

**Федишин Б.П.**

**Економіка енергетики**

Навчальний посібник

Тернопіль, 2003

УДК 338.45  
ББК 33.620.9  
Ф – 32

Федишин Б.П. Економіка енергетики. Навчальний посібник для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. – Тернопіль, 2003 – 182 с.

У навчальному посібнику розглядаються економічні, правові, та організаційні основи енергетики України. Зроблено нові підходи щодо місця і ролі фондів в енергетиці, розрахунку їх ефективного використання, обґрунтовано шляхи залучення інвестицій, методи визначення продуктивності праці в специфічних умовах енергетики. Значна увага приділена затратам енергетичного виробництва, розглядаються методики розрахунків калькуляції виробництва енергії на теплових електроцентралях, атомних, гідравлічних і газотурбінних електростанціях. Сформовано порядок ціноутворення та тарифної політики в енергетиці. Розглянуто баланс паливно-енергетичних ресурсів, природу енергетичних криз. В посібнику викладено сучасні методи організації наукових досліджень інноваційної діяльності, розрахунки їх економічної ефективності, наводяться приклади розв'язку типових задач.

При викладенні цих питань було враховано досвід роботи енергетики в умовах реструктуризації, переходу на ринкові взаємовідносини.

Посібник рекомендується для студентів технічних вузів, які вивчають економіку енергетики. Він може бути використаний спеціалістами енергетичної галузі, які працюють в області економіки.

#### *Рецензенти*

Андрушків Б.М., д. е. н., професор, заслужений діяч науки і техніки України, президент

Тернопільського інституту соціальних та інформаційних технологій

Гринчуцький В. І., д. е. н., професор, завідувач кафедри економіки підприємств і корпорацій

Тернопільської академії народного господарства

*Схвалено Вченою радою Тернопільського державного технічного університету ім. Івана Пулюя.*

© Федишин Б.П.

Тернопіль, 2003

# Зміст

Вступ.....	9
<b>Розділ 1. Розвиток енергетики та економіки</b>	
1.1. Задачі та розвиток економіки енергетики .....	11
1.1.1. Мета і задачі економіки енергетики .....	11
1.1.2. Взаєморозвиток енергетики і економіки .....	12
1.1.3. Структура енергетичної галузі України .....	14
Питання для самопідготовки .....	18
1.2. Оптовий ринок електроенергії.....	19
1.2.1. Задачі і принципи ринку .....	19
1.2.2. Управління і регулювання .....	19
1.2.3. Ліцензії.....	21
1.2.4. Взаємодія між членам оптового ринку електроенергії.....	25
Приклади.....	26
Питання для самопідготовки .....	27
<b>Розділ 2. Фонди та капітальне будівництво в енергетиці</b>	
2.1. Основні фонди в енергетиці.....	28
2.1.1. Економічна сутність основних фондів .....	28
2.1.2. Класифікація, структура і методи оцінки основних фондів.....	29
2.1.3. Шляхи покращення використання основних фондів .....	32
2.1.4. Фізичний і моральний знос. Амортизація, модернізація і ремонт основних фондів.....	34
Приклади.....	27
Питання для самопідготовки .....	38
2.2. Обігові фонди та фонди обігу .....	40
2.2.1. Склад обігових фондів та їх особливості в енергетиці.....	40
2.2.2. Фонди обігу, їх структура .....	41

2.2.3.Виробничі запаси .....	42
2.2.4.Показники ефективності використання виробничих фондів в енергетиці .....	43
Приклади.....	45
Питання для самопідготовки .....	45
2.3.Проектування та капітальне будівництво.....	47
2.3.1.Організація і стадії проектування .....	47
2.3.2.Планування та джерела фінансування.....	48
2.3.3.Калькуляційна вартість будівництва .....	49
2.3.4.Методика визначення капіталовкладень в енергетичне будівництво.	50
Приклади.....	51
Питання для самопідготовки .....	52

### **Розділ 3.Інвестиції та кадри**

3.1.Інвестиційна політика в енергетиці.....	53
3.1.1.Державна інвестиційна політика.....	53
3.1.2.Джерела інвестицій.....	55
3.1.3.Прискорена амортизація і прибуток .....	56
Приклади.....	58
Питання для самопідготовки .....	59
3.2.Кадри та особливості праці в енергетиці.....	60
3.2.1.Особливості організації праці в енергетиці .....	60
3.2.2.Кадровий потенціал енергопідприємств .....	61
3.2.3.Методи визначення продуктивності праці в енергетиці. Шляхи підвищення продуктивності праці .....	63
Приклади.....	64
Питання для самопідготовки .....	68

## **Розділ 4. Затрати енергетичного виробництва**

4.1. Собівартість енергії.....	69
4.1.1. Структура собівартості енергії .....	69
4.1.2. Формування собівартості енергії .....	70
4.1.3. Класифікація і структура затрат енергетичного виробництва.....	72
Приклади.....	75
Питання для самопідготовки .....	77
4.2. Економічний зміст і методики розрахунків калькуляції собівартості виробництва енергії на електростанціях різних типів .....	78
4.2.1. Визначення поняття “калькуляція” та її економічний зміст .....	78
4.2.2. Види калькуляцій.....	79
4.2.3. Методика розрахунку калькуляції виробництва енергії на теплових електростанціях, атомних, гідравлічних і газотурбінних електростанціях.....	80
Приклади.....	88
Питання для самопідготовки .....	89
4.3. Собівартість передачі енергії.....	92
4.3.1. Біжучі витрати по передачі енергії .....	92
4.3.2. Повна собівартість електроенергії, корисно доведеної до споживача .....	96
4.3.3. Шляхи зниження собівартості енергії .....	97
Приклади.....	99
Питання для самопідготовки .....	100

## **Розділ 5. Ціноутворення в енергетиці**

5.1. Політика оподаткування та податкове регулювання в паливно-енергетичному комплексі .....	101
5.1.1. Основні принципи оподаткування.....	101

5.1.2.Законодавча база по оподаткуванню в енергетиці.....	103
5.1.3.Податки, пільги, збори для підприємств з іноземними інвестиціями .....	104
Питання для самопідготовки .....	107
5.2.Основи теорії ціноутворення в енергетиці .....	108
5.2.1.Політика ціноутворення в паливно-енергетичному комплексі .....	108
5.2.2.Загальні принципи побудови тарифів .....	110
5.2.3.Перспективні тенденції ціноутворення в енергетиці.....	113
Питання для самопідготовки .....	114
5.3.Формування роздрібного тарифу на електроенергію в умовах енергоринку .....	116
5.3.1.Розрахунок середньої закупівельної ціни .....	116
5.3.2.Розрахунок роздрібноі ринкової ціни.....	116
5.3.3.Розрахунок роздрібного тарифу .....	117
Приклади.....	118
Питання для самопідготовки .....	119
5.4.Формування роздрібноі ціни локальної енергетичної компанії.....	120
5.4.1.Оператор місцевих (локальних) електромереж (ОМЛЕМ).....	120
5.4.2.Параметри ліцензії ОМЛЕМ.....	121
5.4.3.Місцевий постачальник електроенергії.....	123
5.4.4.Вартість електроенергії .....	126
Приклади.....	129
Питання для самопідготовки .....	131

## **Розділ 6. Баланс паливно-енергетичних ресурсів та природа енергетичних криз**

6.1.Баланс паливно-енергетичних ресурсів. Енергозбереження.....	132
6.1.1.Загальна характеристика і класифікація балансів .....	132

6.1.2.Баланс паливно-енергетичних ресурсів України .....	133
6.1.3.Методика розрахунку електричного балансу району .....	136
6.1.4.Енергозбереження як напрям державної політики .....	138
Приклади.....	139
Питання для самопідготовки .....	142
6.2.Природа енергетичних криз .....	143
6.2.1.Формування цін на енергоносії в умовах нестабільної світової економіки .....	143
6.2.2.Еластичність попиту і пропозиції на основі досвіду енергетичних криз .....	147
6.2.3.Шляхи виходу України з енергетичних криз.....	149
Приклади.....	151
Питання для самопідготовки .....	153

**Розділ 7. Наукові дослідження, інноваційна діяльність в енергетиці та обґрунтування розміщення енергетичних об'єктів.**

7.1.Організація наукових досліджень .....	154
7.1.1.Класифікація науково-дослідних робіт .....	154
7.1.2.Етапи наукового дослідження .....	156
7.1.3.Науково-технічна інформація та її використання .....	159
Питання для самопідготовки .....	161
7.2.Економічна ефективність наукових досліджень.....	162
7.2.1.Ефективність фундаментальних та прикладних наукових досліджень .....	162
7.2.2.Визначення ефективності наукових досліджень окремих наукових працівників .....	162
7.2.3.Визначення попередньої, очікуваної, фактичної економічної ефективності .....	163

Питання для самопідготовки .....	164
7.3.Економічна ефективність інноваційної діяльності.....	165
7.3.1.Критерії економічної ефективності енергетичного виробництва .....	165
7.3.2.Методи визначення ефективності нової техніки .....	166
Приклади.....	168
Питання для самопідготовки .....	171
7.4.Розміщення електростанцій та підприємств енергомашинобудування .....	172
7.4.1.Основні принципи розміщення електростанцій .....	172
7.4.2.Розміщення електромашинобудівних підприємств .....	174
7.4.3.Проблеми перспективного розвитку підприємств енергетики .....	177
Приклади.....	178
Питання для самопідготовки .....	181
Література .....	182



## Вступ.

Енергетика, як галузь виробництва, охоплює сукупність процесів переробки природних паливно-енергетичних ресурсів з метою виробництва теплової та електричної енергії, передачі та споживання цих видів енергії в народногосподарському комплексі. Вона володіє технологічними особливостями, в порівнянні із іншими галузями. Найбільш характерна особливість – це одночасне вироблення та споживання енергії, відсутність складування і нагромадження.

