різних видів енергії. Енергетичне господарство задовольняє виробничі й господарсько-побутові потреби підприємства в усіх видах енергії (електроенергії, теплової енергії, паливі, парі, гарячій воді) і в енергоносіях (парі, стисненому повітрі, гарячій воді), здійснює монтаж, експлуатацію і ремонт енергообладнання у виробничих цехах і підрозділах підприємства [9].

Найбільш досконалою й економічною системою енергопостачання є централізована, коли підприємство одержує енергоносії зі сторони. Її ефективність забезпечується надійністю і безперебійністю джерел живлення, а також зниженням витрат виробництва і капітальних витрат, пов'язаних з отриманням необхідних підприємству видів енергії. На підприємствах широко використовуються також так звані *вторинні енергоресурси* – теплоти газів нагрівальних печей, відпрацьованої пари від ковальського, ковальсько-штампувального устаткування і т.ін.

Склад і структура енергогосподарства залежать від розмірів основного виробництва, його енергоемності і зв'язків підприємства із зовнішніми енергосистемами. У його склад входять:

- електросилове господарство (заводська теплоелектроцентрально – ТЕЦ, знижувальні й підвищувальні підстанції, силові й зварювальні трансформатори, акумуляторні підстанції);
- теплосилове господарство (котельні, бойлерні);
- водопостачання і каналізація (насосні станції);
- газове господарство (газогенераторні, компресорні, кисневі й ацетиленові станції; промислова вентиляція; холодильні установки; кондиціонери);
- промислові нагрівальні печі й установки всіх видів;
- слабкострумове господарство (автоматичні телефонні станції, комутаторні установки; радіотрансляційна мережа з відповідною апаратурою; зарядні станції);
- паро-, водо-, повітропровідні й газові мережі; електричні й слабкострумові мережі й лінії, що доводять усі види енергії до місця їхнього споживання;
- цехові й заводські споживачі енергії;
- ділянка контрольно-вимірювальних приладів (КВП) і автоматики;
- електроремонтний цех і ділянки в основних цехах;
- складське господарство (комори в цехах, сховищі для топкового мазуту з мазутоперекачувальними установками, естакади для твердого палива

та ін.).

Основні задачі енергогосподарства визначаються специфічністю енергопостачання, безперебійністю процесу, обмеженими можливостями зберігання енергії, одночасністю її виробництва й споживання і зводяться до таких:

- отримання від зовнішніх постачальників основних видів енергії загальнопромислового призначення;
- організація виробництва власними силами тих видів енергоресурсів, передача яких на великі відстані нераціональна або недостатня для задоволення потреб підприємства;
- перетворення енергії та підготовка її до використання (зміна напруги, тиску, насиченості);
- своєчасний і правильний розподіл енергії між підрозділами і подача її до робочих місць;
- організація споживання, раціонального використання й економії енергії і палива;
- спостереження за суворим виконанням правил експлуатації енергетичного устаткування;
- організація та проведення планово-запобіжних ремонтних робіт;
- забезпечення надійного зв'язку між підрозділами;
- організація зберігання палива і енергії [3-7].

4.1.2. Сутність, цілі та задачі енергетичного менеджменту на підприємстві

Таким чином, основне завдання організації енергетичного господарства полягає в надійному й безперебійному забезпеченні підприємства всіма видами енергії, повному використанні потужності енергопристроїв та їхньому утриманні у справному стані, у здешевленні вартості електроенергії та її економії. Організація функціонування енергетичного господарства базується на плануванні потреби виробництва в енергії і визначенні джерел її покриття [15, 23].

У підвищенні ефективності енергозбереження велике значення має не тільки впровадження нового устаткування, передової технології, вдосконалення й модернізація існуючого обладнання, широке використання всіх місцевих і вторинних ресурсів, але й правильно організоване управління енергоспоживанням, тобто енергоменеджмент і енергоаудит.

Енергоменеджмент являє собою сукупність принципів, знань, форм і засобів управління енергозбереженням для зниження витрат на використання енергетичних ресурсів.

Система енергоменеджменту – сукупність управлінських методів підвищення енергоефективності з використанням для цього технічних та економічних методів.

Мета енергоменеджменту – послідовне зниження споживання енергоресурсів до того мінімального рівня, який необхідний для здійснення

виробничої діяльності підприємства з дотриманням усіх необхідних умов ведення такої діяльності.

Енергослужби підприємства часто не мають часу і можливості займатися питаннями економного витрачання енергії. На відміну від експлуатації, управління енергоспоживанням ставить основною задачею зниження витрат на енергоресурси при забезпеченні необхідної їхньої кількості та якості.

Поняття енергетичного менеджменту – це синонім управління енергоспоживанням.

Енергоменеджмент є грамотним, гнучким і науково обґрунтованим управлінням енергетичними ресурсами виробництва, починаючи з рівня цеху і закінчуючи підприємством, концерном, галуззю.

Застосувавши енергоменеджмент, можна без великих фінансових втрат досягти значної економії енергії і зменшити негативні наслідки при поганій роботі опалювальних систем у спорудах.

Енергоменеджмент може забезпечити:

- виявлення дефектів, поганої роботи або збоїв в системах енергоспоживання;
- швидке втручання при несприятливих тенденціях до збільшення витрати енергоресурсів;
- знаходження рекомендованих оновлень, їхній пріоритет;
- більше уваги до питань екології та використання енергії на будь-яких рівнях муніципалітету.

4.2. Система енергетичного менеджменту ISO 50001

Ефективне використання енергії допомагає організаціям заощадити гроші й ресурси, а також спробувати протидіяти зміні клімату. ISO 50001 підтримує організації в усіх галузях в їхніх намаганнях використовувати енергію ефективніше за допомогою розробки системи енергетичного менеджменту (EnMS) [9].

ISO 50001 (ISO 50001:2011 «Energy management systems – Requirements with guidance for use») – міжнародний стандарт, створений *Міжнародною організацією зі стандартизації* для управління енергосистемами, який визначає вимоги для установки, впровадження, супроводу і поліпшення системи енергоменеджменту, мета якої – дозволити організації слідувати системному підходу в досягненні послідовного поліпшення енергосистеми, включаючи енергоефективність, енергобезпеку і енергоспоживання.

В Україні ДСТУ ISO 50001:2014, який регламентує побудову системи енергетичного менеджменту (СЕМ), набув чинності з 1 січня 2015 р.

Стандарт ISO 50001 забезпечує будь-яку організацію, незалежно від її розміру, територіального або географічного положення, повноцінною стратегією дій в менеджерській і в технічних областях з метою підвищення ефективності енергосистеми організації.

Стандарт ISO 50001 заснований на моделі системи менеджменту, направленої на постійне поліпшення. Застосовується спільно з іншими, добре відомими стандартами, такими як ISO 9001 або ISO 14001, що дозволяє

організаціям інтегрувати енергетичний менеджмент в їхні загальні зусилля з підвищення якості й екологічний менеджмент.

ISO 50001:2011 містить такі основні вимоги до організацій:

- розробку політики результативнішого використання енергії;
- корегування цілей і задач відповідно до політики;
- використання даних для повнішого розуміння того, як краще використовувати енергію, і для ухвалення відповідних рішень;
- вимірювання результатів;
- аналіз того, наскільки добре працює політика;
- постійне поліпшення енергетичного менеджменту.

4.3. Енергетичний менеджер на підприємстві: функції і задачі

Енергетичний менеджмент починається з призначення на підприємстві відповідальної особи – енергетичного менеджера. На цьому ж етапі формулюються основні цілі та передбачувані результати на подальші декілька років.

Енергоменеджер – це фахівець з оптимального управління енергетичним господарством підприємства. Метою діяльності енергоменеджера є актуальне в даний час підвищення ефективності використання електричної й теплової енергії та зниження енерговитрат на підприємстві.

Енергоменеджер займається питаннями споживання води й енергії на певній території муніципалітету, вирішує питання економії, пов'язані з забезпеченням ефективності запропонованих заходів щодо енергозбереження (в основному низькозатратних і беззатратних).

Основні обов'язки енергетичного менеджера:

- участь у складанні карти споживання енергії на підприємстві;
- збирання даних зі споживання паливно-енергетичних ресурсів з використанням лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- складання плану установки додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збирання даних щодо потоків сировини, паливних енергетичних ресурсів і готової продукції;
- розрахунок ключових даних з підвищення ефективності використання енергії в цілому і по окремих виробництвах;
- визначення, локалізація й упровадження заходів з економії енергії, що не вимагають інвестицій або з мінімальними інвестиціями;
- локалізація, оцінка і визначення пріоритетності заходів з економії енергії, що вимагають крупніших інвестицій;
- участь у складанні схеми зупинки устаткування і варіантів енергозабезпечення для випадків аварійного припинення енергопостачання;
- інформування персоналу підприємства про діяльність з енергетичного менеджменту і заходах, що вживаються, спрямованих на економію енергії;
- впровадження нових технологій на існуючих і нових енергоносіях для підвищення енергоефективності виробництва;

- участь у розробці бізнес-планів і виробничої стратегії підприємства нарівні з іншими керівниками.

Вимоги до підготовки енергетичного менеджера

Для того, щоб успішно працювати в області енергетичного менеджменту, фахівець повинен володіти:

- інженерною освітою;
- досвідом управління виробництвом і робочими групами;
- досвідом керівництва проектами;
- організаторськими здібностями;
- здатністю переконувати і розуміти мотивацію вчинків людей.

Крім того, йому необхідно:

- відстежувати рішення місцевої влади, що стосуються даного виробництва, екології, споживання енергії, і т.ін.;
- знати компанії-виробники енергетичних послуг і устаткування;
- знати технологію виробництва, торгівельні та збутові організації;
- добре розуміти концепцію енергетичного менеджменту й енергетичної ефективності;
- володіти економічними знаннями, знати принципи формування бюджету підприємства і методи розробки бізнес-планів в області енергетичної ефективності.

Енергетичний менеджер зобов'язаний стежити за змінами в області енергетичної політики і супутніх аспектах, наприклад, нового законодавства з оподаткування, субсидій, технологічного приєднання, захисту навколишнього середовища і т.ін.

4.4. Об'єкти, основні функції й організація системи енергоменеджменту на виробництві

Організація енергоменеджменту може починатися з однієї будівлі, а в подальшому розвинути до всієї організації.

Енергоменеджмент – це досить проста методика, організувати його часто можна керуючись тільки здоровим глуздом.

Об'єкти енергоменеджменту:

- підприємства;
- адміністративні будівлі;
- житлові будинки;
- лікарні;
- дитячі дошкільні установи;
- школи;
- будівлі соціального і культурно-побутового призначення і т.ін.

На сьогоднішній день енергоефективність – це один з пріоритетних напрямів в розвитку будь-якої держави, оскільки сприяє зниженню споживання енергоресурсів населенням країни і підприємствами. Це необхідно для зменшення навантаження на навколишнє середовище в області споживання

енергоресурсів, утворення відходів, викидів, пов'язаних зі споживанням і зі зростаючими вимогами до енергоефективності в усьому світі [3-7].

Основними функціями енергоменеджменту є:

- взаємодія з енергоспоживачами підприємства і з енергозабезпечуючими організаціями;
- обробка й надання інформації про енергоспоживання за окремими структурними підрозділами (виробництва, цехи, ділянки);
- підготовка пропозицій з енергозбереження;
- запуск енергозберігаючих проектів і управління ними;
- проведення роз'яснювально-виховної роботи з усіма працівниками про важливість і необхідність енергозбереження.

Для реалізації цих функцій необхідно організувати на підприємстві єдину, розподілену по всіх рівнях управління, **інформаційну систему** для оперативного контролю й управління виробництвом і споживанням енергоресурсів. Інформація з цієї системи повинна поступати в блок інформаційного забезпечення. Вона дозволить оперативно виявляти і реагувати на факти необґрунтованої перевитрати енергоресурсів і проводити аналіз причин виникнення таких ситуацій. Така система повинна бути комплексною і направленою на усунення виявлених недоліків.

Робота з управління енергозбереженням невіддільна від загального управління організацією. Тому служба енергозбереження (відділ, управління) підприємства повинна тісно взаємодіяти з керівництвом підприємства, яке:

- управляє більшістю ресурсів;
- виробляє стратегію підприємства;
- визначає пріоритетність проектів;
- організовує взаємне спілкування.

Створення системи енергоменеджменту починається з усвідомлення її необхідності та закріплення цього розуміння документально. Необхідно розробити положення про енергозбереження на підприємстві. Цей документ повинен включати **Декларацію енергетичної політики підприємства**, що описує цілі енергозбереження і задачі на кожному етапі.

Шляхом упровадження енергоменеджменту можна одержати докладнішу картину споживання енергоресурсів, що дозволить виробити оцінку проектів економії енергії, планованих для упровадження на підприємстві.

Організація системи енергоменеджменту на підприємстві включає аналіз і проведення таких заходів:

- поточний стан енергетичного менеджменту на підприємстві.
- Підготовка кадрів;
- формування й затвердження енергетичної політики підприємства;
 - організація структури енергоменеджменту й інформаційної системи його функціонування;
 - проведення енергоаудиту з оцінкою фактичної енергоефективності підприємства і розробкою рекомендацій зі зниження енергетичних і фінансових витрат.

Процес реалізації енергетичного менеджменту на підприємстві можна розділити на такі розділи:

- оціночний аудит – організовується і проводиться оціночний аудит наявної системи енергетичного менеджменту компанії відповідно до вимог стандарту ISO 50001 (дивись далі), формується і надається звіт про ступінь, в якому діяльність компанії відповідає вимогам, що пред'являються стандартом, указуються невідповідності та даються рекомендації з їхнього усунення;

- навчання – організовуються і проводяться навчальні заходи для вищої ланки керівництва, представників відділів і служб головного енергетика, головного технолога, головного механіка, внутрішніх аудиторів, учасників проекту по упровадженню;

- планування – встановлюються (визначаються) споруди, устаткування, процеси й персонал, які суттєво впливають на енергоспоживання (ідентифікація енергетичних аспектів), виявляються законодавчі та інші вимоги у сфері енергозбереження, якими повинна керуватися компанія. Визначається енергополітика, енергоцілі й показники, програми енергоменеджменту, розподіляються обов'язки, відповідальність і повноваження в системі енергетичного менеджменту. Встановлюється необхідний рівень компетентності персоналу, складається план-графік розробки потрібної документації;

- розробка – розробляється документація, вказівки, що включають опис елементів стандарту ISO 50001, документовані процедури, записи, положення про підрозділи, посадові й робочі інструкції;

- впровадження і завершальна оцінка – впроваджуються розроблені документи в повсякденну практику роботи організації, організовуються і проводяться внутрішні аудити, проводиться аналіз функціонування системи енергетичного менеджменту, здійснюється завершальна оцінка відповідно до правил сертифікаційного органу.

Налагодженість роботи ефективної системи енергоменеджменту надає можливість:

- поліпшити виробничий цикл;
- своєчасно проводити ефективні заходи щодо енергозбереження;
- отримувати віддачу від даних заходів, що виражається у фінансовому прибутку;

- підвищити свою власну енергоефективність;
- реалізувати плани з підвищення ефективності енергозбереження за допомогою проведення аналізу діючого споживання енергії по відношенню до очікуваного;

- впровадити й застосувати в діяльності компанії різних законодавчих, регулюючих, контрактних та інших вимог і зобов'язань.

4.5. Організація й управління енергогосподарством підприємства

Виробничий процес в енергогосподарстві складається з етапів передачі, розподілу й споживання енергії [9].

Споживаючі, перетворювальні й генеруючі установки пов'язані з мережами енергозабезпечуючих систем промислового вузла (району, місцеположення підприємства), а також між собою мережами й розподільними пристроями та утворюють систему енергопостачання підприємства. У свою чергу, всі елементи цієї системи в процесі її функціонування зв'язані єдністю енергопотоків.

Склад і характер часткових виробничих процесів в енергогосподарстві підприємства визначаються його виробничою структурою (рис. 4.1).