Розвиток енергетики в умовах нестабільної економіки вимагає розробки характерних правил, норм, закономірностей проектування та освоєння нових енергетичних потужностей, впровадження енергозберігаючих технологій, ефективного використання потужностей паливно-енергетичного комплексу. Тому взаємопов'язано із технічними аспектами розвивається наука про вдосконалення економічних основ енергетики.

Головним змістом економіки енергетики, як науки, є вивчення та узагальнення методів техніко-економічного обґрунтування планових і проектних рішень, управління і регулювання, визначення собівартості енергії, ціноутворення і тарифної політики, використання трудових, природних, фінансових ресурсів, побудови балансів ресурсів, організації наукових досліджень.

Основним завданням “Економіки енергетики” є вивчення ефективного виробництва, передачі та споживання енергії.

Надійне енергопостачання за міжнародними стандартами і конкурентноспроможними цінами має важливе значення для успішного розвитку сучасної економіки будь-якої країни. Для України це особливо важливо, оскільки її паливно-ресурсний потенціал забезпечує потреби менше як на 50%, а економіка базується на промисловості, а в цьому економічному секторі чільне місце займають енергоємні галузі, такі як металургійна, хімічна, будівельних матеріалів. Поряд із промисловістю розвиваються сільське господарство, транспорт, інші галузі,

енергонасичується соціальна сфера. Ефективності такий комплекс досягне при постійному розвитку енергетики на основі досягнень науки, інноваційних технологій, впровадження в галузь сучасного менеджменту, економічних розробок.

Навчальний посібник рекомендується для студентів технічних вузів, які навчаються за спеціальностями “енергетичний менеджмент”, “електричні системи споживання”. Окремі розділи посібника можуть бути використані і студентами інших спеціальностей.

Посібник може бути використаний для спеціалістів енергетичної галузі, слухачів системи підвищення кваліфікації працівників Мінпаливенерго України, які працюють в області економіки, організації, планування, управління, проектування і експлуатації електричних станцій, сіток, об’єктів теплопостачання, енергосистем.

# **Розділ 1. Розвиток енергетики та економіки**

## **1.1. Задачі та розвиток економіки енергетики**

### **1.1.1. Мета і задачі економіки енергетики**

В період побудови в Україні ринкової економіки значно підвищується роль економічної підготовки спеціалістів, які після закінчення ВУЗу будуть працювати в галузях народного господарства і від яких, значною мірою, буде залежати ефективність роботи підприємств. Перш за все, це стосується спеціалістів–енергетиків, бо на підприємствах цієї галузі економіка найтісніше пов’язана з технологією виробництва і тому проблеми підвищення його ефективності можуть бути вирішені саме інженерами–енергетиками, які для цього повинні бути озброєні глибокими знаннями проблем економіки.

“Економіка енергетики” належить до дисциплін економіко–організаційного циклу і спирається на фундаментальні знання, здобуті під час вивчення дисциплін “Основи економічної теорії”, “Мікро– та макроекономіки”, “Менеджменту”, “Маркетингу”.

Надійне енергопостачання за конкурентноспроможними цінами має важливе значення для успішного розвитку сучасної економіки будь-якої країни. Для України це особливо важливо, оскільки її економіка базується на промисловості, а в цьому секторі перше місце посідають енергоємкі галузі: сталеплавильна, хімічна, будівельних матеріалів, виробництва кольорових металів, фарфоро–фаянсова, скляна.

Економіка енергетики вивчає конкретні форми, проявлення економічних закономірностей в енергетичному виробництві, прийняття інженерних та управлінських рішень, вміння розробляти плани виробничо–маркетингової діяльності енергетичних структур.

Освоєння предмету дасть:

- знання: з економічних категорій та показників визначення ефективності використання знарядь та засобів виробництва, методик обчислення поточних витрат

виробництва, методів, розрахунку показників вимірювання продуктивності праці, оцінки показників господарської діяльності підприємств та їх аналізу, методики забезпечення виробництва капіталом, визначення та формування фінансових результатів підприємства, методів техніко–економічних розрахунків;

- вміння: виконувати розрахунки, пов'язані з економічною оцінкою ефективності використання виробничих потужностей, поточними витратами, собівартістю продукції, заробітною платою, проводити техніко–економічні розрахунки, приймати технічні рішення, визначати техніко–економічний ефект нововведень.

### **1.1.2. Взаєморозвиток енергетики і економіки**

Економіка енергетики тісно пов'язана з розвитком енергетики та економіки.

Так, перша велика промислова революція XVIII ст. здійснила революційний переворот в техніці і технології виробництва, наслідком, якого був перехід від мануфактурного виробництва до капіталістичної фабрики. Однак, тодішня енергетична база, заснована на водяному колесі і фізичній силі людей і тварин, являлися гальмом подальшого розвитку продуктивних сил. Тому, об'єктивно необхідним була поява більш сучасного, потужного економічного двигуна, який відповідав би початковому етапу розвитку капіталізму. Таким двигуном стала економічна школа фізіократів, заснована Франсуа Кене, класична школа Адама Сміта і Давіда Рікардо.

В першій половині XIX ст. розвивається контраверсійний напрямок. Представники цього шляху заперечували трактування класичною школою основних положень економічної науки – джерела вартості, доходу, багатства, капіталу тощо. Представником нової течії в Англії був Джейм Міль. В цей час виникає теорія Т.Мальтуса про народонаселення, згідно якої чисельність населення збільшується в геометричній прогресії, а виробництво – в арифметичній, через що в суспільстві існують безробіття та злидні.

В середині XIX ст. розвивається історична школа. В 40-х роках у Німеччині з'являються К.Маркс та Ф.Енгельс. Історична школа виникла як реакція на марксизм та класичну школу. Її теоретики використовували факти із історії народного господарства і виправдовували експлуататорські відносини, проголошуючи їх вічними.

В кінці XIX - початку XX століть здійснюється еволюція західноєвропейської і американської економічних течій. Основоположником нової історичної школи став Густав Шмолер. Вона вбачала першочергове завдання у боротьбі із марксизмом і намагалась вилучити з політекономії соціальні проблеми. В цей час вважається, що вирішальна роль в господарському житті належить державі. Так виникає в 30-х роках XX століття кейнсіанство. Д. Кейнс відхилив твердження про вільну ринкову ціну і зв'язок її із повною зайнятістю.

В другій половині XIX ст. були зроблені відкриття, які дозволили почати практичне використання електричної енергії для силових потреб, освітлення, а пізніше і технології при великій економічній вигоді.

Величезний внесок в світову науку про електрику зробили Фарадей, Вольт, Ампер, Гальвані, Масквет, Ломоносов, Петров, Яблочков, Ладигін, І.Пуллой. Велике практичне значення мали роботи М.О.Доліво–Добровольського, який створив в кінці 80-х років минулого століття двигун перемінного струму.

Слід відмітити і радянських вчених та інженерів Г.М.Кржижановського, А.В.Винтера, А.А.Горева.

Подальше економіка енергетики розвивалась як наука із розвитком електроенергетики та економічних наук: економічної теорії, економіки, політичної економії, макроекономіки, мікроекономіки, аналізу господарської діяльності та інших. Розвиток технічних та економічних наук про енергетику взаємопов'язаний та взаємообумовлений. Кожне відкриття, винахід аналізувались, виходячи із суспільної вартості, корисності та ефекту, який вони принесуть суспільству. Нововведення у

виробництво електроенергії, її транспортування та використання розраховувались на предмет ефективності в порівнянні із раніше використовуваними методами.

З ростом масштабів виробництва ускладнювались господарські зв'язки. Це вимагало науково–обґрунтованого регулювання, прогнозування, всестороннього підвищення ефективності виробництва, розвитку економіки енергетики. Через це висувались на передній план нові науки. Економічна підготовка фахівців в умовах ринкової економіки розглядається як обов'язкова сторона кваліфікації кожного робітника, ІТП та службовця, важливою і необхідною умовою підвищення наукового рівня управління.

До специфічних задач “Економіки енергетики” можна віднести вивчення: методів визначення обсягів потрібного випуску продукції даної галузі, економічні проблеми якості, оптимізація розміщення генеруючих потужностей, їх структура (ТЕЦ, ГЕС, АЕС тощо), спеціалізація і кооперація, менеджмент та маркетинг. Галузева економіка вивчає методіку визначення економічної ефективності нової техніки, капітального будівництва, аналізує показники, пов'язані із собівартістю, ціною, рентабельністю тощо.

### **1.1.3. Структура енергетичної галузі України**

З енергетикою України нерозривно пов'язаний паливно–енергетичний комплекс або ПЕК. Він є одним із самих великих і потужних комплексів національної економіки, і включає єдину систему енергозабезпечення країни, охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення транспорту і розподілу паливно–енергетичних ресурсів. Головним завданням ПЕК є ефективне і надійне забезпечення всіх потреб народного господарства енергією необхідної якості.

Державними структурами ПЕК є:

- Міністерство палива та енергетики України (Мінпаливенерго);
- Державний комітет України по використанню ядерної енергії (Держкоматом );

- Міністерство вугільної промисловості;
- Державний комітет по нафтовій, газовій і нафтопереробній промисловості;
- Державний комітет з енергозбереження;
- Міністерство економіки та європейської інтеграції.

ПЕК України складається із двох економічно самостійних галузей:

- електроенергетики;
- паливної промисловості.

Паливна промисловість охоплює процеси по видобутку природних видів палива і їх переробці, що реалізуються:

- вугільною промисловістю;
- газовою промисловістю;
- нафтовою промисловістю;
- торф'яною промисловістю;
- атомною промисловістю.