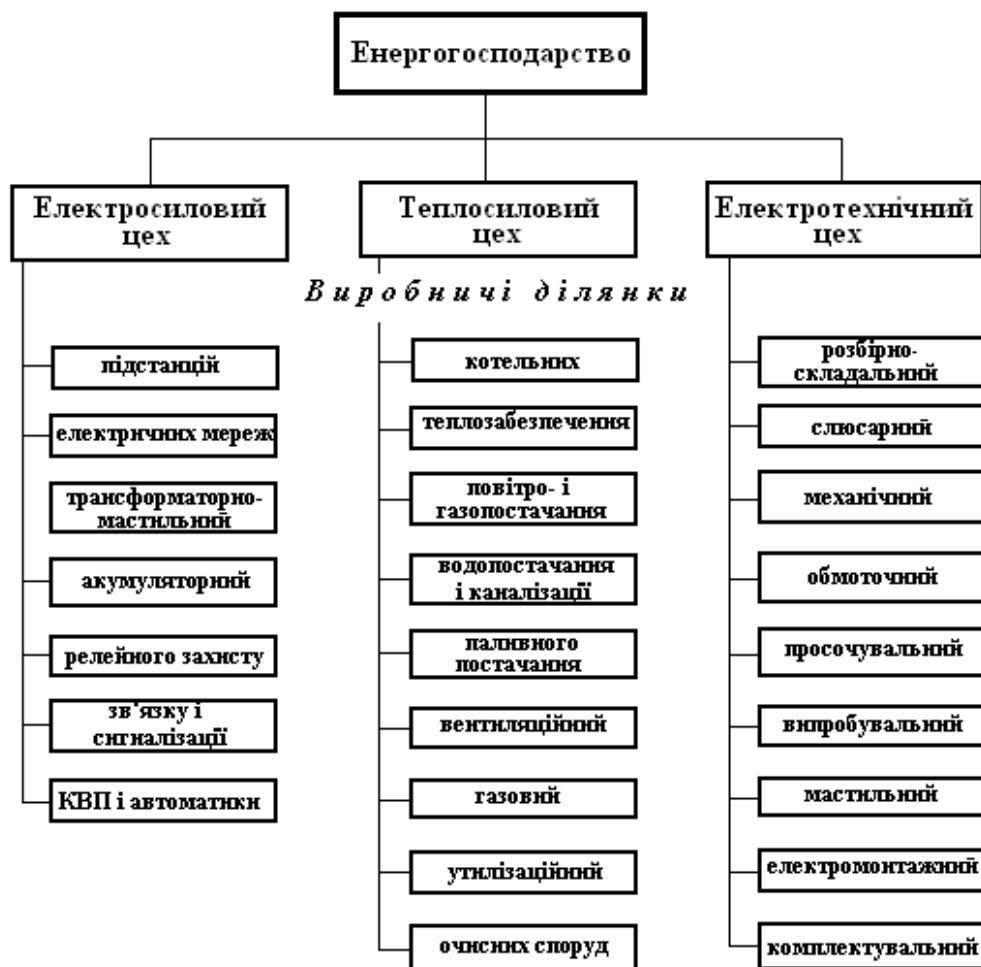


Рис. 4.1. Виробнича структура енергогосподарства крупного промислового підприємства.

Виробнича структура відображає організаційні й технологічні особливості енергогосподарства як об'єкту управління. Вона показує характер поєднання процесу, засобів і предметів праці при виробництві, передачі, розподілі та споживанні різних видів енергії, а також при виконанні ремонтних і монтажних робіт.

В організаційному відношенні виробнича структура енергогосподарства є взаємним розташуванням цехів і ділянок в структурі підприємства, а в технологічному вона характеризується складом і порядком розташування

конкретного устаткування і мереж, що забезпечують процес виробництва, передачі й споживання енергії, ремонтні й монтажні роботи, а також поточне обслуговування.

У виробничому відношенні енергогосподарство промислового підприємства можна підрозділити так:

- загальнозаводське енергогосподарство – генеруючі та перетворювальні установки, загальнозаводські енергомережі, енергоприймачі та розподільні мережі будівель і приміщень загальнозаводського призначення (адміністративно-побутовий комбінат, склади та ін.);

- цехове господарство – енергоприймачі виробничих цехів, цехові перетворювальні установки, внутрішньоцехові розподільні мережі, опалювально-вентиляційні прилади.

Загальнозаводське енергогосподарство експлуатується спеціально організовуваними для цього енергоцехами, які за характером роботи підрозділяються на три основні групи:

- *експлуатаційні цехи* – експлуатаційне обслуговування енергоспоживаючого устаткування, мереж, генеруючих установок;

- *ремонтні цехи* – ремонт і монтаж спеціалізованого енергоустаткування;

- *змішані цехи* – експлуатаційне обслуговування, ремонт і монтаж енергоустаткування.

На підприємствах, енергопостачання яких здійснюється за централізованою схемою (електро- й тепла енергія – від районної енергосистеми або від ТЕЦ суміжних підприємств, а паливо – від відповідних тепловодопостачальних організацій), енергогосподарство підприємства включає тільки енергоприймачі, розподільні мережі й перетворюючі установки і може бути об'єднано в два цехи:

- електричний – експлуатація й ремонт електроустаткування та електричних мереж;

- теплосиловий – експлуатація і ремонт теплосилового устаткування, компресорних і насосних установок, каналізації, парових, теплофікаційних, водяних і повітряних мереж.

Виробнича структура енергогосподарства підприємства, велика кількість різноманітного устаткування і складних енергоустановок вимагають єдиного керівництва енергогосподарством. На підприємстві його здійснює головний енергетик (на невеликих воно входить до складу ВГМ) (рис. 4.2). Головний енергетик безпосередньо керує відділом головного енергетика (ВГЕ), який складається з функціональних бюро, груп і лабораторій, і енергоцехами; здійснює технічне та методичне керівництво службами цехових енергетиків, нагляд за експлуатацією енергоустаткування, енергоустановок і використанням енергоресурсів на підприємстві.

Відділ головного енергетика тісно взаємодіє з іншими службами і відділами підприємства – ВКС, ВГМ, ВМТЗ та ін. Ці служби погоджують з ВГЕ питання і документи, що відносяться до компетенції головного енергетика, до

діяльності підлеглих йому підрозділів або ті. Що стосуються енергогосподарства та і його персоналу:

- виробництво всіх видів земляних робіт на території підприємства;
- придбання, встановлення заново і заміна енергоустаткування;
- проекти будівництва нових об'єктів і реконструкції існуючих цехів;
- графіки ремонтів технологічного устаткування та ін.

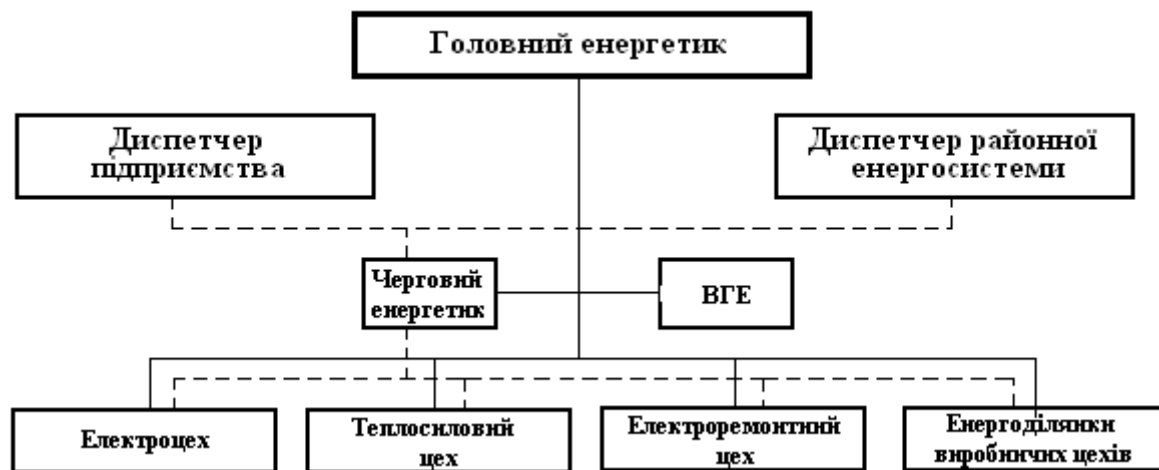


Рис. 4.2. Організаційна структура управління енергогосподарством крупного промислового підприємства.

4.6. Планування енергоспоживання

Основою раціональної організації енергогосподарства на підприємстві є правильне планування виробництва й споживання енергоресурсів. Воно, як правило, здійснюється на основі нормативного підходу із застосуванням балансового методу [8, 9].

Нормативи – *це поелементні складові норм*. Вони характеризують питому витрату елементу нормування на одиницю об'єму, продуктивності та інші показники при виконанні виробничих процесів.

Норма витрати – *це максимально допустима планова кількість ресурсів на виробництво одиниці продукції (роботи) встановленої якості в планованих умовах виробництва*.

Використовуються норми *технічно обґрунтовані* і *статистичні*. Перші більш прогресивні. Вони розробляються на базі техніко-економічних розрахунків і ретельного аналізу виробничих умов, обліку технічної й технологічної документації існуючої організації виробництва продукції. Саме технічно обґрунтовані норми дозволяють врахувати передовий виробничий досвід досягнення науки і техніки, можливості впровадження в плановому періоді нової техніки, технології й передової організації виробництва. В цілях упровадження цих норм розробляються організаційно-технічні заходи для економії матеріальних ресурсів.

Проте розробку технічно обґрунтованих нормативів стримує незадовільний стан обліку використання ресурсів по кожному їх виду і елементу (напрямку) витрат, а також обліку продуктивності й витрат на її

отримання по кожній одиниці устаткування. Достовірність обліку початкової інформації підвищиться при його автоматизації на базі електронно-обчислювальної техніки.

Статистичні норми встановлюються на основі звітних даних про середню витрату матеріальних ресурсів за минулий період з деяким коректуванням їх у бік зниження на плановий період. Такий метод нормування має істотні недоліки. Дослідно-статистичні норми ґрунтуються на рівні техніки і організації виробництва попереднього періоду, нібито узаконюють існуючі в ньому втрати і нераціональні витрати енергоресурсів і переносять їх на плановий період. Такі норми зазвичай слабо орієнтують виробничі колективи на дослідження ресурсів.

На основі статистичних методів формуються норми витраті енергії. На технологічні потреби вони складаються у вигляді норм витрати на одиницю продукції або на одиницю часу роботи устаткування і носять загальну назву – питома норма витрати (на один виріб, на 1 год роботи устаткування, на 1 кВт·год вироблюваної електроенергії і т.ін.).

Норми витрати палива для опалювальних цілей складаються у вигляді норм витрати в кілограмах (для твердого палива) або в кубічних метрах (для газу) на нагрівання 100 м² площі на 1°С і т.ін.

Норми енергоспоживання бувають *диференційовані й укрупнені (середні)*. Перші встановлюються за окремими найменуваннями, типорозмірами продукції, другі – на вид продукції, на виробництво 1 т прокату і т.ін. Диференціація норм є основною умовою, що визначає ефективність нормування. При цьому необхідне забезпечення взаємозв'язку нормування та обліку готової продукції й енергообліку. Дані енергообліку використовуються для складання й аналізу енергобалансів в цілому по підприємству і по його виробничих підрозділах. Об'єктами енергообліку є вироблення і споживання енергії, вихід і використання вторинних енергоресурсів.

4.7. Енергетичні баланси

Основною задачею розробки планового балансу є обґрунтування потреби підприємства в паливі й енергії для виконання виробничої програми по випуску продукції (витратна частина балансу), а також обґрунтування найраціональніших способів покриття цієї потреби виробленням енергії на власних установках, отриманням палива та енергії ззовні, використанням вторинних енергоресурсів (прибуткова частина балансу).

Класифікація енергетичних балансів наведена в табл. 4.3.

Перспективні баланси складаються на тривалий час і використовуються при проектуванні, реконструкції виробництва і розвитку енергогосподарства підприємства.

Поточні планові баланси (табл. 4.4) складаються на різні відрізки часу (річні, кварталні) з розбиттям по кварталах і місяцях, і є основною формою планування споживання і використання енергоносіїв на підприємстві.

Звітні (фактичні) баланси використовуються для контролю споживання енергоносіїв і виконання планових балансів і є основним матеріалом для

Таблиця 4.3

Класифікація енергетичних балансів

Класифікаційний показник	Вид енергетичного балансу	Ілюстративний перелік
Призначення балансу	Перспективний	Електробаланс підприємства на перспективу розвитку
	Плановий	Річний електробаланс, паливні баланси по усіх видах палива
	Звітний	Щомісячні баланси теплоти, палива, електроенергії
Вид енергоносія	Частковий по видах енергоносіїв	Баланси окремих видів палива (нафти, газу, вугілля і т.ін.)
		Електробаланс цеху, підприємства
		Баланс пари, гарячої води, стисненого повітря
	Зведений	Зведений паливний баланс підприємства по усіх видах палива
		Зведений електробаланс цеху, підприємства (по сумі витрат усіх енергоносіїв)
Характер цільового використання енергії	Баланс силового використання видів енергії	Баланс силової пари (8-10 атм)
	Баланс технологічного використання видів енергії	Цеховий баланс технологічного використання енергії
	Баланс виробничо-господарського використання видів енергії	Баланс пари й гарячої води для опалювально-вентиляційних потреб цеху, підприємства

Таблиця 4.4

Поточний плановий баланс електроенергії підприємства
 (цифри умовні)

Стаття балансу	Прихід		Витрата	
	тис. кВт·год	%	тис. кВт·год	%
Отримано, усього	562,1	100	-	-
Вироблено на підприємстві	359,8	64,0	-	-
Отримано:				
від ТЕЦ № 2	117,7	20,9	-	-
від Горенерго	84,6	15,1	-	-
Спожито, усього	-	-	562,1	100
Відпущено субабоненту	-	-	40,6	7,2
Витрата підприємства, усього	-	-	521,5	92,8
технологічна енергія	-	-	149,2	26,5
рушійна енергія	-	-	324,1	57,7
освітлення	-	-	43,4	7,7
втрати	-	-	4,8	0,9

аналізу їх виконання, оцінки робіт і області раціоналізації енергогосподарства й економії палива і енергії.

У склад балансу входять:

- розрахунок потреби основного й допоміжного виробництв підприємства у всіх видах енергії й палива, зокрема опалювання, вентиляцію, освітлення, невиробничі потреби і т.ін.;
- визначення допустимих втрат енергії у виробничих мережах і перетворювальних установках.

На основі балансу будуються річні (квартальні, місячні, добові) графіки навантаження підприємства по різних видах енергії та енергоносіїв.

Для складання звітних енергобалансів необхідний добре організований диференційований і точний облік витрати палива та енергоносіїв. Основою організації первинного обліку є належна постановка контрольно-вимірювального господарства підприємства – лічильників енергоресурсів, витратомірів пари, води і т.ін. Якщо організувати прямий облік витрати по приладах неможливо, витрати розраховуються з використанням сумарних показників. Інформація первинного обліку реєструється в журналі, а після її обробки показники переносяться у форми вторинної документації. Сумарні дані цих форм використовуються при складанні балансів.

Потреба підприємства в енергоресурсах визначається для кожного виду енергії з урахуванням заходів, спрямованих на її економію. Загальна формула розрахунку потреби підприємства в енергії має такий вигляд:

$$\sum E = EP + E_{осв} + E_{оп} + E_{вент} + E_{ін} + E_{відп} + E_{вит}, \quad (4.1)$$

де $\sum E$ – сумарна загальна потреба в енергії (кВт·год; ккал/м³ газу та ін.);

E – планова норма витрати енергії на одиницю продукції (або на 1000 грн. продукції, яка випускається) з урахуванням організаційно-технічних заходів;

P – плановий обсяг випуску продукції в натуральних або грошових одиницях виміру;

$E_{осв}$, $E_{оп}$, $E_{вент}$, $E_{ін}$, – витрати енергії відповідно на освітлення, опалення, вентиляцію та інші потреби, кВт·год;

$E_{відп}$ – відпуск енергії на. сторону, кВт·год;

$E_{вит}$ – витрати енергії в мережі підприємства, кВт·год.

Сумарна витрата енергії на підприємстві ділиться на дві частини – залежну (змінну) і незалежну (постійну) від обсягу випуску продукції.

Загальні витрати енергії на підприємстві (B_3) в цеху на календарний період можуть бути визначені за такою формулою:

$$B_3 = B_{зал} + B_{незал}, \quad (4.2)$$

де $B_{зал}$ – залежна складова витрати енергії, кВт·год, ккал/м³ газу;

$B_{незал}$ – незалежна складова витрати енергії, кВт·год, ккал/м³ газу.

Витрати силової електроенергії по групі обладнання ($B_{зал}$) розраховуються за такою формулою:

$$B_{зал} = \frac{P_{вст} F_{\delta} K_3 K_{op}}{\eta_1 \eta_2}, \quad (4.3)$$

де $P_{вст}$ – сумарна встановлена потужність по групі обладнання, кВт;

F_{δ} – дійсний фонд часу роботи обладнання, год,

K_3 – коефіцієнт, який враховує завантаження обладнання за потужністю;

K_{op} – коефіцієнт одночасної роботи обладнання;

η_1, η_2 – коефіцієнти, які враховують ККД двигунів і втрати в мережі.

За зведеними нормами витрати енергії розраховуються за такою формулою:

$$B_{зал} = QN, \quad (4.4)$$

де Q – зведена норма витрати на 1000 грн виготовленої продукції;

N – програма випуску продукції, тис. грн.

Основні показники, які характеризують діяльність енергетичного господарства підприємства, наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Основні показники, які характеризують якісну діяльність енергетичного господарства

№ пор	Показники	Розрахункова формула	Умовні позначення
1	Коефіцієнт потенціального енергоозброєння праці ($K_{пот}$) усіма видами енергії	$K_{пот} = \frac{\sum N_{ел.вст}}{R_{зм}}$	$\sum E_{ел.вст}$ – сумарна потужність встановлених на підприємстві енергоустановок, кВт; $R_{зм}$ – кількість працівників у найбільшу за чисельністю зміну.
2	Коефіцієнт фактичного (планового) енергоозброєння праці	$K_{\phi} = \frac{E_{факт}}{R_{факт}}$	$E_{факт}$ – механічна й електрична енергія, фактично витрачена (або передбачена згідно з планом), кВт·год або ккал; $R_{факт}$ – середньооблікова фактична чисельність працівників за той самий період часу.
3	Коефіцієнт електроозброєння праці	$K_{ел}$	Визначається аналогічно енергоозброєнню, але з урахуванням потужності тільки приймачів енергії і кількості витраченої електроенергії.
4	Коефіцієнт енергомісткості (електромісткості) продукції	$K_{ен} = \frac{E_{факт}}{N_n}$	N_n – кількість випущеної продукції в прийнятих одиницях виміру.
5	Коефіцієнт енергоозброєння	$K_{ен} = \frac{\sum N_{ен}}{S_{осн}}$	$\sum N_{ен}$ – сумарна потужність енергетичних (електричних) установок на підприємстві; $S_{осн}$ – вартість основних виробничих фондів на підприємстві або їх активної частини.

4.8. Організація ремонту енергоустаткування

Однією з умов ефективної і ритмічної роботи промислових підприємств є надійне й економічне постачання виробничих підрозділів енергетичними ресурсами необхідної якості. Все це, у свою чергу, залежить від багатьох чинників, серед яких важливу роль виконує організація технічного обслуговування й ремонту енергетичного устаткування. В основі обслуговування і ремонту енергоустаткування лежать такі чинники:

- нормування параметрів і первинних показників роботи устаткування;
- оснащення устаткування контрольно-вимірювальними приладами і засобами автоматики, управління, зв'язку й сигналізації;
- організація енергетичного обліку й контролю;
- чітка регламентація функцій обслуговування і ремонту;
- розробка системи ведення технічної документації, експлуатації і ремонту.

Основна задача обслуговування і ремонту – підтримувати обладнання в робочому стані зі збереженням заданих експлуатаційних характеристик. Обслуговування і ремонт виконують за системами ЄСППР (єдина система планово-попереджувальних робіт) і ПСТОП (поточна система технічного обслуговування і ремонту).

Нормативні параметри і трудомісткість робіт обслуговування й ремонту енергоустаткування аналогічні нормативам вказаних систем на все устаткування підприємства, тобто ремонтний цикл, міжремонтний період і т.ін. В той самий час аварійні й відновні ремонти не входять в систему ППР.

Ремонтні параметри котельного, компресорного, насосного обладнання й елементів мережевого господарства істотно відрізняються від параметрів споживаючого енергоустаткування, оскільки для генеруючих установок і мереж не вимагається узгодження з ремонтними нормативами виробничого устаткування, а для енергоприймачів – це необхідна умова. Для значної частини енергоустаткування недоцільне включення в ремонтний цикл капітальних ремонтів, оскільки вони проводяться через великі проміжки часу, обчислювані протягом років і навіть десятками років. Особливо це відноситься до трубопроводів, повітроходів, кабелів і дротів електромереж, газопроводів, мереж каналізації водогону та іншим видам енергоустаткування. В даний час не існує єдиного складу ремонтного циклу енергоприймачів. Для інших видів енергоустаткування структура і періодичність ремонтних циклів визначаються рекомендаціями з ППР. На кожному підприємстві вони коректуються залежно від технічного стану і умов експлуатації устаткування.

На кожен технологічний процес ремонту складаються *технологічні карти ремонту* для основного й допоміжного енергоустаткування. На підставі цих карт встановлюються потреба в ремонті, його трудомісткість. Для ремонту енергоприймачів і мереж прийнята інша система розробки нормативної бази. Оскільки таке устаткування дуже різнотипне, недоцільно розробляти технологічні процес по кожному типорозміру й потужності. Для цього вводиться узагальнене поняття – категорія *ремонтоскладності*.

Ремонтна служба в енергогосподарстві підприємств вирішує безліч задач. Перерахуємо найважливіші з них:

- вибір раціонального способу ремонту;
- організація ремонтних робіт;
- технологічна підготовка і матеріальне забезпечення ремонтів.

Ремонт енергоустаткування може виконуватися трьома методами: централізованим, децентралізованим і змішаним. Найбільш доцільним вважається змішаний метод ремонту. В цьому випадку ремонтні роботи можуть виконувати як спеціалізовані, так і комплексні бригади.

На практиці широко використовуються комплексні бригади ремонтників. У цьому випадку спрощується управління ремонтним процесом і підвищується відповідальність виконавців за якість ремонту і стан енергоустаткування, оскільки члени бригади по черзі виконують міжремонтне обслуговування закріпленої за ними ділянки [9, 10].

4.9. Вдосконалення організації енергетичного обслуговування підприємства

Враховуючи специфічні властивості енергогосподарства, взаємозв'язку енергетики та промислової технології, а також зовнішні зв'язки, можна представити основні напрями вдосконалення виробничих процесів підприємства і вдосконалення організації енергетичного обслуговування.

На розвиток енергогосподарства впливають такі об'єктивні чинники, що відображають зміни, які відбуваються на підприємстві і в його загальноенергетичній системі:

- підвищення рівня енергоозброєності праці;
- підвищення рівня енерговикористання і, як наслідок, скорочення витрати енергії і палива на одиницю продукції;
- збільшення частки енергії, що витрачається на силові, високотемпературні й фізико-хімічні процеси;
- зменшення частки енергії, що витрачається на середньо- й низькотемпературні процеси;
- збільшення частки електроенергії в загальному енергоспоживанні підприємства;
- взаємозамінність енергоресурсів.

Разом з постійно діючими об'єктивними чинниками на розвиток енергогосподарства впливають також невизначені та випадкові чинники:

- зміна потреби підприємства в енергоресурсах у зв'язку з відхиленнями від раніше запланованого об'єму виробництва і номенклатури продукції, що випускається;
- зміна метеорологічних умов;
- обмеження, що накладаються вищестоящими організаціями, на витрату енергоресурсів (лімітація споживання електроенергії, палива, води);
- аварійні відключення устаткування й енергетичних мереж та ін.

Основні напрями вдосконалення організації енергетичного обслуговування з урахуванням діючих на неї об'єктивних, невизначених і випадкових чинників представлені на рис. 4.3.

Крім того, все більшого значення набуває організація раціонального використання енергоресурсів. Вона передбачає техніко-економічний аналіз резервів економії енергоресурсів, розробку планів ВГМ та їх реалізацію.

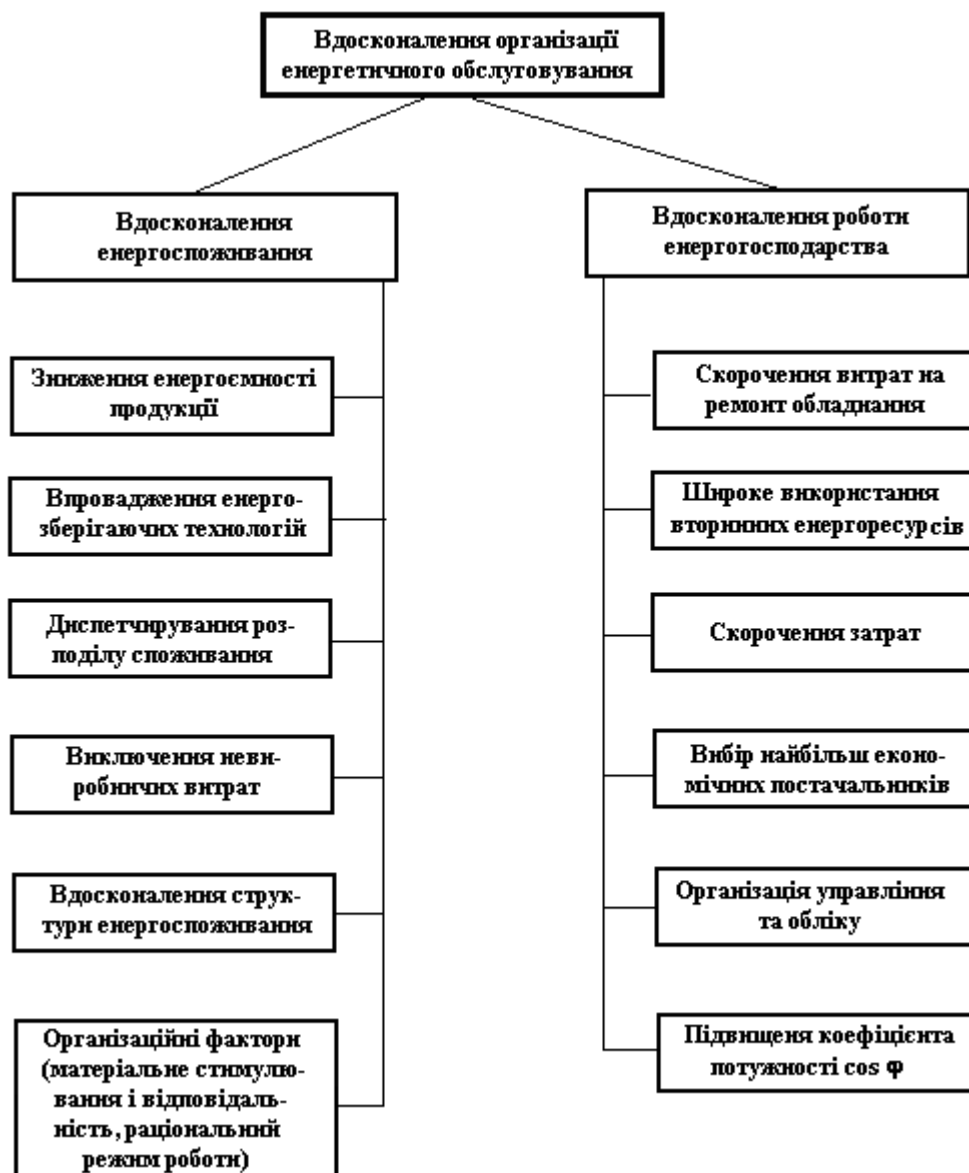


Рис. 4.3. Основні напрями підвищення ефективності енергогосподарства.

Економія енергоресурсів досягається за рахунок:

- інтенсифікації технологічних процесів і впровадження нової техніки і прогресивної технології;
- скорочення норм витрати енергетичних ресурсів на виробництво продукції;
- зменшення втрат енергії;
- роботи устаткування на економічних режимах;
- максимального використання вторинних енергоресурсів.

Досвід показує, що резерви економії палива й енергії розподіляються таким чином:

- близько 60-70 % дають розробка й використання нового, більш економічного енергоспоживаючого устаткування, упровадження менш енергоємних технологій, застосування засобів автоматизації, контролю і т. ін.;
- близько 20-25 % одержують за рахунок зниження втрат енергоресурсів на стадії споживання в основному і допоміжних виробництвах.

4.10. Проведення робіт при впровадженні енергетичного менеджменту на виробництві

На етапі впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві складання докладної карти споживання енергії для всього підприємства (енергетичного балансу підприємства), можливо, викличе утруднення. В цьому випадку можна зосередитися на попередньому підрахунку споживання енергії найважливішими установками і системами. Всі види енергії (електроенергія, газ, мазут і т.ін.) повинні бути враховані, так само як споживання води. По можливості при складанні карти споживання енергії енергетичному менеджеру повинні бути надані допомоги з боку енергетичного аудитора. Надалі ступінь деталізації і точності може бути підвищена [3, 4].

Свідчення основних лічильників та інших приладів і систем обліку і контролю необхідно знімати щодня або не рідше одного разу на тиждень для отримання даних з загального споживання газу, електроенергії, води і т.ін. За наявності додаткових лічильників необхідно перевірити, чи встановлені вони в необхідних місцях. Зняття показань додаткових лічильників здійснюється щодня, щотижня або щомісячно залежно від рівня споживання енергії.

Необхідно проводити збирання даних за об'ємом виробництва і з використання сировини. Якщо споживання енергії повністю залежить від певних параметрів, наприклад, від якості початкових матеріалів або температури повітря, то ці параметри повинні бути взяті до уваги або навіть змінені – там, де це можливо.

На пізніших етапах необхідне встановлення додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури.

Як приклад, розглянемо роботи, що проводяться при виконанні налагоджувальних робіт на теплових мережах від котельні. Спочатку розглядаються основні техніко-економічні показники котельної. У табл. 4.6 наведені дані для котельні, розташованої у м. Херсоні за адресою проспект Ушакова, 12.

З метою перевірки відповідності дійсних показників проектним проводяться такі види робіт:

Підготовчі роботи::

- ознайомлення зі схемою котельні;
- обстеження теплових мереж для визначення їхнього технічного стану й можливості місць установки контрольно-вимірювальних приладів, а також визначення місць вимірів витрати теплоносія по напрямках;

- визначення переліку споживачів, їх розрахункових навантажень і фактичної схеми підключення до теплових мереж.

Основні роботи включають:

1. Розрахунки витрат теплоносія відповідно до розрахункових теплових навантажень кожним споживачем.
2. Виконання розрахункової схеми теплових мереж на підставі вихідних даних по підключеному тепловому навантаженню споживачів, з урахуванням довжин і діаметрів трубопроводів.
3. Виконання гідравлічного розрахунку теплових мереж.

Таблиця 4.6

Основні проектні техніко-економічні показники устаткування котельні

Найменування величин	Одиниця виміру	Значення
1. Котел водогрійний НІСТУ-5		
Теплопродуктивність	Гкал/год	0,63
Розрахунковий ККД котла	%	85,0
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	-	1,2
Втрати тепла з відхідними димовими газами	%	11,8
Втрати тепла з хімічним недопалом	%	0,00
Втрати тепла в навколишнє середовище	%	3,2
Тиск води в котлі (робочий)	Па	$4,9 \cdot 10^5$
Тиск води в котлі (максимальний)	Па	$6,9 \cdot 10^5$
Гідравлічний опір (розрахунковий)	Па	$1,0 \cdot 10^5$
Температура води на виході (номінальна)	°С	95
Температура води на виході (максимальна)	°С	150
Температура води на вході	°С	70
Температура димових газів (при роботі на газі)	°С	180
Витрата води через котел	т/год	25..45
Витрата газу на котел при $Q_{H^p} = 8450$ ккал/м ³	м ³ /год	1100
Об'єм топкової камери	м ³	4,28
2. Насос мережний типу 6К-12, 2шт.		
Продуктивність	м ³ /год	111..200
Напір	м. вод. ст.	22,7..17,1
Діаметр робочого колеса	мм	264
ККД насоса	%	76..79
Допустима висота всмоктування	м	7,0..8,5
Число обертів валу електродвигуна типу А02-71-4	об/хв	1450
Потужність електродвигуна	кВт	22
3. Насос підживлювальний типу 2К-6, 2шт.		
Продуктивність	м ³ /год.	10..30
Напір	м. вод. ст.	24,0..34,5
Діаметр робочого колеса	мм	162
ККД насоса	%	50,6..63,5
Допустима висота всмоктування	м	5,7..8,7
Число обертів валу електродвигуна типу 4А 100 S2У3	об/хв	2900
Потужність електродвигуна	кВт	4

4. Побудова п'єзOMETричних графіків по кожному напрямкові для визначення розрахункових перепадів тиску в кожній відмітці теплової мережі.