Електроенергетика переживала найбільші проблеми у 1995 році. В цей час споживання перевищувало виробництво. Частота в системі досягала критичного рівня 49,2 Гц. Росія відключилась від єдиної енергосистеми в перших числах грудня 1995 року. Енергосистеми Польщі, Словачії і Угорщини відмовились від підключення до Української системи.

В такій ситуації необхідно було робити радикальну реорганізацію електроенергетичного сектору. Приймається Указ Президента від 21.05.94 року “Про міри направлені на ринкові перетворення в області електроенергетики України,” терміни виконання якого були зірвані.

Правда, до кінця 1994 року була створена комісія по питаннях регулювання електроенергетики України. 04.04.95 року виходить Указ Президента № 282 “Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України”, який деталізує Указ від 21.05 94 року.

В результаті виконання Указів і ряду Постанов КМУ до кінця 1995 року було створено демонополізовану структуру управління, що базувалась на конкурентному оптовому ринку електроенергії (малюнок 1.1) в складі якої увійшли:

1. Національний диспетчерський центр (НДЦ) з вісьмома регіональними диспетчерськими центрами (РДЦ), на базі яких функціонує підприємство “Енергоринок”. НДЦ і 8 РДЦ відповідають за наступне:

- одержання заявок від виробників і планування графіку навантаження;
- роботу ринку і розрахунок платежів (згідно правил ринку);
- перерахування коштів між всіма членами ринку (згідно порядку використання засобів оптового ринку);
- управління високовольтними мережами.

2. Чотири, організовані по регіональному принципу, генеруючих компаній із теплових електростанцій створених як акціонерні фірми (Донбасенерго, Дніпроенерго, Центренерго, Західенерго). В даний час вони належать Міненерго, однак в майбутньому будуть приватизовуватись.

3. Держкоматом забезпечує виробництво на атомних станціях. Існують плани його корпоратизації.

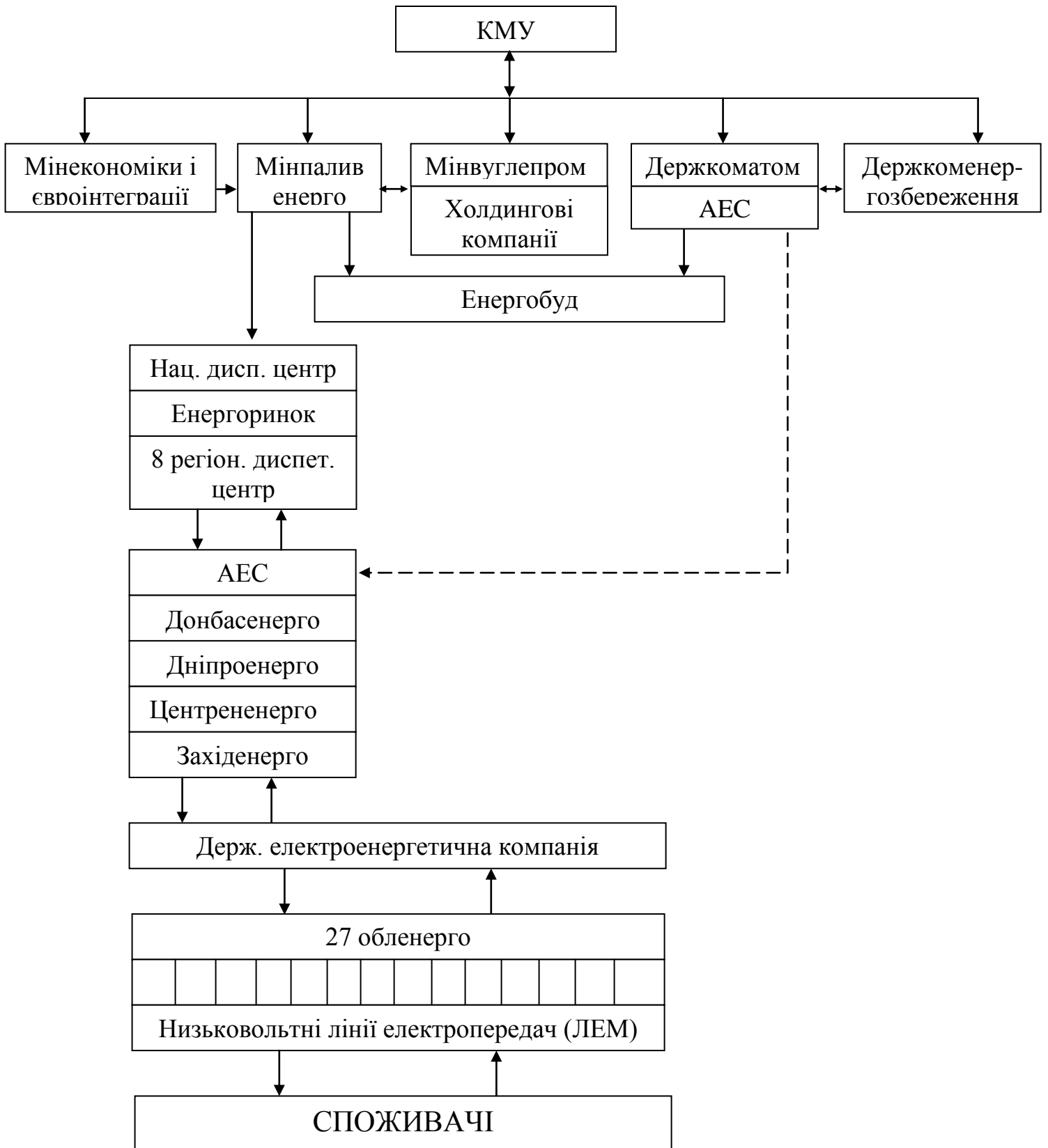
4. Державна електроенергетична компанія, згідно Договору про експлуатацію, відповідає за експлуатацію ліній електропередачі високовольтних сіток.

5. 27 обленерго забезпечують розподіл по низьковольтних сітках електроенергії і збір платежів з кінцевих споживачів електроенергії.

6. Державна акціонерна холдингова компанія “Енергобуд” на базі будівельних корпоративних підприємств здійснює будівельно–монтажні роботи для підприємств енергетики, державних енергетичних компаній.

Однак, проведена реорганізація є лише структурною і для свого завершення, тобто для запуску всіх ринкових механізмів, повинна мати середовище, в якому може функціонувати оптовий ринок електроенергії.





Мал. 1.1. Структурна схема управління енергетичним комплексом України

На сьогодні такий ринок створено, але він обмежений конкуренцією генеруючих компаній в межах загального тарифу, який затверджується урядом.

### ***Питання для самопідготовки.***

- 1. Охарактеризуйте “Економіку енергетики” як науку.*
- 2. Мета і завдання курсу.*
- 3. Взаємозв’язок економіки енергетики із іншими дисциплінами, що вивчались раніше.*
- 4. На яких основних економічних позиціях зосереджується увага при вивченні курсу “Економіка енергетики”?*
- 5. В чому полягають специфічні задачі економіки енергетики як дисципліни?*
- 6. Намалюйте структуру паливно–енергетичного комплексу України.*
- 7. Обґрунтуйте законодавче забезпечення розвитку енергетики в Україні.*
- 8. Охарактеризуйте історичний розвиток економіки, економічних шкіл.*
- 9. Як розвивалась енергетика в світі та в Україні?*
- 10. В чому полягають функції Міністерства палива та енергетики?*
- 11. Опишіть систему управління паливним комплексом в Україні.*
- 12. Як здійснюється управління атомними станціями?*
- 13. Визначіть основні функції національного диспетчерського центру по електроенергетиці.*
- 14. Намалюйте спрощену схему передачі електроенергії від електростанції до споживачів.*
- 15. Намалюйте схеми розподілу теплової енергії на прикладі міста, району.*

## **1.2. Оптовий ринок електроенергії**

### **1.2.1. Задачі і принципи ринку**

Задачі. Основні завдання оптового ринку електроенергії полягають:

- у розрахунку ринкової ціни електроенергії, яка відображала би її економічну вартість і стимулююче підвищення енергоефективності галузі;
- впровадження ринкових відношень, оптимізуючих погодинне виробництво і споживання електроенергії;
- створення фінансово стабільної електроенергетичної промисловості, для залучення інвестицій.

Принципи:

- вся вироблена електроенергія продається через ринок: всі виробники передають свою електроенергію в ринок і всі постачальники повністю задовольняють потреби через ринок;
- централізована диспетчеризація генеруючих блоків ґрунтується на економічному ранжуванні;
- ціна оплати за електроенергію змінюється в залежності від затрат на виробництво з диференціацією по годинах доби;
- торгівля підпорядковується однаковим ставкам для всіх покупців і продавців;
- ринкова ціна залежить від балансу попиту і пропозиції електроенергії: при відсутності повинна втручатись держава;
- НКРЕ існує для нагляду за роботою ринку і захисту інтересів споживачів.

Управління і регулювання на ринку електроенергії в основному здійснює національна комісія по регулюванню електроенергетики (НКРЕ).

### **1.2.2. Управління і регулювання**

Національна комісія по регулюванню електроенергетики була створена як незалежна контролююча структура. Її роль полягає в контролі конкурентної поведінки

членів ринку і захисту споживачів. Право вмішуватись комісії у внутрішні відношення членів ринку обмежено. Вона має незалежний бюджет і отримує відповідний процент доходу від виплат членів ринку, НКРЕ несе відповідальність за видачу ліцензій кожному члену ринку. НКРЕ встановлює плату за ліцензії і здійснює контроль за виконанням умов ліцензій. Невиконання умов ліцензії може визвати призупинку членства у ринку або відміну його участі в ньому.