5. Розрахунки діаметрів дросельних діафрагм для установки їх у фланці вхідних засувки споживачів для розподілу витрати теплоносія відповідно до підключеного навантаження.

Аналіз даних.

На даному етапі енергетичний менеджер проводить розрахунок ключових даних (зокрема питомих споживання енергії на одиницю виробленої продукції) по підприємству в цілому і для окремих особливо енергоємних установок і систем. Ці дані можуть бути використані для порівняльного аналізу з метою вивчення дії заходів з енергозбереження на вищезначені параметри й об'єм виробництва (часто питомих споживання енергії різко зростає при скороченні виробництва). Можна також здійснити порівняльний аналіз даних з аналогічними даними інших підприємств для оцінки загальної ефективності виробництва.

Енергетичний менеджер може користуватися розрахунковими даними як «індикатор» для швидкого реагування у разі раптового зростання рівня споживання енергії. Для цього доцільно розробити математичну модель споживання енергії, що враховує об'єм виробництва та інші важливі параметри. Використовуючи дану модель, можна досить просто провести порівняння розрахункового і дійсного рівня споживання енергії.

Заключним етапом налагоджувальних робіт на котельні є ***регулювання теплових мереж.***

Завдання регулювання полягає в тому, щоб у працюючій тепловій мережі досягти розрахункових (заданих) гідравлічних та теплових режимів і нормального теплопостачання всіх підключених споживачів. Регулювання повинне проводитися в усіх ланках системи: у теплопідготовчій установці джерела тепла, теплових мережах, теплових пунктах і місцевих системах теплоспоживання.

У процесі регулювання системи теплопостачання забезпечують розрахункову циркуляцію води в теплових мережах, розподіл теплоносія між усіма підключеними системами теплоспоживання, а усередині них розподіл теплоносія по теплоспоживаючим приладам у суворій відповідності з розрахунковим тепловим навантаженням, що забезпечує в приміщеннях розрахункову внутрішню температуру за умови відповідності поверхні нагрівання встановлених опалювально-вентиляційних приладів розрахунковим тепловтратам цих приміщень. А якщо ні, то результати регулювання дозволяють дати рекомендації про зміну встановленої поверхні нагрівання.

Систему теплопостачання регулюють після виконання всіх попередньо розроблених заходів щодо налагодження. При цьому повинна бути забезпечена робота автоматики, встановленої в джерелі тепла, на мережі, у насосних станціях і на теплових пунктах для підтримання заданого гідравлічного режиму, нормальної роботи місцевих систем і безаварійної роботи мережі. Заходи щодо налагодження виконують до початку опалювального сезону, оскільки їхнє виконання при функціонуванні системи теплопостачання

пов'язане з необхідністю відключення окремих ділянок мереж, теплових пунктів і може призвести до неприпустимих порушень у теплопостачанні споживачів.

Регулюванню підлягають усі споживачі, підключені до мереж від одного джерела тепла. Якщо який-небудь споживач у даній системі теплопостачання не зазнає налагодження, він повинен бути на тепловому пункті суворо обмежений за витратоміром розрахунковою витратою води за допомогою регулятора витрати або при його відсутності – дросельною діафрагмою, засувкою і т.ін. Регулювання систем теплоспоживання й окремих теплоспоживаючих приладів зводиться до перевірки відповідності фактичних витрат води розрахунковим.

При відсутності контрольно-вимірювальних приладів відповідність фактичної витрати води розрахунковій визначається температурним перепадом води в системі. У цьому випадку під розрахунковою витратою мають на увазі витрату води в системі, що забезпечує витримування заданого температурного графіка.

Малий температурний перепад указує на підвищену витрату води і відповідно завищений діаметр отвору дросельної діафрагми або сопла елеватора, великий – на знижену витрату води й відповідно занижений діаметр отвору дросельної діафрагми або сопла елеватора.

Планування енергозбереження.

Крупні проекти з раціонального використання енергії повинні бути проаналізовані з урахуванням пріоритетності виконання заходів і складений план діяльності на рік. Дуже важливо, щоб заходи щодо енергетичного менеджменту не стали одноразовою кампанією.

Після проведення первинного енергоаудиту і побудови карти споживання енергії повинні бути проконтрольовані основні показники споживання енергії, і на основі їхнього аналізу будуть заплановані першочергові заходи з підвищення енергоефективності. Після впровадження першочергових заходів витрати енергії знову вимірюються, аналізуються, плануються й упроваджуються наступні заходи, і так далі – цей процес досить тривалий.

Задача енергетичного менеджера організувати справу так, щоб вказаний цикл повторювався знову і знову. Тільки в цьому випадку зміна умов роботи підприємства, впровадження нових технологій, запуск у виробництво нових видів продукції не виводитимуть підприємство з енергетично ефективного режиму [7, 14].

4.11. Метод цільового енергетичного моніторингу

Як основу системи енергоменеджменту можна застосувати метод цільового енергетичного моніторингу (ЦЕМ), що позитивно зарекомендував себе у всьому світі

Метод цільового енергетичного моніторингу розроблений і широко застосовується на крупних промислових підприємствах Західної Європи і США як одна з частин загальної структури управління підприємством. За оцінками Британського агентства з енергоефективності впровадження ЦЕМ знижує

поточні витрати на енергоресурси в грошовому виразі на 10-20 % без додаткових витрат на модернізацію технології. Найчастіше впровадження ЦЕМ рекомендується як першочерговий захід в комплексній програмі з підвищення енергоефективності.

Метод ЦЕМ вимагає чіткої організаційної структури, відповідальної за його функціонування.

Ядром такої структури виступає найчастіше відділ енергетичного менеджменту, а периферійними ланками – центри енергетичного обліку.

Загальні принципи побудови ЦЕМ такі. Підприємство розбивається на окремі центри енергетичного обліку (ЦЕО). Приклади окремих центрів обліку наведені нижче:

- крупні енергоспоживачі (печі, котли, технологічні лінії й установки);
- підрозділи підприємства (цехи, відділення, ділянки);
- окремо розташовані будівлі;
- системи (опалювання, вентиляція, кондиціонування; підготовки стислого повітря, освітлення);
- підприємство в цілому.

Розподіл підприємства на окремі ЦЕО може проводитися різними способами, проте від правильності організації цього етапу залежить загальна ефективність роботи ЦЕМ. Дуже велика кількість ЦЕО зробить систему ЦЕМ громіздкою й малооперативною, а надмірне укрупнення ЦЕО призведе до великої похибки в оцінці параметрів енергоспоживання. Кожний з виділених ЦЕО є відособленим споживачем, основною характеристикою якого служить кількість спожитого енергоресурсу даного виду за обліковий період. Ці відомості регулярно збираються з усіх ЦЕО в кінці кожного облікового періоду і поступають у відділ енергоменеджменту.

Проте даних щодо енергоспоживання ще недосить для проведення аналізу енергоефективності. На додаток по кожному ЦЕО збираються дані по чинниках, що впливають на енергоспоживання. Такими чинниками можуть бути:

- 1) об'єм виробленої продукції або послуг у фізичному виразі (для таких ЦЕО, як виробничі лінії, цехи, окремі підприємства);
- 2) вихід вторинного енергоресурсу (для котельних, компресорних, насосних);
- 3) кількість градусо-днів (для систем опалювання, вентиляції, кондиціонування);
- 4) кліматичний параметр для оцінки необхідної кількості тепла для опалювання. Позначається як градусо-доба опалювального періоду (ГДОП)

$$GDOP = (t_v - t_8) z_8, \quad (4.5)$$

де t_v – розрахункова температура внутрішнього повітря, °C;

t_8 – середня температура періоду з середньою добовою температурою повітря нижчою або рівною 8 °C;

z_8 – тривалість (у добах) періоду з середньою добовою температурою

- повітря нижчою або рівною 8 °C;
- 5) параметр зовнішньої освітленості, «люксодині» (для систем освітлення);
- 6) параметр населеності, кількість людино-годин присутності людей в будівлі (для адміністративнопобутових будівель, офісів і т.ін.) [6].

4.12. Проведення оцінки поточного стану енергоменеджменту на підприємстві. Бенчмаркінг

Для оцінки стану менеджменту на підприємстві можна використовувати **бенчмаркінг**.

Бенчмаркінг (*Benchmarking* – встановлення контрольної точки) – це процес пошуку стандартного або еталонного економічно ефективнішого підприємства-конкурента з метою порівняння із власним та переймання його найкращих методів роботи [22].

Бенчмаркінг – безперервний систематичний пошук і впровадження найкращих практик, що приведуть організацію до досконалішої форми. Дієвий інструмент для визначення становища компанії порівняно з іншими, подібними за розмірами та/або сферою діяльності, організаціями.

Бенчмаркінг пов'язаний з постановкою цілей та є одним з компонентів процесу планування. Деякі дослідники поєднують його з **циклом Демінга**, що включає в себе чотири елементи: планууй, здійснюй, перевіряй, дій.

У центрі уваги бенчмаркінгу – запитання: чому інші працюють успішніше, ніж ми? Основний зміст та мета бенчмаркінгу полягає в ідентифікації відмінностей з порівнюваним аналогом (еталоном), визначення причин цих відмінностей та виявлення можливостей щодо вдосконалення об'єктів бенчмаркінгу.

Об'єктами бенчмаркінгу можуть бути: методи, процеси, технології, якісні параметри продукції, показники фінансово-господарської діяльності підприємств (структурних підрозділів). Досліджуючи виробничі процеси, або методи технології виробництва і збуту продукції, головну увагу приділяють пошуку резервів зниження витрат виробництва та підвищенню конкурентоспроможності продукції.

Поняття «бенчмаркінг» вперше з'явилося в 1972 році в Інституті стратегічного планування Кембриджу під час дослідницької діяльності консалтингової групи PIMS. Тоді був сформульований основний принцип бенчмаркінгу: «для того щоб знайти ефективне рішення в сфері конкуренції, необхідно знати найкращий досвід інших підприємств, які досягли успіху в подібних умовах». Першим практичним застосуванням теорії бенчмаркінгу став проект компанії Ксерокс щодо порівняння якості виробленої нею продукції з успішнішими на той час японськими аналогами («Бенчмаркінг конкурентоздатності»).

Практика бенчмаркінгу приносить вагомі результати для покращення якості та збільшення конкурентоспроможності підприємства. Використання цього підходу, разом зі щоденним процесом планування на підприємстві, дає менеджерам можливість ефективніше рухатися на шляху до досягнення цілі –

бути стабільним лідером у певній сфері, а отже, здобути ділову досконалість та ефективність.

Розрізняють такі *види бенчмаркінгу*:

1) внутрішній бенчмаркінг, який зводиться до аналізу та порівняння показників діяльності різних структурних підрозділів одного й того самого підприємства;

2) бенчмаркінг, зорієнтований на конкурентів, – сконцентрований на порівняльному аналізі товарів (робіт, послуг), продуктивності виробничих процесів та інших параметрів досліджуваного підприємства з аналогічними характеристиками підприємств-конкурентів. Вважається, що найкращим аналогом для порівняння є «ринковий лідер». Ідентифікація факторів, які зумовлюють відставання досліджуваного підприємства від лідера, дає можливість розробити рекомендації щодо скорочення відставання;

3) функціональний бенчмаркінг, за яким аналізуються окремі процеси, функції, методи й технології порівняно з іншими підприємствами, що не є конкурентами розглядуваного. Фірми, що застосовують схожі методи, прийоми або технології і не є конкурентами, охоче йдуть на взаємний обмін первинною інформацією та зацікавлені в реалізації спільних проектів, спрямованих на вдосконалення тих чи інших операцій, що порівнюються;

4) бенчмаркінг процесу: вивчення і порівняння характеристик процесів; загальний бенчмаркінг; зіставлення конкретної функції кількох підприємств різних секторів діяльності;

5) стратегічний бенчмаркінг: вивчення успішних стратегій підприємств-партнерів;

6) глобальний бенчмаркінг: вивчення культури й національних особливостей діяльності підприємства.

Розрізняють *три фази бенчмаркінгу*:

1. **Підготовка.** На цій стадії здійснюють вибір об'єкту бенчмаркінгу та порівняльних аналогів; визначають оцінні показники (наприклад, собівартість, затрати часу, частка браку, витрата енергії); збирають необхідну для аналізу інформацію. Порівняльних аналогів при цьому має бути якомога менше, адже зі зростанням їхньої кількості витрати на бенчмаркінг підвищуються, а результати стають дедалі поверховішими.

2. **Аналіз.** У ході аналітичної фази бенчмаркінгу на основі порівняння з підприємством-партнером виявляються недоліки (слабкі місця) в об'єктах бенчмаркінгу та ідентифікуються причини їх виникнення. Критерієм оцінки процесів, функцій, методів або виробничих процесів є показники їхньої продуктивності.

3. **Впровадження.** На цій стадії проводиться робота з реалізації результатів аналізу в практичній діяльності підприємства. Основний акцент тут робиться на розробці стратегії і тактики нейтралізації виявлених у ході бенчмаркінгу слабких місць на підприємстві.

Враховуючи те, що ринок є системою, яка постійно та динамічно розвивається, і з метою забезпечення стабільної конкурентоспроможності суб'єкти господарювання повинні проводити перманентний бенчмаркінг з тим,

щоб на цій основі забезпечити виявлення та впровадження інновацій і раціоналізаторства.

При використанні бенчмаркінгу при оцінці поточного стану управління енергоспоживанням рекомендуються спеціальні бенчмарк-тести (табл. 4.7, 4.8). За їхньою допомогою проводиться аналіз, чи є у підприємства достатній ресурс для швидкого й безболісного впровадження ефективного енергетичного менеджменту.

Необхідно відмітити, що для більшості крупних українських підприємств результати тестів стану енергоменеджменту, як правило, невисокі [14].

Таблиця 4.7

Тест стану енергоменеджменту і його результати

Категорії та характеристики	Бали	Підприємство
Енергетична політика Є постійно діючий план як стратегія розвитку підприємства Формальна програма, що не відноситься до вищого пріоритету Внутрішня програма, розроблена енергетичним менеджером Існують окремі напрямки, не оформлені в програму Немає певної політики	4 3 2 1 0	
Організація Енергоменеджмент має чітку структуру, процедуру і відповідальність Є посада енергоменеджера, відповідального за енергоспоживання Є особа, яка суміщає обов'язки енергоменеджера з іншими Функції енергоменеджера виконуються різними людьми нерегулярно Немає енергетичного менеджменту	4 3 2 1 0	
Інформаційні зв'язки енергоменеджера Налагоджені формальні й неформальні канали спілкування Звітність перед керівництвом і контакт з головними споживачами Контакт зі споживачами тільки через адміністрацію підприємства Тільки формальна звітність Немає обліку енергії	4 3 2 1 0	
Методи аналізу інформації Повна реалізація методу цільового моніторингу Розрахунок питомих норм без показників енергоефективності Тільки облік спожитих енергоресурсів за приладами обліку Тільки облік оплати енергоресурсів за рахунками постачальника Немає обліку енергії	4 3 2 1 0	
Навчання й інформація з енергозбереження Постійно діюча інформаційна програма серед усіх категорій Періодичні курси й інформаційні акції для персоналу Окремі тематичні наради керівного складу Спеціальні курси для групи енергоменеджменту Немає заохочення енергетичної ефективності	4 3 2 1 0	
Інвестиційна політика Заступництво керівництва і «зелена вулиця» енергетичним проектам Енергетичні проекти підтримуються разом з іншими Підтримуються, як правило, короткострокові інвестиції в енергетику Підтримуються тільки низько вартісні проекти Немає інвестицій в енергетичну ефективність	4 3 2 1 0	

Інтегральні показники тесту

Оцінка	Стан	Рекомендації
22-24 відмінно	Енергетичний менеджмент має вищий пріоритет у Вашій компанії. Продовжуйте роботу, пам'ятаючи: самозаспокоєність небезпечна.	Намагайтесь бути в курсі передових досягнень в енергозберігаючих технологіях і управлінні енергоспоживанням. Упроваджуйте їх у свою практику.
19-21 добре	Енергетичний менеджмент цікавить компанію у цілому, однак керівництво відносить управління енергетикою скоріш до технічних питань, ніж до загального менеджменту.	Перегляньте базові аспекти організації, включіть ефективне управління енергоспоживанням у пріоритетні напрямки з контролю затрат. Вдосконалюйте структуру й процедуру енергоменеджменту.
13-18 посередньо	Енергетичний менеджмент має непослідовний характер. Керівництво вважає, що управління енергією – інженерно-технічна задача. Потенціал енергоменеджера використовується слабо.	Основна задача – підняти престиж енергоменеджера, впровадити в практику всі аспекти цільового моніторингу, підвищивши тим самим віддачу від його роботи.
7-12 погано	Є елементи енергетичного менеджменту, які, вочевидь, реалізуються у різних групах, зайнятих, в основному, експлуатацією обладнання. Можливості енергоменеджменту використовуються слабо.	Необхідно виявити основні перешкоди, які заважають розвитку енергоменеджменту, і усунути їх. Потрібні суттєві зусилля щодо інтеграції енергоменеджменту в структуру управління підприємством.
0-6 дуже погано	Енергетичний менеджмент відсутній або знаходиться у зачатковому стані. Підприємство несе втрати від нерационального використання енергії – можливо, 20% і більше від її вартості.	Дії: необхідно планомірно налагоджувати систему управління енергоспоживанням у всіх її аспектах: технічному оснащенні, створенні структури й процедури, навчанні персоналу.

4.13. Принципи розподілу обов'язків і відповідальності за проведення робіт з енергозбереження

Обов'язки й відповідальність повинні бути адекватні можливостям. Так, практично на кожному підприємстві ці обов'язки закріплені за енергослужбою, проте її устаткування тільки розподіляє та іноді перетворює енергію. Фактичні споживачі ресурсів – технологічні підрозділи – мають задачу випуску продукції, і часто – за всяку ціну.

Для кожного підприємства структура системи буде унікальною, проте, загальні рекомендації такі:

- відповідальність за функціонування системи покладається на першого заступника керівника підприємства;
- координує діяльність енергоменеджер;
- з питань енергозбереження йому підкоряються представники від кожного підрозділу;

- відповідальність за реалізацію програми несуть керівники підрозділів;
- для опрацювання й узгодження пропонованих заходів створюється робоча група з числа фахівців служб: енергетичної, технологічної, фінансової, охорони праці і ТБ.

Складається програма енергозбереження – перелік заходів зі вказівкою термінів упровадження, об'єму необхідних засобів, відповідальних осіб і виконавців.

У програму повинні бути включені як енергозберігаючі заходи, так і інші питання створення системи енергоменеджменту: упровадження системи контролю й заохочення досягнень, підвищення мотивації і навчання персоналу, терміни перегляду та коректування програми і положення.

При розробці положення про енергозбереження важливим моментом є організація широкого його обговорення у всіх підрозділах. Це допоможе полегшити його введення, а сама участь в розробці положення є серйозним мотивуючим чинником.

Виходячи з цього, близькість служб енергетичного менеджменту з керівництвом підприємства є основою успішної роботи з проведення енергозберігаючих заходів на підприємстві.

Енергозберігаючі заходи виконуються за такими напрямками :

- енергетичний баланс всього підприємства і його структурних підрозділів-енергоспоживачів;
- енергетичне обстеження;
- моніторинг і планування [4, 5].

Глава 5. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

5.1. Проведення енергоаудиту на підприємстві

5.1.1. Цілі, об'єкти та задачі енергоаудиту

Енергетичний аудит – це технічна інспекція енергогенерації і енергоспоживання підприємства з метою визначення можливості економії енергії і надання допомоги підприємству в здійсненні заходів, які забезпечують економію енергоресурсів на практиці [1].

Цілі енергоаудиту:

- виявлення джерел нераціональних енерговитрат і невиправданих втрат енергії,
- визначення показників енергетичної ефективності,
- визначення потенціалу енергозбереження і підвищення енергетичної ефективності,
- розробка цільової, комплексної програми енергозбереження.

Об'єктами енергоаудиту може бути все нижче перераховані як в комплексі, так і окремо:

- будівлі, споруди;
- системи електро-, тепло-, водо-, газопостачання і споживання;
- енергоспоживаюче (енергогенеруюче) устаткування;
- окремі енергоустановки або технологічні процеси в цілому;
- інші об'єкти системи інфраструктури.

Енергоаудит мають право проводити тільки ті компанії, які є членами саморегульованих організацій в області енергетичних обстежень.

Слід розрізняти аудит енергозбереження і аудит енергоефективності.

Енергозбереження – це реалізація правових, організаційних, наукових, виробничих, технічних і економічних заходів, спрямованих на ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів і залучення в господарський оборот відновлюваних джерел енергії. Тому об'єктом аудиту енергозбереження є в першу чергу система енергетичного менеджменту підприємства, що займається реалізацією відмічених вище заходів. Задачею аудиту енергозбереження є перевірка представлених звітів про рівень енергоспоживання й оснащеності підприємства сучасними методами і технологіями обліку й економії енергоносіїв, а також доказ фактичного енергозберігаючого ефекту, що досягається застосуванням цих технологій.

Енергетична ефективність – це здатність енергогосподарства, енергоустановки в цілому і окремих її елементів виконувати свої функції при мінімальних витратах енергетичних та інших видів ресурсів.

Підвищення енергоефективності – задача, що має принципово техніко-економічний характер.

Об'єктом аудиту енергоефективності є власне енергетичне господарство, його склад, структура, схема організації, функціонування його елементів.

Задачею аудиту енергоефективності є вираження думки про показники економічності роботи енергоустаткування і їхня відповідність проектній і технічній документації, встановленим нормам і правилам, а також сучасному рівню технологічного розвитку.

Бажано, щоб аудит енергозбереження будував свої докази на основі аудиту енергоефективності.

5.1.2. Аудит різних енергосистем

Аудит енергоефективності проводиться у такій послідовності [1, 6]:

1. Енергоаудит системи електропостачання й електроспоживання.

Включає:

Аналіз схем електропостачання.

Аналіз режимів роботи трансформаторних підстанцій і системи регулювання cos ϕ .

Обстеження основного електроспоживаючого устаткування.

Обстеження системи освітлення.

Електробаланс і оцінка втрат в системі електропостачання.

2. Аналіз режимів роботи систем водопостачання і водовідведення.

3. Енергоаудит теплотехнічного устаткування.

Включає:

Аналіз теплових схем.

Аудит котельних.

Обстеження систем опалювання і гарячого водоопостачання.

Аналіз режимів роботи теплоспоживаючого (і теплоутилізаційного) технологічного устаткування.

Тепловий баланс.

4. Обстеження компресорного устаткування, системи розведення і споживання стиснених газів.

5. Аналіз режимів роботи холодильного устаткування.

Основна цінність цієї частини роботи полягає в розробці енергетичних балансів, які дозволяють деталізувати енергетичні потоки по цехах і підрозділах підприємства, а також дати кількісну оцінку енергетичним втратам і вказати ділянки і причини їх виникнення.

Трудомісткість роботи аудитора багато в чому залежить від ступеня деталізації, який обговорюється із замовником на етапі виведення договору.

Іншою проблемою, як правило, є відсутність на підприємстві приладів внутрішнього обліку. Тому аудиторська організація повинна мати необхідний комплект портативного вимірювального устаткування, який дозволить встановити фактичне енергоспоживання різними виробничими ділянками.

Завершальна частина енергоаудиту полягає в розробці рекомендацій з енергозбереження і їхньому техніко-економічному обґрунтуванні.

Ця найскладніша частина роботи, оскільки вона вимагає від аудитора значного досвіду і творчого підходу до проблеми. Дійсно, з одного боку, існує низка відомих типових рішень з підвищення енергетичної ефективності різних

систем. В цьому випадку аудитору потрібно лише зробити техніко-економічну оцінку і здійснити відбір технічних рішень на підставі фінансових критеріїв.

Проте, кожне підприємство унікальне і типові рішення покривають тільки частину проблеми. Тому розробка рекомендацій щодо економії енергії насправді є серйозним науковим дослідженням.

Всі пропоновані заходи розбиваються на три групи за ступенем необхідних капітальних вкладень: беззатратні, середньозатратні та капіталомісткі.

Технічні служби підприємств зазвичай досить компетентні й обізнані для того, щоб мати власну думку щодо проблем модернізації енергогосподарства.

Задачею аудитора є пошук нових рішень або вибір між декількома відомими альтернативами.

На що слід звернути увагу підприємству, замовляючи енергоаудит?

Незважаючи на наявність стандартних методик, енергоаудит можна проводити по-різному.

Перше, що повинне турбувати будь-якого керівника, це чи знає він реальну картину розподілу енергоресурсів усередині заводської території.

Міра достовірності внутрішнього обліку розподілу енергоресурсів визначає трудомісткість і тривалість робіт зі складання балансів, а також програму приладових вимірювань.

Величина втрат енергії може складатися не тільки за рахунок недосконалості енергетичного господарства.

Другою складовою є нераціональне використання енергії технологічним устаткуванням. В той же час багато керівників бажають обмежитися обстеженням енергетичного господарства за межею технологічних ліній.

Такий підхід виправданий тільки в тому випадку, якщо підприємство має високі постійні витрати на опалювання й освітлення, наприклад, в легкій промисловості. У металургії, наприклад, де технологія надзвичайно енерговитратна, рекомендується тільки комплексний підхід.

Енергетична складова вносить відчутний внесок в структуру собівартості готової продукції, але відсутність внутрішньовиробничого обліку енергоносіїв не дозволяє відділити постійні витрати від змінних або рознести витрати за різними видами продукції.

Розрахунок питомої енергоемності кожного виду продукції при великій номенклатурі виробів зазвичай не входить в програму енергоаудиту, проте, за бажанням замовника може бути виконаний.

Не секрет, що більшість українських підприємств сьогодні функціонує в умовах недостатності оборотного засобу. Тому гроші на модернізацію виробництва виділяються в менших обсягах, ніж необхідно.

У цій ситуації енергоаудитор повинен допомогти розставити пріоритети в запланованих заходах для того, щоб вони принесли найвищий економічний ефект.

5.1.3. Етапи проведення енергоаудиту

1. «Енерготехнологічне обстеження».

Виконуються:

- перевірка умов договорів енергопостачання;
- перевірка правильності обліку й планування енергоспоживання;
- перевірка технічного стану і ремонтів устаткування;
- перевірка ефективності експлуатації за завантаженням;
- перевірка ефективності планованих інновацій;
- виявлення втрат і визначення їхніх величини;
- збирання даних для заповнення паспорта;
- визначення пріоритетних напрямів енергозбереження;
- оформлення звіту «Звіт по першому етапу» (напрями і потенціал).

2. Розробка заходів і енергетичного паспорта.

Виконуються:

- обстеження установок і систем за узгодженими напрямами;
- підбір технічних рішень і проектних відомостей щодо них;
- перевірка технічної можливості реалізувати заходи;
- узгодження заходів з фахівцями підприємства;
- техніко-економічне обґрунтування заходів;
- проведення вимірювань;
- перевірка, доповнення та обробка даних для паспорта;
- оформлення паспорта і здача в СРО (саморегульована організація з енергоаудиту) на експертизу і реєстрацію;
- оформлення звітів із заходами і РПЗ паспорта;
- складання звіту із заходами і поясненнями до енергетичного паспорта.

3. Складання Програми енергозбереження.

Включає:

- узгодження критеріїв і пріоритетів формування Програми;
- узгодження концептуальних положень Програми;
- перевірка принципів обмежень з реалізації заходів і узгодженості з планами розвитку виробництва;
- узгодження методик і розрахунки ефективності;
- узгодження форми і складання редакційної версії Програми і її узгодження;
- оформлення і передача проекту Програми енергозбереження замовнику.

5.1.4. Результати енергоаудиту

Результатом енергоаудиту може бути:

- висновок про якість одержуваних енергоресурсів, особливо електроенергії;

- рекомендації щодо впровадження заходів і технологій енергозбереження;
- рекомендації з проведення заходів (зокрема змін в технології), спрямованих на підвищення енергоефективності продукції, що випускається;
- рекомендації зі заміни споживаних енергоресурсів іншими видами ресурсів (наприклад, електроенергії на обігрівання – теплом або гарячою парою).

За підсумками обстеження формується Енергетичний паспорт підприємства за формою, затвердженою наказом Державного комітету України з енергозбереження від 14.11.1997 р. № 101, який діє з 01.01.1998 р.

Енергетичний паспорт будівлі повинен містити такі дані енергетичного обстеження:

- оснащеність засобами обліку енергетичних ресурсів;
- об'єм енергетичних ресурсів, що витрачаються, і його динаміка;
- клас енергетичної ефективності;
- відсоток втрати енергетичних ресурсів;
- потенціал енергозбереження, оцінка можливої економії;
- типовий план енергозбереження і підвищення енергоефективності.

Що буде наступним кроком після проведення енергоаудиту?

По-перше, це реалізація тих заходів, які були рекомендовані фахівцями.

По-друге, енергетичні служби повинні вчитися здійснювати безперервний контроль з розподілу енергоресурсів самостійно.

Енергоаудитори залишають за собою сформовану систему критеріїв, які характеризує положення підприємств на момент аудиту. На цьому ґрунті повинен розвиватися сучасний енергетичний менеджмент – команда фахівців, здатних не тільки вирішувати оперативні задачі, пов'язані зі справністю окремих систем, але й раціонально керувати енергетичним господарством, використовуючи як критерій енергетичну складову собівартість продукції.

Особами, для яких проведення енергетичного обстеження носить обов'язковий характер, є:

- органи державної влади або місцевого самоврядування, наділені правами юридичних осіб;
- організації за участю держави або муніципальної освіти;
- організації, що здійснюють регульовані види діяльності;
- організації, що здійснюють виробництво, транспортування або переробку енергетичних ресурсів і води;
- організації, чиї сукупні річні витрати на споживання енергоресурсів і води перевищують 10 млн грн;
- організації, що здійснюють заходи щодо енергозбереження і підвищення енергетичної ефективності, що фінансуються за рахунок субсидій державного, регіонального або місцевого бюджету.

5.2. Енергозберігаючі заходи щодо підвищення енергоефективності на підприємстві

На підставі аналізу програми й основних проблем енергозбереження на рівні промислових підприємств можна виділити такі напрями вдосконалення виробничої діяльності з метою підвищення енергоефективності:

1) технічні заходи

До технічних методів енергозбереження відносяться всі заходи, пов'язані з установкою додаткового устаткування або пристосувань. Наприклад, з економії теплової енергії, води, електроенергії – установка приладів обліку, заміна ламп, утеплення конструкцій і т.ін.

2) технологічні заходи

Впровадження технологічних заходів, пов'язаних зі зміною технології у виробництві та невиробничій діяльності підприємства, передачі й розподілі електричної та теплової енергії.

3) поліпшення менеджменту

Менеджмент – це область знань і професійної діяльності, направлених на формування і забезпечення досягнення цілей організації шляхом раціонального використання наявних ресурсів.

Упровадження системи енергетичного менеджменту дозволить досягти таких результатів: поліпшення контролю, націленість на постійне поліпшення, підвищення ефективності управління, аналіз, прогноз і планування діяльності, аналіз ризиків, мотивація персоналу і т.ін.

Перерахуємо тепер основні причини, які призведуть до зниження споживання енергії після упровадження заходів з енергозбереження:

- ліквідація прямих втрат (ізолювання труб, усунення витоків, повернення конденсату);
- скорочення надмірного енергоспоживання (управління часом і температурою опалювання, ефективна пересилка енергії);
- скорочення потужності споживання (використання оснащення з меншою потужністю, усунення пересилки енергії у місця, де вона не потрібна);
- підвищення ефективності перетворення (підвищення ККД котла, компресора і т.ін.);
- утилізація тепловикидів (рекуперація тепла, рециркуляція повітря в системах вентиляції й кондиціонування повітря);
- використання економнішого джерела енергії (дешевше паливо, відновлювані джерела енергії) [5, 6].