Мінпаливенерго і Держкоматом залишаються частковими власниками галузі. Мінпаливенерго і Мінекономіки та євро інтеграції контролюють виплати членам ринку і тарифи для кінцевих споживачів.

Основними документами і організаціями, які визначають роботу ринку є:

- угода між членами оптового ринку електроенергії, яка визначає основні права і обов'язки членів ринку;
- рада енергоринку – головний орган ринку, що приймає рішення.
- Вона складається із 12 членів з правом голосу: 3 від ТЕС, 2 від Держкоматому, 1 від ГЕС і 6 від Обленерго. Крім цього вона включає ряд членів, які не мають голосу: від НДЦ, ДПЕ (державне підприємство енергоринку), Міненерго, НКРЕ;
- поряд із радою створено Виконавчий комітет для розгляду біжучих питань;
- НКРЕ створена як незалежний регулятор ринку. міністерство не має права впливати на роботу НКРЕ;
- Мінпаливенерго і Держкоматом зберігають деякі права як власники галузі;
- Ліцензія НКРЕ повинна бути видана кожному із учасників, включаючи:
  - генеруючі потужності (>20 МВт);
  - високовольтні лінії електропередач (ДЕК);
  - розподільчі сітки (обленерго);
  - електрозабезпечення споживачів по регульованих тарифах (діяльність обленерго);

- електрозабезпечення споживачів по нерегульованих тарифах (незалежні постачальники);
- енергоринок (оператор ринку).

### **1.2.3. Ліцензії**

Кожному учаснику оптового ринку електроенергії необхідно мати ліцензію НКРЕ. Ліцензія представляє собою договір між регулюючим органом і членом ринку. Ліцензії дозволяють регулюючому органу здійснювати контроль за діяльністю членів ринку, доповнюючи прийняті процедури на основі чинного законодавства. Крім цього ліцензії плануються як робочі документи, які можуть часто змінюватись у відповідності умовам роботи ринку.

В кожній ліцензії вказується, що член ринку згоден підписати договір між членами енергоринку і підпорядкуватись його умовам.

Ліцензії видаються НКРЕ за відповідну оплату.

НКРЕ може періодично переглядати ліцензії.

У всіх ліцензіях НКРЕ надається можливість при визначених умовах появлятись на території власника ліцензії.

Вимоги до всіх ліцензій:

- ліцензії не передаються іншій стороні;
- мають розділи по регулюванню ліцензійної діяльності;
- ліцензія має словник спеціальних термінів;
- ліцензії зобов'язують власника її здійснювати помісячні виплати НКРЕ.

#### **Ліцензія на виробництво електроенергії.**

Ліцензія надає право на виробництво і продаж енергії. Всі виробники з встановленою потужністю більше 20 мВт або ті, які відпустили за попередній рік в систему не менше 100 млн. кВт/год, зобов'язані продавати державному підприємству "Енергоринок" весь свій виробіток по правилах договору між членами Енергоринку.

Ліцензія обмежує генеруючу потужність власника ліцензії до 25% (30% для АЕС) від загальної ліцензійної потужності.

Ліцензія включає положення по:

- недопущенню забороненої монопольної діяльності;
- визначенню стандартів фінансової звітності перед НКРЕ;
- обов'язковому виконанню централізованих диспетчерських інструкцій;
- управлінню будівництвом нових генеруючих потужностей.

### **Ліцензія оператора високовольтної сітки**

Ця ліцензія надає право на експлуатацію високовольтних сіток і видається ДЕК.

Основні положення включають:

- підключення до сітки;
- стандарти надійності сітки;
- розвиток сіток;
- забезпечення доступу до національної і міжнародної сіток.

Власник ліцензії повинен виконувати умови договору на послуги основної і міждержавної енергетичної сітки, заключеного з державним підприємством "Енергоринок" (ДПЕ). При цьому власник ліцензії надає ДПЕ послуги сітки, за що одержує від ДПЕ визначену плату.

В ліцензії приводиться перелік "визначених" послуг, включаючи послуги по підключенню і експлуатації, а також "додаткових" послуг.

### **Ліцензія оператора низьковольтної сітки**

Ліцензія оператора низьковольтної сітки використовується до розподільчої діяльності Обленерго.

Власник ліцензії і його структури можуть здійснювати ліцензійну діяльність не більш як в трьох областях України.

Основні положення включають:

- фінансову звітність перед НКРЕ;

- планування і розвиток сітки;
- доступ до сітки (для постачальників);
- проведення вимірювань і облік втрат при передачі.

Ліцензія детально описує принципи і формули, які використовуються при встановленні тарифів, регульованих НКРЕ.

Оператор низьковольтної сітки (ОНВС) буде розраховувати тарифи для місцевої системи з врахуванням двох коефіцієнтів втрат, в залежності від класів напруги (35 кВ і більше та 0,4 – 10 кВ).

### **Ліцензія на місцеве електрозабезпечення – поставка по регулюючому тарифу**

Ця ліцензія використовується при забезпечуючій діяльності Обленерго.

Власник ліцензії не може здійснювати діяльність більш як в трьох областях. Він може поставляти не більше 15% від загального енергозабезпечення України, за виключенням коли він обслуговує лише одну область, споживання якої більше 15% загального енергоспоживання України. Власник ліцензії не може володіти, або експлуатувати більше 4% від загальної генеруючої потужності без дозволу НКРЕ. Теж визначається, що її власник не може здійснювати незалежну поставку електроенергії на своїй території місцевого електрозабезпечення.

Основні положення включають:

- фінансову звітність перед НКРЕ;
- відношення із місцевою радою споживачів;
- формування тарифу енергозабезпечення;
- формування роздрібних тарифів для споживачів.

В ліцензії описуються принципи і формули які використовуються для встановлення тарифів. В місцевому енергозабезпеченні встановлено три групи споживачів:

- 1) промислові: 35 кВ і більше;
- 2) промислові: 0,4 – 10 кВ;

3) комунальні.

### **Ліцензія незалежного постачальника електроенергії**

Незалежний постачальник електроенергії здійснює поставки по нерегульованому тарифу.

Ця ліцензія може використовуватись до будь якого постачальника, який не є Обленерго і продає електроенергію споживачам області, на що має ліцензію, як Оператор низьковольтної сітки. Власник ліцензії повинен купляти всю свою електроенергію на ринку по правилах Договору членів Енергоринку і поставляти її споживачу через Оператора низьковольтної сітки, за що з нього береться плата по регульованому тарифу.

Власник ліцензії повинен підписати договір між членами Енергоринку і виконувати його умови, заключати із власником сітки контракт на поставку електроенергії, згідно з яким електроенергія передається іншим споживачам (субспоживачам) тільки тоді, коли власник сітки має ліцензію ОНВС(оператор низьковольтної сітки). Тарифи власника не регулюються.

### **Оптова поставка електроенергії – ліцензія Енергоринку.**

Ця ліцензія видається Енергоринку. Вона включає наступні функції:

1. Управління енергосистемою.
2. Планування і фінансування роботи основної і міждержавної енергосистем.
3. Закупка генеруючої потужності і додаткових послуг.
4. Покупка і продаж електроенергії.
5. Розпорядження системою розрахунків і фінансових засобів.

Основні положення включають:

1. Реалізацію і огляд Договору між членами Енергоринку.
2. Зобов'язання по управлінню системою.
3. Розвиток і фінансування сітки міжнародних перетоків.
4. Покупка і продаж електроенергії.



5. Управління системою розрахунків із використанням засобів ринку.

Оптовий постачальник розробляє оперативний графік навантаження у відповідності із прогнозом споживання.

#### **1.2.4. Взаємодія між членами оптового ринку електроенергії**

Взаємодія між членами оптового ринку електроенергії здійснюється на основі договору між членами оптового ринку електроенергії (ДЧОРЕ).

Цей договір складається із п'яти частин:

1. Огляд і вступ, які описують мету угоди і обов'язки членів ринку;
2. Компоненти ринку, де визначальними є основні ролі учасників угоди та процедури прийняття рішень;
3. Процедури ринку, які відображають вимоги до вимірювань, оплати розходів, аудиту ринку і випробуванню системи розрахунків;
4. Впровадження, що включають процедури огляду роботи оптового ринку електроенергії, рішення спірних питань;
5. Юридичні умови.

Крім основного тексту договір має вісім додатків. Найбільш важливі із них включають наступне:

- Правила ринку.
- Порядок використання засобів ринку.
- Процедури бухгалтерського обліку, з допомогою яких державне підприємство Енергоринок покриває свої розходи.
- Угоди по входженню в ринок.
- Форми повідомлень, які використовуються на основі договору ЧОРЕ.
- Планування розвитку ЧОРЕ.

Основною характеристикою ДЧОРЕ є те, що це багатостороння угода між всіма членами ринку. Це пояснюється взаємозалежністю всіх торговельників на ринку,

обумовленою системою перетоків. Це означає, що торгові операції з електроенергією не здійснюються між двома членами ринку. Вся електроенергія, яка вироблена на станціях, продається в Енергоринок і всі потреби покриваються із нього.

Державне підприємство Енергоринок грає важливу роль в покупці і продажу електроенергії згідно правил ринку і від імені членів ринку. Воно купує електроенергію по угодах з генеруючими компаніями та послуги високовольтних сіток по угодах із високовольтними сітками. ДПЕ несе відповідальність за перерахування засобів (фінансів) між членами ринку.

Ринок базується на тому положенні, що учасники вільні в прийнятті власних рішень, в залежності від конкуренції, а не від планів уряду. Незалежна комісія по регулюванню електроенергетики була створена для гарантії захисту інтересів споживачів. Вона має обмежене право втручання в роботу оптового ринку.