5.3. Вплив різних систем загального виробничого процесу на ефективність енергозбереження

5.3.1. Аналіз використання енергії кінцевим споживачем

Розглядаючи певний процес або споживача, слід проаналізувати відповіді на такі питання:

- що саме виконує ця установка (процес), для чого тут необхідна енергія (якщо узяти, наприклад насос, то можна відповісти, що електроенергія необхідна для забезпечення протікання рідини в трубопроводі);
- чи необхідне це споживання енергії (чи потрібно подавати рідину саме насосом);
- які можливі заходи зі скорочення енергоспоживання (чи повинний насос постійно працювати з постійною витратою рідини; чи можна управляти насосом з метою зменшення споживання за умови задоволення потреби в рідині; чи не завищена потужність двигуна насосу; чи правильно вибраний насос для вирішення поставлених задач; чи можливе переміщення рідини за рахунок сил гравітації; чи вимикається автоматично двигун насосу, якщо завершується цикл pompування);
- чи існують альтернативні способи виконання задач (взагалі чи потрібно подавати рідину насосом; чи не можна використовувати напірний бак; і чи існують інші способи постачання води).

З часу введення установки в експлуатацію ситуація могла істотним чином змінитися і, можливо, насос зараз не потрібний взагалі, або досить насосу меншої потужності.

Під час аналізу використання енергії кінцевими споживачами слід звернути увагу і на те, чи дійсно необхідними є параметри енергоносія (тиск, температура) і чи оптимальним є час використання енергії як за тривалістю, так і за часом доби.

Як **приклад** розглянемо впровадження заходів заощадження енергії, яка споживається електроприводом повітряного компресора, розглядаючи двигун приводу як кінцевий споживач системи електропостачання.

Енергетичне обстеження знайшло такі недоліки в компресорній станції:

- усмоктувальні повітряні фільтри забруднені, що служить причиною перепаду тиску на них близько 150 мм водяного стовпа (15 гПа) замість нормального перепаду тиску в 40 мм водяного стовпа (4 гПа);
- компресори всмоктують повітря з приміщення компресорної станції; його температура в середньому на 15 °С вища, ніж у зовнішнього повітря.

Рекомендовано підвищити ефективність компресорної станції шляхом удосконалення графіку очищення (заміни) повітряних фільтрів і встановлення нового трубопроводу, що дозволить всмоктувати зовнішнє повітря.

Потрібно визначити середній відсоток енергозбереження від згаданих вище заходів та оцінити інші чинники, які слід враховувати під час упровадження заходів.

Середньорічні умови приймаються такими: тиск на вході – 1000 гПа, зовнішня температура – 15 °С, тиск на виході компресора 7000 гПа.

Отже, відношення тиску в нинішній ситуації:

$$\frac{7000}{1000 - 15} = 7,1066.$$

Абсолютна температура всмоктуваного повітря в нинішній ситуації 15 °С + 15 °С = 30 °С (303 К).

Відношення тиску в поліпшеній ситуації:

$$\frac{7000}{1000 - 4} = 7,0281.$$

Абсолютна температура всмоктуваного повітря в поліпшеній ситуації 15 °С (288 К).

Відсоток енергозбереження

$$100\% - 100\% \frac{7,0281 \cdot 288}{7,1066 \cdot 303} = 6,0\%.$$

Неврахованими залишилися перепад тиску в трубопроводі для організації всмоктування зовнішнього повітря і вартість регулярного очищення (заміни) фільтрів [7].

5.3.2. Ефективність розподільних систем

При аналізі ефективності розподільних систем в першу чергу виконують загальну оцінку діючих систем розподілу електроенергії, пари, гарячої води, охолоджених рідин, стисненого повітря і т.ін. з погляду можливої їх раціоналізації і децентралізації живлення окремих споживачів, скорочення ділянок трубопроводів, усунення резервної системи трубопроводів.

Наступний аналіз передбачає порівняння корисних і паразитних навантажень із з'ясуванням відповідної дійсності потреби в даному вигляді енергії і частинки загального споживання, яке доводиться на паразитні навантаження, наприклад, втрату тиску в трубопроводах.

Електрична потужність двигуна насоса пропорційна кубу числа обертів робочого колеса. Використання регулятора швидкості приводного двигуна може дати значну економію електроенергії за умови задоволення потрібного рівня витрат рідини.

Заслужує уваги рівень тиску пари в паропроводі. Чим вищий тиск системи, тим більше втрати через потоки і (або) в тепловій системі; зростають також втрати закипання в конденсаті, втрати тиску в трубопроводі.

Зупинимося на декількох прикладах аналізу ефективності розподільних систем.

Перший приклад стосується використання пари на підприємстві з виробництва транспортних засобів.

Виробничі процеси з використанням пари наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Використання пари, ГДж

Призначення пари	Літній період		Зимовий період	
Опалювання	-	-	52500	-
Втрати в нагрівнику	-	420	-	4200
Втрати в трубопроводах	-	650	-	16400
Технологічні процеси	200	-	200	-
Гаряча вода	200	-	200	-
Втрати закипання конденсату	-	200	-	11200
Потоки	-	150	-	1250
Всього	400	1420	52900	33050

Упродовж літнього періоду корисне тепло використовується лише на технологічні процеси і на нагрівання води. Фактично в інший період майже 80 % тепла витрачається дарма. Існує багато способів понизити ці втрати влітку і обмежити в зимовий період, а саме:

- децентралізація теплопостачання технологічних процесів;
- децентралізація постачання споживачів гарячою водою;
- ізолювання трубопроводів;
- припинення підведення води до опалювальних приладів у літній час;
- усунення витоків;
- зниження тиску пари;
- поліпшення утилізації конденсату.

У другому прикладі пара, яка застосовується у високотемпературних технологічних процесах з температурою 165 °С, використовується також для живлення середньотемпературного навантаження з температурою 70 °С. Таку температуру одержують шляхом миттєвого пониження тиску з 0,85 МПа до 0,1 МПа. Це є причиною 18 % об'ємних втрат і залишає 55 % тепла в парі, що конденсується.

Можлива пропозиція із заощадження енергії полягає у встановленні перед навантаженням з температурою 70 °С станції пониження тиску і підведення до навантаження пари під тиском 0,2 МПа. Втрати тепер від миттєвого зниження тиску і температури будуть знижені з 8 % (за об'ємом) і в конденсаті залишатиметься лише 31 % тепла.

Інший можливий варіант полягає у використанні пари закипання конденсату високотемпературних процесів для підведення пари під тиском 0,2 МПа. Так можна повністю усунути потреби в надходженні первинної пари до середнетемпературного вантаження. Реалізація цього заходу залежить від відносного значення і тривалості середньо- й високотемпературних навантажень. Таким чином, буде заощаджена теплова енергія, зменшене споживання води і скорочені витрати на підготовку води.

Взагалі, в ситуаціях, подібних до розглянутої, слід з'ясувати, чи потрібні використовувані параметри енергоносія, чи є інші шляхи отримання потрібного

виду енергії, чи оптимальні значення температури і тиск енергоносія, і чи не працює установка з надмірною продуктивністю [10].

5.3.3. Системи регулювання відпуску тепла

Потреба в теплі у споживачів міняється в залежності від метеорологічних умов, кількості споживачів гарячої води в системах побутового гарячого водопостачання, режимів систем кондиціонування повітря і вентиляції для калориферних установок. Для систем опалення, вентиляції і кондиціонування повітря головним фактором, що впливає на витрату тепла, є температура зовнішнього повітря. Витрати тепла, що надходить на покриття навантажень гарячого водопостачання і технологічного споживання, від температури зовнішнього повітря не залежать.

Методика зміни кількості тепла, що подається споживачам відповідно до графіків їхнього теплоспоживання, називається системою регулювання відпуску тепла. Розрізняють центральне, групове і місцеве регулювання відпуску тепла. Центральне регулювання теплового навантаження здійснюється в джерелі тепла – на ТЕЦ або в районній котельні.

Групове й місцеве регулювання здійснюються у споживачів тепла і розглядаються як додаткові до центрального.

Групове регулювання може виконуватися в теплових пунктах промислових підприємств, у групових або індивідуальних вузлах приєднання місцевих систем, а місцеве – у нагрівальних приладах систем теплоспоживання.

За умовами експлуатації центральне регулювання переважніше групового і місцевого. Однак одним центральним регулюванням можна обмежитися тільки при однорідному тепловому навантаженні.

У сучасних системах централізованого теплопостачання до тих самих теплових мереж приєднані системи опалення, системи вентиляції, системи гарячого водопостачання і технологічні теплоприймачі. Зазначені споживачі працюють за різними режимами теплоспоживання, одні працюють цілодобово (опалення), інші – кілька годин на добу (вентиляція), системи гарячого водопостачання експлуатуються, як правило, у денні години.

У зв'язку з зазначеним, центральне регулювання приймається для основного теплового навантаження (наприклад, для опалення і вентиляції), а для регулювання інших видів навантажень використовується групове і місцеве регулювання.

Групове і місцеве регулювання найбільш зручно здійснювати при застосуванні авторегуляторів, групових (на всю місцеву систему споживачів тепла) або індивідуальних, установлених на кожному нагрівальному приладі.

Нагрівальні прилади (третя ланка системи теплопостачання) є найбільш масовим елементом обладнання систем теплопостачання і відрізняються великою розмаїтістю типів. Застосовуються опалювальні радіатори, конвектори, калорифери, водопідігрівачі, технологічні апарати.

Уся кількість тепла, отримана від джерела тепла по теплових мережах, витрачається в нагрівальних приладах для нагрівання повітря в приміщеннях,

повітря у вентиляційних камерах або кондиціонерах, води у водопідігрівачах. Теплове навантаження систем тепlopостачання залежить від режиму тепловіддачі нагрівальних приладів.

Теплова віддача будь-якого нагрівального приладу може бути визначена за загальним рівнянням теплопередачі:

$$Q = kF\Delta t\tau, \text{ кДж}, \quad (5.1)$$

де Q – кількість тепла, віддана нагрівальним приладом за час τ у секундах, кДж;

k – коефіцієнт теплопередачі нагрівального приладу, кВт/(м²·К);

F – поверхня нагрівання приладу, м²;

Δt – середня різниця температур між гріючим теплоносієм і середовищем, що нагрівається, градуси Цельсія або Кельвіна.

Рівняння (5.1) показує, що теплопередачу можна регулювати впливом на кожний з членів правої частини: зміною коефіцієнта теплопередачі нагрівального приладу, включенням різної поверхні нагрівання, зміною середньої різниці температур, часом роботи приладу.

Регулювання відпуску тепла в широких межах впливом на коефіцієнт теплопередачі практично важко здійснити, оскільки коефіцієнт теплопередачі є величиною досить сталою.

Зміна тепловіддачі виключенням або включенням частини поверхні нагрівання можливо тільки в споживачів; у цьому випадку неможливо скористатися перевагами центрального регулювання.

Зміна часу роботи нагрівальних приладів з метою регулювання тепловіддачі може застосовуватися в системах тепlopостачання, але при різnorідному тепловому навантаженні неможливо на цьому принципі побудувати центральне регулювання. Цей метод може бути застосований при місцевому регулюванні.

Найбільші можливості дає регулювання відпуску тепла зміною середньої різниці температур між гріючим теплоносієм і середовищем, що нагрівається.

При теплоносії воді середню температуру в нагрівальному приладі можна регулювати зміною температури теплоносія при вході в нагрівальний прилад, виході з нього або одночасною зміною на вході й виході.

У залежності від методу впливу на середню температуру теплоносія відомі **три системи центрального регулювання** відпуску тепла у водяних системах тепlopостачання:

1) якісне – зміною температури води в подавальному трубопроводі (без регулювання витрати води);

2) кількісне – зміною витрати води при збереженні постійної температури води в подавальному трубопроводі;

3) якісно-кількісне – зміною температури і витрати води в подавальному трубопроводі.

У міських системах централізованого тепlopостачання переважно застосовується центральне якісне регулювання відпуску тепла, що доповнюється на ввіді до споживачів місцевим кількісним регулюванням.

Як було зазначено раніше, при кількісному регулюванні в подавальному трубопроводі температура води залишається постійною, а відпуск тепла регулюється зміною витрати води з теплової мережі. Для регулювання витрати теплоносія в теплових пунктах, що обслуговують споживачів, встановлюються регулятори витрати, що забезпечують постійну витрату води в системі споживача в умовах перемінного тиску в зовнішній тепловій мережі.

Для підтримки постійної температури гарячої води, що виходить з водопідігрівачів, використовується вимірювально-керуючий пристрій ТРБ (біметалічне термореле) у комплекті з виконавче-регулювальним органом РВ.

Паралельно описаному регулюванню витрати теплоносія, що здійснюється в ТП, можливо ще додаткове, більш тонке регулювання витрати в кожному приміщенні – установкою відповідних регуляторів перед радіаторами і калориферами, що обігрівають приміщення.

Таким чином, у будь-якому приміщенні можливо встановити задану температуру незалежно від температури зовнішнього повітря та інших умов. Точність регулювання заданої для приміщень температури забезпечується різного типу терморегуляторами, що встановлюються в опалювальних системах і працюють за принципом регулювання кількості теплоносія, що подається споживачеві.

Регулювання температури приміщень дуже просто, але менш точно, виконується кранами подвійного регулювання і вентилями ручного обслуговування, що встановлюються перед нагрівальними приладами.

Застосування терморегуляторів має велике практичне значення, оскільки вони не тільки підтримують необхідну температуру в приміщеннях, але й заощаджують тепло, не допускаючи перегрівання приміщень.

Тиск у трубопроводі зовнішньої мережі може перевищувати межу міцності радіаторів, калориферів та інших нагрівальних приладів. Тому тиск у кожному тепловому пункті при проектуванні повинен знижуватися до значень, що забезпечують кожній місцевій системі необхідну безпеку для радіаторів і необхідну різницю тисків у подавальному і зворотному трубопроводах.

Якщо втрати тиску в місцевій системі не відрегульовані в тепловому пункті, то буде потрібно їх відрегулювати в кожному окремому стояку й для кожного нагрівального приладу, що дуже складно. Більш правильно здійснювати основне регулювання тиску в тепловому пункті, виконуючи в місцевих системах тільки додаткове дрібне регулювання, необхідне також для усунення неточності в розрахунку й монтажі системи.

Автоматизація теплових мереж і введення споживачів тепла підвищує надійність роботи і спрощує експлуатацію систем теплопостачання. Нормальний тепловий і гідравлічний режими, що підтримуються за рахунок встановлених авторегуляторів, підвищують якість теплопостачання. За рахунок автоматизації можна домогтися істотної економії палива усуненням перегріву приміщень в опалювальних будинках при високих температурах зовнішнього повітря [8, 14].

Глава 6. РОЗГЛЯД ПРИКЛАДІВ, ЩО ДЕМОНСТРУЮТЬ ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРИЙОМІВ ПРИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННІ

Приклад 1. Мінеральна олія в кількості 40000 л/год перекачується по трубопроводу діаметром 108×4 мм у бак, встановлений на висоті 20 м. Довжина горизонтальної ділянки трубопроводу 430 м.

Обчислити необхідну потужність насосу, якщо перекачування проводиться: а) при 15 °С і б) при 50 °С. При цих температурах відносна густина олії складає 0,96 і 0,89, динамічний коефіцієнт в'язкості відповідно 3,43 і 0,187 Па·с.

Чи економічно підігрівати до 50 °С олію перед перекачуванням, якщо 1 кВт·год електроенергії коштує 1 грн, а 1 т гріючої (відкидної) пари ($p_{абс}=1$ ат) 17,8 грн і якщо загальний ККД насосної установки дорівнює 0,5?

Рішення. Швидкість олії:

$$\omega = \frac{40}{0,785 \cdot 0,1^2 \cdot 3600} = 1,415 \text{ м/с.}$$

Критерій Рейнольдса:

$$\text{при } 15 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad Re = \frac{0,1 \cdot 1,415 \cdot 960}{3,43} = 39,6,$$

$$\text{при } 50 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad Re = \frac{0,1 \cdot 1,415 \cdot 890}{0,187} = 673,4.$$

Отже, в обох випадках має місце ламінарний режим.

Втрату тиску на тертя визначаємо за формулою:

$$\Delta p_{тр} = 32 \frac{w \mu L}{d^2},$$

де w – швидкість руху рідини, м/с;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;

L – довжина трубопроводу, м;

d – діаметр трубопроводу, м.

При 15 °С

$$\Delta p_{тр} = \frac{32 \cdot (430 + 20) \cdot 1,415 \cdot 3,43}{0,1^2} = 6988968 \text{ Па, ;}$$

при 50 °С

$$\Delta p_{тр} = 6988968 \frac{0,187}{3,43} = 381031 \text{ Па, або } 3,8 \text{ ат.}$$

Витрата тиску на підйом рідини, Па:

$$\Delta p = \Delta p_{шв.} + \Delta p_{тр.} + \Delta p_{м.о.} + \Delta p_{під.} + \Delta p_{дод.},$$

де $\Delta p_{\text{шв.}}$ – втрата тиску на створення швидкості потоку на виході з мережі (швидкість у просторі усмоктування дорівнює нулю);

$\Delta p_{\text{тр}}$ – втрата тиску на подолання опору тертя;

$\Delta p_{\text{м.о}}$ – втрата тиску на подолання місцевих опорів;

$\Delta p_{\text{під}} = \rho g h_{\text{під}}$ – витрата тиску на підйом рідини;

$\Delta p_{\text{під}} = p_2 - p_1$ – різниця тисків у просторі нагнітання (p_2) і у просторі усмоктування (p_1).

При 15 °С

$$\Delta p_{\text{під}} = 20 \cdot 960 \cdot 9,81 = 188400 \text{ Па, або } 1,92 \text{ ат;}$$

при 50 °С

$$\Delta p_{\text{під}} = 20 \cdot 890 \cdot 9,81 = 174600 \text{ Па, або } 1,78 \text{ ат.}$$

Витрата тиску на створення швидкості:

$$\Delta p_{\text{шв}} = \frac{\rho w^2}{2};$$

$$\Delta p_{\text{шв}} = \frac{960 \cdot 1,415^2}{2} = 961 \text{ Па.}$$

Цією величиною в даному випадку знехтуємо, також, як і втратою тиску на подолання місцевих опорів.

Тоді необхідна потужність:

$$N = \frac{V \Delta p}{1000 \eta} = \frac{V \rho g H_{\text{н}}}{1000 \eta},$$

де V – об'ємна витрата рідини або газу, м³/с;

Δp – підвищення тиску, що створюється насосом потоку, що перекачується, яке дорівнює повному гідравлічному опору мережі, Па;

H – напір, який створюється насосом, м;

η – загальний ККД насосної установки.

При 15 °С

$$N = \frac{40 \cdot (6988968 + 188400)}{3600 \cdot 1000 \cdot 0,5} = 159,5 \text{ кВт,}$$

при 50 °С

$$N = \frac{40 \cdot (381031 + 174600)}{3600 \cdot 1000 \cdot 0,5} = 12,3 \text{ кВт.}$$

В умовах задачі вартість електроенергії на перекачування складе:

При 15 °С:

159,5 кВт·1 грн/кВт·год = 159,5 грн/год.

При 50 °С:

- електроенергії на перекачування:

12,3 кВт·1 грн/кВт·год = 12,3 грн/год;

- витрата тепла на підігрівання олії від 15 до 50°С при питомій теплоємності олії $c = 1,68 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К):

$$Q = \frac{40 \cdot 960 \cdot 1,68 \cdot 10^3 (50 - 15)}{3600} = 625000 \text{ Вт}.$$

Питома теплота конденсації відкидної пари ($p_{\text{абс}} = 1$ ат):

$r = 2260 \cdot 10^3$ Дж/кг.

Витрата пари на підігрівання олії:

$$D = \frac{Q}{r} = \frac{625000}{2260 \cdot 10^3} = 0,276 \text{ кг/с} \approx 1000 \text{ кг/год} \approx 1 \text{ т/год}.$$

Вартість 1 т пари 17,8 грн.

Загальна вартість енергоресурсів при перекачуванні олії при 50°С:

12,3 + 17,8 = 30,1 грн/год.

Отже, попереднє підігрівання олії при даній вартості пари й електроенергії, безумовно, вигідне.

Приклад 2. Визначити економічно найвигідніший діаметр трубопроводу для транспортування 6000 м³/год (при 0°С і 760 мм рт. ст.) метану на відстань 4 км. ККД нагнітача з електродвигуном 0,5. Вартість електроенергії 15,6 к. за 1 кВт·год. Вартість амортизації трубопроводу 12,4 грн на рік на 1 м довжини і 1 м діаметру. Вартість ремонту (експлуатації) трубопроводу 11,8 грн у рік на 1 м довжини і 1 м діаметру.

Рішення. Прийmemo орієнтовно, що коефіцієнт тертя $\lambda = 0,03$ і що втрати на місцеві опори складають 10 % від втрат на тертя.

Зробимо розрахунок для умовної температури 30 °С, приймаючи (з наступною перевіркою), що падіння тиску в трубопроводі невелике і середній тиск приблизно можна вважати рівним атмосферному.

Об'ємна витрата метану:

$$V = \frac{6000 \cdot 303}{3600 \cdot 273} = 1,85 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Тоді

$$w = \frac{V}{0,785d^2} = \frac{1,85}{0,785d^2} = \frac{2,36}{d^2} \text{ м/с}.$$

Нехтуючи витратою тиску на створення швидкості, одержуємо для горизонтального газопроводу при $\Delta p_{\text{дод}} = 0$

$$\Delta p = \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{м.о.}} = 1,1 \Delta p_{\text{тр}}.$$

Тобто,

$$\Delta p = \frac{1,1 \lambda L \omega^2 \rho}{d \cdot 2} = \frac{1,1 \cdot 0,03 \cdot 4000 \cdot 2,36^2 \cdot 0,64}{d \cdot 2d^4} = \frac{235}{d^5} \text{ Па},$$

де густина метану

$$\rho = \frac{16 \cdot 273}{22,4 \cdot 303} = 0,64 \text{ кг/м}^3.$$

Відповідно до прийнятого припущення підрахуємо потужність, що витрачається нагнітачем, при $\Delta p < 0,1$ ат розраховуємо за формулою:

$$N = \frac{V \Delta p}{1000 \eta} = \frac{1,85 \cdot 235}{1000 \cdot 0,5 d^5} = \frac{0,87}{d^5} \text{ кВт}.$$

1 кВт·рік коштує $15,6 \cdot 24 \cdot 330 = 1235,52$ грн, приймаючи 330 робочих днів на рік.

Таким чином, річна вартість електроенергії, у залежності від діаметру трубопроводу, може бути виражена формулою:

$$E = \frac{0,87 \cdot 1235,52}{d^5} = \frac{1074,9}{d^5} \text{ грн/рік}.$$

Подібним же чином виразимо річну вартість амортизації трубопроводу

$$A = 12,4 L d = 12,4 \cdot 4000 d = 49600 d \text{ грн/рік}$$

і ремонту (експлуатації) його:

$$P = 11,8 L d = 47200 d \text{ грн/рік}$$

Сумарна річна вартість як функція діаметру виразиться рівнянням

$$E + A + P = \frac{1074,9}{d^5} + 96800 d.$$

Для відшукування мінімуму беремо першу похідну і прирівнюємо її нулю:

$$\frac{\partial}{\partial d}(E + A + P) = -5 \cdot 1074,9 d^{-6} + 96800 = 0.$$

Друга похідна позитивна. З останнього рівняння знаходимо:

$$d = 0,66 \text{ м}.$$

Це і буде економічно найвигідніший діаметр газопроводу. Перевіримо величину Δp у трубопроводі діаметром 0,66 м:

$$\Delta p = \frac{1074,9}{d^5} = \frac{1074,9}{0,66^5} = 1890 \text{ Па} \quad \text{або} \quad 0,193 \text{ ат},$$

тобто менше 0,1 ат, як і було прийнято вище.

Приклад 3. Показати економічні переваги двоступінчастого стиску перед одноступінчастим. Для цього порівняйте температуру в кінці стиску, теоретичну затрату роботи і величину об'ємного ККД при стиску повітря від тиску (абсолютного) 1 до 9 ат:

а) в одноступінчастому поршневному компресорі;

б) у двохступінчастому компресорі з проміжним охолодженням між ступеннями.

Початкова температура повітря і температура його після холодильника 20°C. Об'єм шкідливого простору складає 8 % від об'єму, який описує поршень.

Рішення. *Одноступінчастий стиск.* Температуру в кінці адіабатного стиску визначаємо за формулою (для повітря $k = 1,4$ – довідник):

$$T_2 = 293 \cdot 9^{\frac{0,4}{1,4}} = 293 \cdot 1,88 = 551 \text{ К} = 287^\circ \text{C}.$$

Теоретичну затрату роботи розраховуємо за формулою:

$$L_{\text{ад}} = \frac{k}{k-1} p_1 v_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] = \frac{k}{k-1} R T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right],$$

де k – показник адіабати, дорівнює відношенню c_p/c_v ;

p_1 і p_2 – початковий і кінцевий тиск газу, Па;

v_1 – питомий об'єм газу при початкових умовах, тобто при тиску p_1 і температурі T_1 , м³/кг;

R – газова стала, дорівнює $\frac{8310}{M}$ Дж/(кг·К);

M – мольна маса газу, кг/кмоль.

Для повітря знаходимо:

$$R = \frac{8310}{29} = 287 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Отже,

$$L_{\text{ад}} = \frac{1,4}{0,4} 287 \cdot 293 (1,88 - 1) = 260000 \text{ Дж/кг}.$$

О'ємний ККД компресора λ_0 , приймаючи, що розширення повітря з шкідливого простору відбувається за адіабатою, знаходимо за рівнянням:

$$\lambda_0 = 1 - \varepsilon_0 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1}{m}} - 1 \right],$$

де ε_0 – відношення об'єму шкідливого (мертвого) простору циліндру до об'єму, який описує поршень;

m – показник політропи розширення стисненого газу, який залишився у шкідливому просторі.

$$\lambda_0 = 1 - 0,08 \left(9^{\frac{1}{1,4}} - 1 \right) = 0,7.$$

б) *Двохступінчастий стиск*. Ступінь стиску в кожній ступені знаходимо за рівнянням:

$$x^n = \frac{p_{\text{кін}}}{p_1},$$

$$x^2 = 9, \text{ звідки } x = 3.$$

Температура в кінці стиску в кожній ступені:

$$T_2 = 293 \cdot 3^{\frac{0,4}{1,4}} = 293 \cdot 1,37 = 402 \text{ К} = 129^\circ \text{С}.$$

Сумарну теоретичну затрату роботи в обох ступенях розраховуємо за формулою:

$$L_{\text{ад}} = np_1 v_1 \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{p_{\text{кін}}}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{kn}} - 1 \right] = nRT_1 \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{p_{\text{кін}}}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{kn}} - 1 \right];$$

$$L_{\text{ад}} = 2 \cdot 287 \cdot 293 \frac{1,4}{0,4} \left(1,88^{\frac{1}{2}} - 1 \right) = 218000 \text{ Дж/кг}$$

де $1,88 = \left(\frac{p_{\text{кін}}}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}.$

Об'ємний ККД:

$$\lambda_0 = 1 - 0,08 \left(3^{\frac{1}{1,4}} - 1 \right) = 0,905.$$

Порівняємо отримані результати для одноступінчастого і двохступінчастого стиску:

Число ступенів стиску	1	2
Температура в кінці стиску $T_2, ^\circ \text{С}$	278	129
Теоретична затрату роботи $L_{\text{ад}}, \text{Дж/кг}$	260000	218000
Об'ємний ККД λ_0	0,7	0,905

Наведене порівняння ясно показує переваги двохступінчастого стиску. Чим більше відношення $p_{\text{кін}}/p_1$, тим сильніше проявляються переваги багатоступінчастого стиску.

Приклад 4. Вибрати найбільш економічно доцільний тип фільтрувального апарату і визначити необхідну кількість апаратів на підставі таких даних:

1) початкова концентрація твердої фази в суспензії 4,7%, відносна густина суспензії 1,1;

2) добове завдання 9 т вологого осаду;

3) осад повинний мати найменшу вологість, оскільки надалі йде на сушіння;

4) осадок аморфний, що погано фільтрується.

Попередні досліді фільтрування суспензії на лабораторному відсмоктувальному фільтрі і на центрифугі дали результати, наведені в табл. 6.1.

Барабан центрифуги мав $D = 400$ мм, $H = 250$ мм, $n = 800$ об/хв.

Таблиця 6.1

Результати попередніх дослідів зі зневоднення осаду

Характеристика	Фільтр	Центрифуга
Площа фільтрування, м ²	1	0,3
Товщина прошарку осаду, мм	60	30
Тривалість:		
фільтрування	1 год	45 хв
промивання	2 год	33 хв
загальна	3 год	1,3 год
Профільтровано суспензії, дм ³	170	108
Залишкова вологість осаду, %	85	78
Тиск, мм рт. ст	400	-

Рішення.

1. Визначення тиску фільтрування.

Фільтр

$$\Delta p = \frac{400}{760} = 0,525 \text{ ат} = 5,15 \cdot 10^4 \text{ Па}.$$

Центрифуга

При коефіцієнті заповнення барабану центрифуги під час її роботи $\varphi = 0,5$ маємо об'єм суспензії (робочий об'єм барабану):

$$V_c = 0,785 D^2 H \varphi = 0,785 \cdot 0,4^2 \cdot 0,25 \cdot 0,5 = 0,0157 \text{ м}^3.$$

Тиск фільтрування при центрифугуванні визначаємо за формулою:

$$\Delta p = \frac{\pi^2 MRn^2}{900F} = \frac{0,011MRn^2}{F} = \frac{0,011 \cdot 0,0157 \cdot 1100 \cdot 0,2 \cdot 800^2}{0,3} =$$

$$= 8,1 \cdot 10^4 \text{ Па або } 0,83 \text{ ат.}$$

Отже, тиск при центрифугуванні у півтора рази більший, ніж при фільтруванні на відсмоктувальному фільтрі.

2. Визначення питомої продуктивності.

Відсмоктувальний фільтр

Профільтровано 170 дм³ суспензії з початковою концентрацією 4,7 %, тобто зібрано осаду в розрахунку на суху речовину:

$$G = 0,170 \cdot 1100 \cdot 0,047 = 8,8 \text{ кг.}$$

Тривалість всієї операції 3 год (без урахування часу на розвантаження), отже, питома продуктивність:

$$\frac{G}{F\tau} = \frac{8,8}{3 \cdot 1} = 2,94 \text{ кг сухого осаду}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}).$$

У розрахунку на вологий осад (при вологості 85%):

$$\frac{2,94}{0,15} = 19,5 \text{ кг вологого осаду}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}).$$

Центрифуга

Профільтровано 108 дм³ суспензії, отже, отримано осаду в розрахунку на суху речовину:

$$G = 0,108 \cdot 1100 \cdot 0,047 = 5,54 \text{ кг.}$$

Відповідно, питома продуктивність:

$$\frac{G}{F\tau} = \frac{5,54}{0,3 \cdot 1,3} = 14,3 \text{ кг сухого осаду}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}).$$

У розрахунку на вологий осад (при вологості 78%)

$$\frac{14,3}{0,22} = 65 \text{ кг вологого осаду}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}).$$

3. Зіставимо, наскільки більше треба видалити води при сушінні вологого осаду після відсмоктувального фільтра в порівнянні з осадом, віджатим на центрифугі.

Вологість осаду на відсмоктувальному фільтрі 85 %, а на центрифугі 78 %, отже, центрифуга видаляє води більше, ніж відсмоктувальний фільтр, на 2120 кг:

$$\frac{1000}{0,15} - \frac{1000}{0,22} = 2120 \frac{\text{кг води}}{\text{т сухого осаду}}.$$

Зіставляючи дослідні й розрахункові дані з фільтрування осаду, можна **констатувати таке**.