## Приклади

### Задача

Обленерго закупляє в підприємства „Енергоринок” електроенергію за середньою закупівельною ціною  $C_{c.z.}=158$  грн/МВт·год. Поставляє її споживачам 3 класу ( $i$ =від 3 до 11) (міське та сільське населення – споживачі класу напруги нижче 10 кВт). При цьому:

- Коефіцієнт нормативних технологічних витрат на передачу електроенергії, погоджений РДЦ та затверджений НКРЕ становить  $K_g=0,13$ ;
- Тариф за використання Місцевих (локальних) електромереж, який визначається Оператором Місцевої (локальної) електромережі –  $T_m=10,6$  грн/МВт·год;
- Тариф за електропостачання електроенергії споживачам класу ( $i$ ), затверджений НКРЕ –  $T_n=1,17$  грн/МВт·год;
- Коефіцієнт збільшення тарифу для надання допомоги споживачам при прострочені платежів –  $\Delta T=0,1$ .

Визначити роздрібну ринкову ціну за спожиту електроенергію ( $C_{p.p}$ ) для 3 класу ( $i$  = від 3 до 11) споживачів напруги нижче 10 кВ та роздрібний ринковий тариф.

### Розв’язування

1. Роздрібна ринкова ціна на спожиту електроенергію (грн/МВт·год) для 3 класу ( $i$  = від 3 до 11) споживачів напруги нижче 10 кВ визначається за формулою:

$$C_{pp} = \frac{1}{(1 - K\theta)(1 - \Delta Tn)} \cdot C_{cз} + \frac{1}{(1 - \Delta T)} \cdot (Tm + Tn)$$

Підставивши у формулі дані задачі, отримуємо:

$$C_{pp} = \frac{1}{(1 - 0,13)(1 - 0,1)} \cdot 158 + \frac{1}{(1 - 0,1)} (10,6 + 1,17) = 201,8 + 12,95 = 214,75 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год}$$

2. Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію для споживачів від 3 до 11 класу (і) (міське та сільське населення) ( $T_{pp}$ ) визначається за формулою:

$$T_{pp} = [P_p \cdot C_{pp} + (1 - P_p) \cdot T_\delta] \cdot (1 - P_\delta),$$

де  $P_p$  – Пропорція тарифу, який формується ринком,  
 $T_\delta$  – діючий тариф, встановлений НКРЕ;  
 $P_\delta$  – пропозиція знижки, встановлена НКРЕ.

Отже, якщо

$$C_{pp} = 214,75 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год};$$

$$T_\delta = 170 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год};$$

$$P_p = 0;$$

$$P_\delta = 0,$$

то

$$T_{pp} = [0 \cdot 214,75 + (1 - 0) \cdot 170] (1 - 0) = 170 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год},$$

або дорівнює тарифу встановленому НКРЕ.

### ***Питання для самопідготовки***

1. Оптовий ринок електроенергії в Україні. Його структура.
2. Основні завдання оптового ринку електроенергії.
3. Регулювання ринку електроенергії.
4. Основні документи, які визначають правила роботи на ринку електроенергії.
5. Ліцензії. їх видача, види, зміст.
6. Енергоринок, його завдання та функції.
7. Взаємодія між членами оптового ринку.

## **Розділ 2. Фонди та капітальне будівництво в енергетиці**

### **2.1. Основні фонди в енергетиці**

#### **2.1.1. Економічна сутність основних фондів**

В залежності від ролі, яку виконує той чи інший матеріальний елемент виробничого процесу, засоби виробництва поділяються на засоби праці і предмети праці.

Засоби праці – це частина засобів виробництва, з допомогою яких людина діє на оброблюваний предмет, який виступає у вигляді сировини, матеріалів, напівфабрикатів. До них відносяться: виробничі машини, обладнання, механізми, будівлі, які забезпечують нормальне функціонування обладнання.

До предметів праці відноситься сировина, матеріали, півфабрикати, тобто те на що направлено працю людини.

По своїй ролі у виробничому процесі виробничі фонди підприємств класифікуються на три групи: основні (ОВФ), обігові (ОФ), та фонди обігу (малюнок 2.1.). В основі цього поділу лежать економічні відмінності засобів праці від предметів праці, і таж різниця в характері участі у виробничому процесі. Засоби праці складають зміст ОВФ, а предмети праці – обігових фондів. До ОВФ відносяться машини, обладнання, будівлі, споруди тощо. До обігових – предмети праці: сировина, матеріали, паливо, енергія, що використовуються виробництвом. До фондів обігу – продукція, що покинула виробництво та грошові кошти на рахунках.

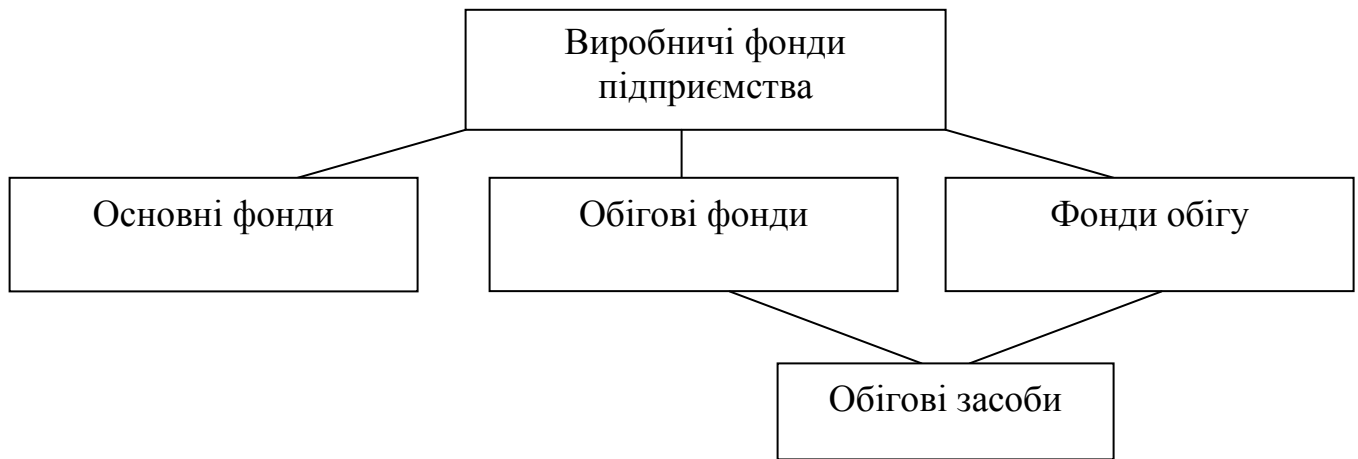
По характеру участі у виробничому процесі основні і обігові фонди розподіляються за:

- терміном обігу;
- способом перенесення своєї вартості на продукт (по частинах);
- характером відновлення (заміна окремих частин).

Таким чином, ОВФ – це та частина засобів виробництва, яка в якості засобів праці довго зберігає свою натуральну форму, а їх вартість переноситься на продукт

частинами, по мірі спрацювання. Це котли, турбіни, генератори, реактори, гідротехнічні споруди ГЕС, склади палива ТЕЦ тощо.

До основних фондів в соціальній економіці відносили і невиробничі основні фонди. Це відомчий житловий фонд, клуби, дитячі садочки і т.п. На сьогодні це передається на баланси місцевих рад.



Мал. 2.1. Структура виробничих фондів підприємства

### **2.1.2. Класифікація, структура і методи оцінки основних фондів**

Основні фонди діляться на сім груп по ознаці їх призначення у виробничому процесі. Характер цих груп дозволяє оцінювати рівень технічного оснащення, енергоозброєння і автоматизації виробництва.

До першої групи відносяться:

- приміщення основних і допоміжних цехів, майстерень, лабораторій і т. п.;
- невиробничі приміщення (службові, склади, гаражі, депо і т. п.);

До другої групи відносяться:

- споруди і передавальні пристрої, в тому числі: гідротехнічні споруди, транспортні і комунікаційні споруди – мости, дороги, тунелі, канали комунікаційного зв'язку – повітряні лінії електропередач, кабельні лінії, телефонні, локальні комп'ютерні сітки тощо.

Таким чином до цієї групи відносяться і інженерно-технічні об'єкти, прямо не пов'язані із обробкою предметів промисловості.

Третя група включає силові машини і обладнання, тобто засоби виробництва, призначенням яких є генерування енергії (парові котли, турбіни, генератори, трансформатори, електродвигуни тощо).

В четверту групу включають робочі машини і обладнання, тобто засоби праці, які беруть участь в технологічному процесі і за допомогою яких робітник діє на предмет праці. В промисловості – це металорізальні верстати, прокатні стани, доменні печі тощо. В енергетиці – дробілки, транспортери, зварювальні апарати і т. п. Ця група для енергетики мало характерна і мало впливає на техрівень.

До п'ятої групи відносять вимірювальні і регулюючі прилади, лабораторне обладнання, засоби сигналізації, диспетчерського управління, комп'ютерна техніка. Ця частина ОФ, у великій мірі характеризує досягнутий рівень автоматизації.

Шоста група включає транспортні засоби, що забезпечують зв'язок між окремими ділянками виробництва: автотранспорт, електротранспорт, залізнодорожний транспорт, конвеєрний транспорт, вантажопіднімальні механізми тощо.

До сьомої групи відносять інструменти, виробничий і господарський інвентар, який служить більше одного року. Інші інструменти, інвентар, малоцінну технологічну оснастку відносять до оборотних фондів.

Приведена класифікація ОФ визначається призначенням і характером їх функціонування у виробництві. Вона дозволяє оцінювати рівень технічної оснащеності, енергоозброєності і автоматизації виробництва.

Обладнання, що відносяться до третьої і четвертої груп прийнято називати активною частиною ОФ. Інші групи ОФ відносяться до пасивної частини – вони прямо не приймають участі в переробці сировини.

Співвідношення у вартісному виразі між окремими групами ОФ називається їх структурою.

Вона залежить від виробничих особливостей окремих галузей і підприємств.

В електричних сітках структура ОФ визначається рівнем напруги і їх протяжністю. Для ТЕС і АЕС характерна велика доля силового обладнання і машин, для ГЕС – споруд, а для електросіток – передаточних пристроїв.

Структура основних фондів і перспективи її зміни є одним із головних показників техпрогресу і ступені раціональності використання капітальних вкладень. Чим більша вага активної частини, тим ефективніше виробництво. В енергетиці для покращення структури ОФ велике значення має розвиток концентрації та централізації виробництва і передачі енергії. Об'єктивно, в останні роки, використання нетрадиційних джерел енергії спростовує це твердження.

Існує декілька видів грошової оцінки основних фондів:

- а) по початковій (балансовій) вартості;
- б) по відновленій вартості;
- в) по залишковій вартості.

Початкова вартість – фактична вартість їх в момент покупки або завершення будівництва плюс транспортування та монтаж. Оскільки із часом ціни на обладнання, будівництво, транспортування змінюються, то ця оцінка дозволяє оцінювати ступінь зношення ОФ і ускладнює визначення дійсної ефективності їх виконання.

Відновлювальна вартість основних фондів показує, в яку суму вилилось би створення діючих засобів праці в сучасних умовах, виходячи із діючих цін на обладнання і розцінок на будівельно-монтажні роботи. Вона визначається шляхом

періодичних переоцінок. Але при цьому виникає проблема складності оцінки зношеності основних фондів.

Залишкова вартість ОФ – це першопочаткова або відновна вартість за мінусом зносу. Звідтіля, цей вибір оцінки відбиває вартість, яка ще не перенесена на продукцію методом амортизації.

На баланси підприємств, що будуються і розширюються основні фонди приймаються по першопочатковій вартості. Держава періодично здійснює переоцінки фондів, для чого розробляють спеціальні методики.

### **2.1.3. Шляхи покращення використання основних фондів**

Так, покращення використання ОФ електростанцій дає можливість виробити більшу кількість енергії без додаткових затрат у будівництво нових потужностей, підвищити коефіцієнт активності ліній електропередач, знизити втрати, як в лініях, так і при трансформуванні електроенергії, вивільняє значну кількість енергії для інших цілей.

Покращення використання основних виробничих фондів в енергетиці досягається на основі:

- правильного визначення при проектуванні потужності енергопідприємства і його основного обладнання;
- підвищення якості виготовлення обладнання та його монтажу;
- підвищення якості ремонту, скорочення його термінів;
- підвищення якості експлуатації обладнання;
- раціональної, з точки зору техніко-економічних показників, роботи енергосистеми вцілому;
- підвищення числа годин використання встановленої потужності електростанцій, показників завантаження відборів їх турбін, максимального навантаження ліній електропередач та теплопроводів;



- оптимізація розподілу навантаження і вироблення електроенергії між електростанціями системи.

Всі експлуатаційні фактори, які визначають рівень використання основних виробничих фондів в енергетиці, класифікуються на дві групи. Перша – визначає рівень інтенсивного використання основного енергетичного обладнання, тобто показник повного завантаження в кожний момент і в середньому за визначений період часу (рік, місяць, добу).

Рівень інтенсивного використання основного енергетичного обладнання, таким чином, можна визначити за допомогою коефіцієнту інтенсивності, %:

$$K_{int.} = \frac{P}{N} \cdot 100, \text{ де} \quad (2.1)$$

P – період часу;

N – номінальна потужність агрегату, або розрахунковий максимум навантаження лінії електропередачі.

Рівень інтенсивності роботи основного енергетичного обладнання в підсумку визначається його технічним рівнем, станом, мобільністю. Останній фактор має велике значення в зв'язку із необхідністю покриття добових графіків навантаження енергосистем та зупинення в години мінімуму.

Друга група факторів визначає рівень екстенсивного використання основних фондів, який оцінюється як відношення фактично відпрацьованого часу  $T_{\phi}$  до календарного в годинах планового періоду  $T_{\kappa}$ . З врахуванням специфіки енергетики в числі цього показника повинно бути враховано час, на протязі якого обладнання не працювало по розпорядженню диспетчерської служби, але знаходилось в стані готовності. Таким чином коефіцієнт екстенсивного використання основного енергетичного обладнання, % визначається по формулі:

$$K_{екст} = \frac{T_{\phi}}{T_{\kappa}} \cdot 100 \quad (2.2)$$

Очевидно, що коефіцієнт екстенсивного використання не враховує ступені завантаження обладнання на протязі календарного часу роботи, коефіцієнт

інтенсивного використання не враховує рівень продовження роботи обладнання за розрахунковий період.

Ці недоліки ліквідовуються при виведенні інтегрального коефіцієнта використання основного енергетичного обладнання, який є добутком перших двох в процентах:

$$K = K_{\text{инт.}} \cdot K_{\text{екст}} = \frac{PT_{\phi.}}{NT_{\kappa.}} = \frac{\epsilon_{\phi.}}{\epsilon_{\text{max}}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Таким чином, інтегральний коефіцієнт використання основного енергетичного обладнання в сумі є відношення фактично виробленої кількості електроенергії  $\epsilon_{\phi.}$  за час  $T_{\phi.}$  до максимально можливого  $\epsilon_{\text{max.}}$  за час  $T_{\kappa.}$  при номінальному завантаженні обладнання.

#### **2.1.4. Фізичний і моральний знос. Амортизація, модернізація і ремонт основних фондів**

Економічна сутність зносу ОФ полягає в поступовій втраті ними своєї споживчої і мінової вартості з поступовим перенесенням останньої на продукт. Ступінь зносу визначає ту долю вартості основних фондів, яка уже перенесена на раніше випущену продукцію.

Основні фонди зазнають фізичного і морального зносу. Фізичний знос – це матеріальний знос в результаті дії експлуатаційних факторів і впливу зовнішнього середовища. Моральний знос – це старіння в часовому інтервалі моделей основного обладнання, систем управління тощо.

На інтенсивність фізичного зносу діє ряд факторів:

1. Ступінь завантаження засобів праці. В енергетиці вона визначається числом годин використання встановленої потужності.
2. Якість виготовлення і монтажу основного і допоміжного обладнання. Особливістю цього є співпадання в часі виробництва і споживання енергії,

робота вузлів тепломеханічного обладнання в складних умовах (високі температури, кавітація, зольність, кислотність тощо).

3. Ступеня захисту ОФ від впливу атмосферних та інших зовнішніх факторів.
4. Технічний рівень експлуатації, якість ремонтів, своєчасність їх проведення.

В процесі морального зносу основні фонди старіють і стають економічно все менш ефективними внаслідок технічного прогресу, росту продуктивності праці, нових вимог до охорони праці та довкілля. В результаті технічного прогресу, починаючи із певного періоду часу, подальше використання фізично ще придатних до експлуатації, але морально застарілих засобів праці, стає економічно не вигідним. В зв'язку із цим розрізняють фізичний і економічний терміни служби фондів, які визначаються, відповідно, темпами фізичного і морального зносу.

Фізичний знос частково компенсується за допомогою капітальних ремонтів. Обезцінююча дія морального зносу може бути ослаблена з допомогою модернізації і реконструкції. На практиці капремонт супроводжується реконструюванням. В таких випадках вони компенсують не тільки фізичний, але й моральний знос.

В енергетиці, так як і в промисловості, використовуються два основних види планово-попереджувальних ремонтів: поточний і капітальний. Для енергоблоків і котлів ТЕС в період між капремонтами допускається проведення середніх ремонтів (40% в часі від капремонту). Поточні ремонти проводяться за рахунок експлуатаційних розходів, мають періодичність менше одного року і не збільшують капітальної вартості ОФ. Середній ремонт агрегатів здійснюється з умовою відновлення ресурсу вузлів, термін служби яких менший часу між двома капремонтами.

Капітальний ремонт обладнання здійснюється з метою відновлення справності і забезпечення його надійної та економічної експлуатації. Капремонт проводяться за рахунок спеціальної частини амортизаційних відчислень і підвищують відновну вартість фондів.

Періодичність ремонтів регламентується правилами технічної експлуатації електричних станцій і сіток та діючими в їх розвиток нормами.

Приклад: ремонт проводиться:

1. енергоблоків 1 раз в 3-4 роки;
2. пароустановок АЕС 1 раз в 4 роки;
3. котлів 1 раз в 3-4 роки;
4. турбін і генераторів  $N > 100$  мВт 1 раз в 3-4 роки.

Амортизаційні відрахування – це грошові засоби, призначені для повної заміни фізичного і морального зношених основних фондів і часткового відновлення їх вартості в процесі експлуатації.

При встановленні норм амортизації ( $J_{ам}$ ) виходять із того, що на протязі амортизаційного періоду  $T_{ам}$  за рахунок амортизаційних відрахувань повинна бути одержана сума, рівна першопочатковій вартості ОФ – “К” і сумарним затратам на їх капремонт  $K_{к.р.}$ . Із цієї суми вираховується ліквідаційна вартість ОФ –  $K_{л.}$ , тобто їх залишкова вартість. Звідтіля річна сума амортизаційних відрахувань визначається як відношення розрахункової суми амортизації за весь термін служби до періоду амортизації, грн/рік ( $T_{ам}$ ).

$$J_{ам.} = \frac{K + K_{к.р.} - K_{л.}}{T_{ам}} \quad (2.4)$$

Практично вирахування річної суми амортизації здійснюється по нормах, що виражаються в % до першопочаткової вартості основних фондів:

$$J_{ам.} = \frac{K + K_{к.р.} - K_{л.}}{K \cdot T_{ам}} \quad (2.5)$$

## Приклади

### Задача 1

На вітровій електричній станції встановлено 5 вітрогенераторів, які придбані 3 роки тому по ціні 120 000 грн. кожний. Нормативний термін служби такого обладнання 8 років. Теперішня ціна вітрогенератора такого класу 105 000 грн. Розрахувати загальний коефіцієнт зношення вітрогенераторів.