Центрифуга, працюючи із тиском фільтрування в $\frac{0,83}{0,525} = 1,6$ рази більшим і при товщині шару осаду в 2 рази меншій, ніж у випадку відсмоктувального фільтру, дає продуктивність у $\frac{14,3}{2,94} \approx 5$ разів більшу, ніж відсмоктувальний фільтр (в розрахунку на сухий осад; у перерахунку на вологий осад продуктивність центрифуги більша в $\frac{65}{19,5} = 3,3$ рази).

Центрифуга, у порівнянні з відсмоктувальний фільтром, дає меншу залишкову вологість і тим самим полегшує роботу сушарки, звільняючи її від випару 2,12 т води (в розрахунку на 1 т сухого осаду).

При добовій продуктивності 9 т осаду з вологістю 78% і питомій витраті пари на сушіння, що дорівнює 1,5 кг/кг випареної води, економія пари за добу складе:

$$D_n = 9 \cdot 0,22 \cdot 2,12 \cdot 1,5 = 6,3 \text{ т.}$$

Велика питома продуктивність центрифуги, менша залишкова вологість осаду і, отже, істотна економія пари при сушінні осаду змушують у даному випадку віддати перевагу центрифугі, незважаючи на її більш високу вартість.

4. Визначимо орієнтовно кількість промислових центрифуг, необхідних для виконання добового завдання (9 т вологого осаду).

При такому порівняно великому завданні доцільно зупинитися на центрифугі напівперіодичної дії з механічним вивантаженням осаду й автоматичним керуванням. За каталогом вибираємо горизонтальну центрифугу з такою характеристикою: $D = 1600$ мм, $H = 700$ мм, $n = 500$ об/хв, корисний об'єм 500 дм³.

Поверхня фільтрування цієї центрифуги: $F = 3,14 \cdot 1,6 \cdot 0,7 = 3,5$ м².

Тиск фільтрування при центрифугуванні, що розвивається, розраховуємо за формулою:

$$\Delta p_{\text{ц}} = \frac{C}{F},$$

де C - відцентрова сила: $C = \frac{Mu^2}{R} = M\omega^2 R \approx 40Mn^2 R \approx 20Mn^2 D$;

$F = \pi DH$ – середня поверхня фільтрування, м²;

D – внутрішній діаметр барабану центрифуги, м;

H – висота барабану (у центрифугах періодичної дії) або довжина зони фільтрування (у центрифугах безперервної дії), м;

$$\Delta p = \frac{0,011 \cdot 0,5 \cdot 1100 \cdot 0,8 \cdot 500^2}{3,5} = 34,6 \cdot 10^4 \text{ Па або } 3,5 \text{ ат.}$$

Таким чином, промислова центрифуга розвиває тиск фільтрування у $\frac{3,5}{0,83} = 4$ рази більший, ніж дослідна центрифуга.

Орієнтовно продуктивність фільтрів пропорційна $\sqrt{\Delta p}$, отже, очікується збільшення питомої продуктивності центрифуги майже в 2 рази, тобто до $65 \cdot 2 = 130$ кг вологого осаду/(м²·год.).

Оскільки фільтрування і промивання осаду займають близько 75 % загального часу роботи центрифуги напівбезперервної дії, то середня годинна продуктивність її дорівнює $130 \cdot 0,75 = 97$ кг/(м²·год.).

Отже, добова продуктивність однієї центрифуги, приймаючи для неї 20 робочих годин на добу, складе $97 \cdot 3,5 \cdot 20 = 6800$ кг вологого осаду.

Для забезпечення всієї заданої добової продуктивності необхідно встановити $\frac{9000}{6800} = 1,32$, тобто дві центрифуги, а з резервом – три.

Приклад 5. Порівняти теоретичну витрату енергії і зробити висновок щодо економічної переваги для двох випадків: а) при відкачуванні вторинної пари вакуум-насосом з випарного апарату, що працює під вакуумом 0,7 ат, і б) при конденсації вторинної пари в конденсаторі та відкачуванні насосом конденсату. Продуктивність випарного апарату 1000 кг/год випареної води.

Рішення. а) Прийmemo, що стиск вторинної пари у вакуум-наосі адіабатичний. У цьому випадку робота, що витрачається, визначиться за рівнянням:

$$L = h_2 - h_1 = 2840 \cdot 10^3 - 2620 \cdot 10^3 = 220 \cdot 10^3 \text{ Дж/кг.}$$

Ентальпії знаходимо за діаграмою $S-h$ для водяної пари (довідник).

Необхідна теоретична потужність (без урахування ККД вакуум-насосу):

$$N_{\text{т}} = \frac{220 \cdot 10^3 \cdot 1000}{3600} = 62,7 \cdot 10^3 \text{ Вт} = 62,7 \text{ кВт.}$$

б) При відкачуванні насосом рідини (конденсату) необхідну теоретичну потужність насоса (без обліку його к. к. д.) визначимо за рівнянням:

$$N_{\text{т}} = \frac{V \Delta p}{1000} = \frac{1000 \cdot 68,7 \cdot 10^3}{3600 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 0,019 \text{ кВт,}$$

де

$$V = \frac{1000}{3600 \cdot 1000} = \frac{1}{3600} \text{ м}^3/\text{с,}$$

$$\Delta p = 0,7 \text{ ат} = 68,7 \cdot 10^3 \text{ Па.}$$

З даного прикладу видно, що відсмоктувати вторинну пару вакуум-насосом недоцільно, оскільки це вимагає великої витрати енергії (у $62,7/0,019=3300$ разів більшої, ніж при відсмоктуванні конденсату). Тому вторинну пару ніколи не відсмоктують, а завжди конденсують.

КОНТРОЛЬНІ ЗАДАЧІ

1. По горизонтальному трубопроводу перекачується рідина. У скільки разів зросте витрата енергії на перекачування, якщо через трубу буде проходити подвоєна кількість рідини? Коефіцієнт тертя вважати постійним, $\Delta p_{\text{дод}} = 0$.

2. По горизонтальному паропроводу діаметром $51 \times 2,5$ мм, довжиною 50 м проходить насичена пара під тиском $p_{\text{абс}} = 4$ ат. Температура повітря у цеху 15°C . На скільки відсотків зменшиться втрата тепла, якщо паропровід, що розглядається в попередні задачі, вкрити теплоізоляційним шаром товщиною 40 мм з коефіцієнтом теплопровідності $0,093 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$.

3. За умови прикладу 2 виконайте розрахунки для таких випадків:

Матеріальний потік	Відстань, на яку транспортується, км	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	ККД насоса з електро-двигуном	Вартість, грн/(рік·м довжини×м діаметру)	
				експлуатації	амортизації
Вода, $t=20^\circ\text{C}$	1	1	0,6	30,2	35,4
Вода, $t=45^\circ\text{C}$	1	1	0,6	30,2	35,4
Пара, $p=2$ ат	0,4	1	0,6	30,2	35,4
Пара, $p=3$ ат	0,4	1	0,6	30,2	35,4

4. На скільки відсотків зменшиться втрата тепла, якщо паропровід діаметром $51 \times 2,5$ мм, довжиною 50 м, по якому проходить насичена пара під тиском $p_{\text{абс}} = 4$ ат, вкрити теплоізоляційним шаром товщиною 40 мм з коефіцієнтом теплопровідності $0,093 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$.

5. Повітря атмосферного тиску нагрівається в трубчастому паровому підігрівачі, виконаному з труб діаметром 26×3 мм. Середня температура повітря 60°C . В якому випадку ефективність роботи апарату буде більшою (висновки зробити на основі розрахунку коефіцієнтів теплопередачі): 1) коли повітря проходить по трубах ($L/d > 50$), гріюча пара конденсується в міжтрубному просторі; 2) коли повітря проходить по міжтрубному простору, постаченому поперечними перегородками, пара конденсується в трубах. В обох випадках прийняти: швидкість повітря 10 м/с , $\alpha_{\text{гр. пари}} = 11000 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{K)}$. Розташування труб шахове.

6. Проведіть тестування стану енергоменеджменту для обраного підприємства м. Херсона і визначте інтегральні показники тесту. Скористатися табл. 4.7, 4.8.

7. Проведіть енергетичний моніторинг для обраного підприємства м. Херсона. Визначте, яким чином можна підвищити його енергоефективність.

ЛІТЕРАТУРА

1. Димо Б.В., Нагорний М.О., Пилипчук В.І., Різун І.Р. Енергетичний аудит електротехнічних систем та обладнання: Навчальний посібник – Миколаїв: Вид-во Південно-слов'янського інституту КСУ, 2009. – 168 с.
2. Дубровська Г.М., Ткаченко А.П. Системи сучасних технологій / За ред. к.т.н., доцента, члена-кореспондента Академії будівництва України А.П.Ткаченка. – К.: Центр навчальної літератури, 2004. – 352 с.
3. Введення в енергетичний менеджмент: підручник / А.В.Праховник, Є.М.Іншеков, Є.А.Штогрин. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 272 с.
4. Енергетичний менеджмент / Ю.В.Дзядикевич, М.В.Буряк, Р.І. Розум – Тернопіль: Економічна думка, 2010. – 295 с.
5. Енергетичний менеджмент: Навчальний посібник/ Праховник А.В., Розен В.П., Разумовський О.В., та інші. – К.: Київ: Нот. Ф-ка, 1999. – 184 с.: іл. – (Енергозбереження; Кн.3).
6. Енергетичний менеджмент. Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту/Укладач А.А.Маліновський. – Львів: Регіональний центр з перепідготовки та підвищення кваліфікації кадрів у сфері енергозбереження та енергоменеджменту Національного університету «Львівська політехніка», 2001. – 100 с. (Бібліотека енергоменеджера. Випуск 2).
7. Енергозабезпечення та енергетичний менеджмент: Навчальний посібник / Бакалін Ю.І. – 3-є вид. перероб та доп. – Харків: БУРУН і К, 2006. – 320 с.
8. Закладний А.Н., Праховник А.В., Соловей О.І. Енергозбереження засобами промислового електроприводу. Навчальний посібник. – К.: Кондор, 2005. – 408 с.
9. Курочкин А.С. Организация производства. Учеб. пособие. – К.: МАУП, 2001. – 216 с.
10. Менеджмент в енергетиці [Електронний ресурс]: Методичні рекомендації до вивчення дисциплін, проведення практичних занять та виконання контрольної роботи для студентів спеціальностей 7.05060101 «Теплоенергетика», 7.05060403 «Холодильні машини і установки», 7.05060105 «Енергетичний менеджмент» денної та заочної форм навчання / уклад. О.О. Кутас. – К.: НУХТ, 2014. – 29 с.
11. Петрович Й.М., Захарчин Г.М., Буняк С.О. Організація виробництва. Практикум. – Київ. Центр навчальної літератури, 2005. – 336 с.
12. Роль і місце української енергетики у світових енергетичних процесах. – Видання центру Разумкова. – 2018. – 90 с.
13. Сніжко С.В., Великих К.О. /За ред. Сніжко С.В./. Менеджмент у паливно-енергетичному комплексі: Навч. посібник / Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2009. – 344 с., укр. мов.
14. Энергетическое планирование и финансы в сфере энергосбережения. Методические указания к практическим занятиям для студентов специальности «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент». – Минск: БНТУ, 2015. – 25 с.

Електронні ресурси

15. <http://kursak.net/sistema-energeticheskogo-menedzhmenta-na-predpriyatii/>
16. <http://old.niss.gov.ua/Table/don/index.htm>
17. http://old.razumkov.org.ua/upload/2016_ENERGY.pdf
18. http://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf
19. <http://rudocs.exdat.com/docs/index-440568.html?page=6>
20. <https://uk.wikipedia.org/wiki>
21. <https://uk.wikipedia.org/wiki>
22. <https://uk.wikipedia.org/wiki/%>
23. <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2118-19>

ЗМІСТ

ВСТУП. Енергетичний менеджмент у системі управління підприємством.....	3
Глава 1. СУТНІСТЬ, РОЛЬ І МІСЦЕ ЕНЕРГЕТИКИ В ГОСПОДАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ.....	3
1.1. Стан і проблеми розвитку енергетики у світі й в Україні.....	3
1.2. Шляхи рішення проблем енергозабезпечення України.....	6
1.3. Енергетична стратегія України.....	8
1.4. Стратегічні орієнтири у сфері енергозбереження.....	10
Глава 2. СУТНІСТЬ, РОЛЬ І МІСЦЕ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ В ГОСПОДАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ.....	13
2.1. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) та його складові.....	13
2.2. Структура паливно-енергетичного балансу.....	13
2.3. Галузі паливно-енергетичного комплексу.....	14
2.3.1. Вугільна промисловість України; сучасний стан, основні проблеми та перспективи розвитку.....	14
2.3.2. Нафтова і нафтопереробна промисловість України: сучасний стан, основні проблеми та перспективи розвитку.....	18
2.3.3. Газова промисловість України: сучасний стан, основні проблеми і перспективи розвитку.....	22
2.3.4. Заміщення природного газу біоенергетичними ресурсами.....	28
2.3.5. Енергетика як галузь промисловості.....	28
2.3.5.1. Роль енергетики в народногосподарському комплексі України та особливості її розміщення.....	28
2.3.5.2. Напрями розвитку електроенергетики України.....	30
2.3.6. Використання вторинних енергоресурсів (ВЕР).....	34
2.3.7. Використання нетрадиційних джерел тепла.....	35
Глава 3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БІЗНЕС.....	36
3.1. Сфера енергетичного бізнесу та його види.....	36
3.2. Приватизація енергетичних об'єктів і проблема монополій в енергетичному секторі.....	36
3.3. Соціальна відповідальність та суспільні функції підприємств енергетичного бізнесу.....	38
Глава 4. СУТНІСТЬ І ЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ДЛЯ РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ.....	40
4.1. Сутність, цілі, задачі енергетичного менеджменту на підприємстві.....	40
4.1. Організація енергетичного обслуговування виробництва.....	40
4.1.1. Склад, значення і задачі енергогосподарства.....	40
4.1.2. Сутність, цілі, задачі енергетичного менеджменту на підприємстві.....	41
4.2. Система енергетичного менеджменту ISO 50001.....	42

4.3. Енергетичний менеджер на підприємстві: функції і задачі.....	43
4.4. Об'єкти, основні функції і організація системи енергоменеджменту на виробництві.....	44
4.5. Організація й управління енергогосподарством підприємства.....	47
4.6. Планування енергоспоживання.....	49
4.7. Енергетичні баланси.....	50
4.8. Організація ремонту енергоустаткування.....	54
4.9. Вдосконалення організації енергетичного обслуговування підприємства.....	55
4.10. Проведення робіт при впровадженні енергетичного менеджменту на виробництві.....	57
4.11. Метод цільового енергетичного моніторингу.....	60
4.12. Проведення оцінки поточного стану енергоменеджменту на підприємстві. Бенчмаркінг.....	62
4.13. Принципи розподілу обов'язків і відповідальності за проведення робіт з енергозбереження.....	65
Глава 5. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ.....	67
5.1. Проведення енергоаудиту на підприємстві.....	67
5.1.1. Цілі, об'єкти та задачі енергоаудиту.....	67
5.1.2. Аудит різних енергосистем.....	68
5.1.3. Етапи проведення енергоаудиту.....	70
5.1.4. Результати енергоаудиту.....	70
5.2. Енергозберігаючі заходи щодо підвищення енергоефективності на підприємстві.....	72
5.3. Вплив різних систем загального виробничого процесу на ефективність енергозбереження.....	73
5.3.1. Аналіз використання енергії кінцевим споживачем.....	73
5.3.2. Ефективність розподільних систем.....	74
5.3.3. Системи регулювання відпуску тепла.....	76
Глава 6. РОЗГЛЯД ПРИКЛАДІВ, ЩО ДЕМОНСТРУЮТЬ ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРИЙОМІВ ПРИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННІ.....	79
Контрольні задачі.....	89
ЛІТЕРАТУРА.....	90

К.В.Луняка, Б.В.Димо, А.О.Джуринська

**НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК
з дисципліни**

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Підписано до друку 17.04.19
Замовлення № 671. Формат 60х84/16
Наклад 100 екз. Ум. друк. арк.. 4,32

Видавництво ХНТУ, 73008, м. Херсон,
Бориславське шосе, 24
Редакційно-видавничий відділ
Тел.: (0552)32-69-93