Розв'язування

Загальний коефіцієнт зношення ( $K_{заг.знош}$ ) обладнання (вітроенергеторів) обчислюється за формулою:

$$K_{заг.знош} = 1 - (1 - K_{ф.зн}) \cdot (1 - K_{м.зн}), \text{ де}$$

$K_{ф.зн}$  – коефіцієнт фактичного зношення,

$K_{м.зн}$  – коефіцієнт морального зношення;

$K_{ф.зн}$  обчислюємо, як відношення суми нарахованої амортизації за 3 роки до початкової вартості вітроагрегатів.

Норму амортизації ( $H_a$ ) обчислюємо за формулою:

$$H_a = \frac{B_n}{B_n \cdot T_{сл}} \cdot 100\%, \text{ де}$$

$T_{сл} = 8$  років – термін служби вітроагрегатів.

$$H_a = \frac{120000}{120000 \cdot 8} \cdot 100\% = 12,5\%$$

Тоді сума нарахованої амортизації ( $A$ ) становить:

$$A = \frac{H_a \cdot B_n \cdot 3 \text{ роки}}{100} = \frac{12,5 \cdot 120000 \cdot 5 \cdot 3}{100} = 225000 \text{ грн.}$$

$$B_n = 120000 \text{ грн.} \cdot 5 \text{ вітроген} = 600000 \text{ грн.}$$

$$K_{ф.зн} = \frac{225000}{120000} = 0,375$$

$$K_{м.зн} = \frac{B_n - B_n}{B_n}, \text{ де}$$

$B_n$  – теперішня ціна вітрогенератора.

$$K_{м.зн} = \frac{120000 \cdot 5 - 105000 \cdot 5}{120000 \cdot 5} = \frac{5 \cdot 15000}{120000 \cdot 5} = 0,125$$

$$K_{заг.знос} = 1 - (1 - 0,375) \cdot (1 - 0,125) = 0,453$$

## **Задача 2**

Проводиться уніфікація газових горілок для чотирьох моделей побутових газових котлів, при наступних вихідних даних. Пропорційні затрати на одну горілку відповідно складають для чотирьох моделей:  $S_n = 200, 250, 300, 350$  грн. Умовно-постійні затрати (на обсяг випуску)  $S_{ум} = 200\ 000, 25\ 000, 30\ 000$  та  $35\ 000$  тис. грн. Річний обсяг випуску  $N = 100, 250, 500, 1000$  шт. Базова горілка, яка замінює всі інші – четверта. Визначити ефективність уніфікації.

Розв'язування

1. Визначаємо собівартість горілок ( $S$ ):

$$S1 = 200 + (20000:100) = 400 \text{ грн};$$

$$S2 = 250 + (25000:250) = 350 \text{ грн};$$

$$S3 = 300 + (30000:500) = 360 \text{ грн};$$

$$S4 = 350 + (35000:1000) = 385 \text{ грн};$$

2. Розраховуємо річний обсяг випуску уніфікованої горілки ( $N_{ун}$ ):

$$N_{ун} = 100 + 250 + 500 + 1000 = 1850 \text{ (шт)}$$

3. Визначаємо середню собівартість горілок:

$$C = \frac{100 \cdot 400 + 250 \cdot 350 + 500 \cdot 360 + 1000 \cdot 385}{1850} = 374 \text{ грн.}$$

Собівартість уніфікованого варіанту:

$$S_{ун} = 350 + (35000/1850) = 369 \text{ грн.}$$

Уніфікація ефективна.

## ***Питання для самопідготовки.***

1. Структура виробничих фондів підприємства.
2. Поділ основних фондів на групи.
3. Структура основних фондів як головний показник техрозвитку підприємства.
4. Види вартісної оцінки основних фондів.
5. Шляхи ефективного використання основних фондів в умовах ринкової економіки.

6. Вплив основних фондів на економічні показники роботи електростанцій, теплоцентралей, енергосистем, котелень.
7. Показники використання основних фондів, їх визначення, формули.
8. Фізичний і моральний знос обладнання. Їх зміст, суть.
9. Амортизація основних фондів. Порядок розрахунку, норми.
10. Модернізація та ремонт активної частини основних фондів, їх необхідність, економоефективність. Обґрунтувати на прикладі.
11. Норми та нормативи ремонтно-регламентних робіт основних фондів на електростанціях та підприємствах теплоенергетики.
12. Реструктуризація основних фондів.

## 2.2. Обігові фонди та фонди обігу

### 2.2.1. Склад обігових фондів та їх особливості в енергетиці

Поряд із основними фондами у виробництві є обігові виробничі фонди. До них відносяться предмети праці (паливо, сировина, допоміжні матеріали і т.п.). Обігові фонди – це та частина виробничих фондів, яка цілком споживається впродовж одного виробничого циклу і повністю переносить свою вартість на готовий продукт.

Обігові фонди в промисловості можна розділити на дві частини. Перша включає предмети праці, які є на підприємстві у формі виробничих запасів (паливо, сировина, основні та допоміжні матеріали, покупні вироби, запчастини тощо). До другої частини обігових фондів відносяться предмети праці, які знаходяться у незавершеному виробництві та півфабрикати.

Для енергетики характерною є перша частина цих фондів, так як в її основному виробництві відсутні півфабрикати і незавершене виробництво.

Обігові виробничі фонди обліковуються як в натуральних показниках (тоннах, штуках), так і в грошах. В енергетиці нормативи по паливу, матеріалах і запасних частинах встановлюють як в натуральному, так і в грошовому еквівалентах.

Співвідношення між окремими елементами обігових фондів, виражене в % до підсумку, називається структурою обігових фондів.

Примірна структура обігових фондів ТЕС характеризується наступними даними, %:

Виробничі запаси	96
в тому числі паливо	85
запчастини, матеріали, малоцінні предмети	11
Інші, включаючи розходи наступних періодів	4

Як бачимо відсутнє незавершене виробництво і півфабрикати. На ГЕС, в вітро-, геліостанціях і електросітках відсутні затрати не тільки на основні матеріали, але й на



паливо, а обігові фонди складаються із допоміжних матеріалів та запасних частин для ремонту.

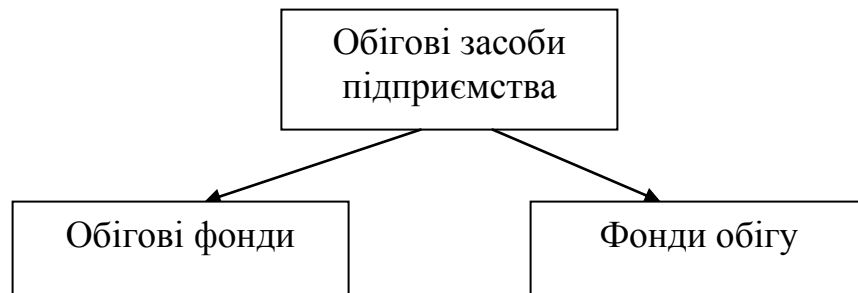
### 2.2.2. Фонди обігу, їх структура

З метою забезпечення безперервності виробництва, необхідно щоб підприємство постійно мало засоби не тільки в сфері виробництва, але і в сфері обігу, які називаються фондами обігу.

В енергетиці до фондів обігу відносяться:

- а) енергія, відпущена, але не оплачена споживачами;
- б) грошові засоби;
- в) засоби в незавершених розрахунках (дебіторська заборгованість).

Обігові фонди та фонди обігу виражені у вартісній формі, складають обігові засоби підприємства (малюнок 2.2):



Мал. 2.2. Обігові засоби підприємства.

Структура обігових засобів в енергетиці характеризується високим відсотком грошових засобів і високою дебіторською заборгованістю. Тому скорочення цих показників є основним завданням в умовах сьогодення.

Розрізняють власні і позичені обігові засоби. Власні - це нагромаджені підприємством засоби плюс виділені державою, позичені - це банківські або інші кредити. Поновлення власних обігових засобів здійснюється за рахунок виручки від

реалізації лишніх основних і обігових фондів, кредитів, роль яких дуже виросла. Одним із шляхів підвищення ефективності використання обігових засобів є вдосконалення нормування, підвищення ролі договірної системи між підприємствами, генеруючими компаніями - постачальниками палива та споживачами.

### 2.2.3. Виробничі запаси

В енергетиці незавершене виробництво відсутнє. Тому важливу роль набуває нормування виробничих запасів.

Виробничі запаси, виходячи з їх призначення поділяються на поточні (обігові) і страхові (гарантійні).

Поточний запас – це запас необхідний для забезпечення виробництва предметами праці в періоди між поступленнями чергових партій поставок сировини, матеріалів тощо.

Страховий (гарантований) запас створюється для гарантій від непередбачених перебоїв в поступленні обігових фондів. Його розміри залежать:

- від віддалі між підприємством – споживачем і постачальником,
- точності виконання договору поставки, графіка;
- злагодженості роботи транспорту;
- кліматичного району розміщення підприємства.

Оборотний запас натурального палива,  $H$ , в тонах на електростанції може бути нарахований по формулі:

$$H = [(E_{сдвс} \cdot \nu_e + Q_{сдвт} \cdot \nu_\partial) \cdot T_n] \cdot \frac{7000}{Q_n^p} \cdot 10^{-3}, \text{ де} \quad (2.6)$$

$E_{сдвс}$  – середньодобове виробництво електроенергії кВт/год.;

$Q_{сдвт}$  – середньодобовий відпуск тепла споживачам, ГДж;

$\nu_e$  і  $\nu_\partial$  – питомі розходи умовного палива відповідно на 1 кВт/год. виробленої електроенергії та 1 ГДж тепла, відпущеного споживачам, кг;

$T_n$  – норма запасу палива в добах;

$Q_n^p$  - нижча теплота згорання палива, кДж/кг.

#### 2.2.4. Показники ефективності використання виробничих фондів в енергетиці

Основні показники це фондівіддача і фондоємність.

Фондовіддача – відношення валової продукції за певний період  $B_n$  (рік, місяць) до вартості основних фондів ( $O\Phi_B$ ). В енергетиці цей показник характерний для обленерго райенерго, електростанцій, інших структур, які займаються реалізацією енергії.

$$\Phi_s = \frac{B_n}{O\Phi_s} \quad (2.7)$$

Фондоємність – відношення вартості виробничих фондів до виробленої за розрахунковий період продукції, вираженої у вартісних показниках.

Основними шляхами покращення показників фондівіддачі і фондоємності є більш повне завантаження обладнання, ліквідація понад нормативних запасів обігових фондів, зниження питомої вартості основних фондів в розрахунку на одиницю виробничої потужності.

Технічний рівень підприємства характеризується показником фондоозброєності, який визначається як відношення вартості основних виробничих фондів ( $B_{овф}$ ) до середньоспискової кількості промислово-виробничого персоналу ( $Ч_{пвп}$ ).

$$\Phi_{озб} = \frac{B_{овф}}{Ч_{пвп}} \quad (2.8)$$

Ріст фондоозброєності забезпечується за рахунок оснащення підприємств високопродуктивною технікою, обладнанням, автоматизованими системами управління.

Показником ефективності використання обігових засобів є їх швидкість обертання. Вона визначається відношенням кількості обертів за рік (рівнем вартості реалізації)  $\Pi$ , до середньої суми обігових засобів за цей же період  $\Phi_{оз}$ . Вартість реалізованої продукції в енергетиці, в основному, складається із вартості корисно

відпущених електроенергії і тепла. Таким чином, обертання обігових засобів  $n_{об}$  визначається за формулою:

$$n_{об} = \frac{П}{\Phi_{оз}} \quad (2.9)$$

Отже, обертання показує, скільки у вартісному виразі відпущено готової продукції в розрахунку на 1 грн. обігових засобів.

Крім цього, обертання обігових засобів характеризується періодом одного обороту  $t_{об}$ , рівним відношенню кількості днів в році  $T_{кол}$  до числа обертів за цей час ( $n$ ):

$$t_{об} = \frac{T_{кол}}{n} \quad (2.10)$$

Період (продовжуваність) одного обороту обігових засобів складається із часу виробництва і часу обігу. Час обігу складається із часу знаходження предметів праці в дорозі від постачальника, часу знаходження продукції на складі і періоду реалізації продукції. В енергетиці час обертання зводиться до мінімуму.

Основними натуральними показниками ефективності використання обігових фондів в енергетиці є величини питомих розходів умовного палива на 1 кВт·год і 1 гДж, відпущені споживачам. Так, питомий розхід умовного палива на 1 кВт·год складає 334-367 г. У ядерному реакторі 1 г.  $U_{238}$  виробляє 10000 кВт/год електроенергії, або замінює 3.5 тонн вугілля.

Підвищення ефективності використання основних і обігових виробничих фондів є важливим інструментом в конкурентному ринковому середовищі з покращення економічних показників експлуатації енергетичних підприємств, включаючи собівартість, прибуток і рентабельність.

## Приклади

### Задача

Визначити місячну потребу ТЕЦ у вугіллі, його середній і максимальний запас, якщо період поставки 8 діб, а період зриву поставки – 2 доби. Для забезпечення добової норми слід використати 960 т вугілля, причому його втрати становлять 2%. Протягом місяця ТЕЦ працює 25 діб.

Розв'язування

1. Визначаємо мінімальний запас палива ( $Z_{min}$ )

$$Z_{min} = D \cdot T_{зрив.пост} \cdot k_{втрат} = 960 \cdot 2 \cdot 1,02 = 1958,4 \text{ т, де}$$

$D = 960 \text{ т};$   
 $T_{зрив.пост} = 2 \text{ доби};$   
 $k_{втрат} = 1,02.$

2. Визначаємо середній запас палива ( $Z_{сер}$ )

$$Z_{сер} = Z_{min} + 0,5 \cdot Z_{поточн};$$
$$Z_{поточн} = D \cdot k \cdot T_{пост.} = 960 \cdot 1,02 \cdot 8 = 7833,6 \text{ тонн.}$$
$$Z_{сер} = 1958,4 + 0,5 \cdot 7833,6 = 5875,2 \text{ т.}$$

3. Визначаємо максимальний запас вугілля ( $Z_{max}$ )

$$Z_{max} = Z_{min} + Z_{поточн} = 1958,4 + 7833,6 = 9792 \text{ т.}$$

4. Місячна потреба у вугіллі обчислюється:

$$9792 \cdot 25 = 244800 \text{ т.}$$

### Питання для самопідготовки.

1. Обігові фонди, визначення, структура, особливості їх в енергетиці.
2. Обігові засоби підприємства, їх структура.
3. Фонди обігу, їх особливості в енергетиці.
4. Шляхи підвищення ефективності використання обігових засобів.

5. Дієва договірна система між генеруючими компаніями і поставщиками палива, як метод скорочення обігових засобів.
6. Види виробничих запасів, їх зміст, розрахунок.
7. Показники ефективності використання виробничих фондів в енергетиці.
8. Фондоозброєність ( $\Phi_{озб}$ ) визначається показником

$$\Phi_{озб} = \frac{B_{овф}}{Ч_{нсп}}, \text{ де}$$

$B_{овф}$  – вартість основних виробничих фондів;

$Ч_{нсп}$  – чисельність промислово-виробничого персоналу.

Порівняйте фондоозброєність, виходячи із досвіду та набутих знань, на атомних, теплових та гідравлічних станціях.

## 2.3. Проектування та капітальне будівництво

### 2.3.1. Організація і стадії проектування

В енергетиці проектуванням теплових електростанцій займаються державні проектні інститути Теплоелектропроект та Науково–дослідний інститут Мінпаливенерго. Проектуванням гідроелектростанцій займається Гідропроект, він і проектує окремі елементи АЕС. Електричні мережі проектує Енергосітьпроект. Керівництво діяльністю цих організацій здійснює Мінпаливенерго України.

Проектування енергетичних об'єктів здійснюється на основі цільових комплексних програм, річних та перспективних планів проектних та пошукових робіт, складених та затверджених у встановленому порядку. Проектування енергооб'єктів проводиться в чотири етапи:

ТЕО (техніко-економічне обґрунтування),

ТЗ (техзавдання);

Розробка техпроекту;

Виготовлення робочих креслень.

В **ТЕО** проводяться попередні розрахунки по вибору будівельної площадки (пункту розміщення), оптимального варіанту складу основного обладнання, потужності. Розглядаються умови теплозабезпечення і будівництво під'їзних колій.

**ТЗ** охоплює завдання по потужності, конкретизує схему компановки та прив'язки до комунікацій, враховує НТП у всіх причетних галузях до майбутньої станції. ТЗ видає замовник, як правило, це експлуатаційник для проектної організації.

В технічному проекті точно фіксується площадка у вибраному пункті будівництва, (вона в сучасних умовах береться в оренду на 25 – 50 років із наступним викупом).

Основним розділом в техпроекті будь–якої станції є тепло–енергомеханічна частина. Тут вирішується вибір основного обладнання, його компоновка, теплова та електрична схеми тощо. В техпроекті проводиться розрахунок величини корпусів, на

основі вибраних схем компоновки обладнання з врахуванням його величини, дублювання, технології отримання енергії (електричної та теплової), розробляється генеральний план розміщення всіх основних і допоміжних споруд, під'їзних доріг. Кінцевими документами техпроекту є пояснююча записка, робочі креслення та калькуляції, Затверджений ТП є офіційним документом, який відкриває можливість відкриття титулу для будівництва нового об'єкту і його фінансування.

### **2.3.2. Планування та джерела фінансування**

План капітального будівництва є складовою програми соціально–економічного розвитку народного господарства країни, регіону. Обсяги капбудівництва в галузі визначаються перспективними та поточними програмами. В процесі планування визначається черговість будівництва підприємств, райони розміщення їх потужності. Для народного господарства є важливим те, щоб ввід енергетичних об'єктів випереджував ввід промислових та інших енергоспоживачів.

Основними документами початку капітального будівництва є титульні списки будівництва із конкретними плановими завданнями по них, договори. В титульних списках вказуються роки початку та закінчення будівництва об'єктів, їх проектна потужність, повна калькуляційна вартість, обсяг виконаних робіт, почерговість вводу основних фондів. Титульні списки затверджуються та погоджуються у встановленому порядку.

В сучасних умовах для планової та проектної роботи використовують техніко–економічні та економіко–математичні методи розрахунків на ЕОМ. Це скорочує терміни проектування, дозволяє оперативно погоджувати та скоректовувати масштаби, терміни, графіки будівництва, вносити поправки в техпроект.

Джерелами фінансування є централізовані засоби, передбачені в держбюджеті, а також інвестиції власників, акціонерних товариств, зарубіжних інвесторів, кредити банків, різних фондів. Крім цього, для цих цілей галуззю чи підприємством можуть



бути використаними амортизаційні відрахування, безпроцентні кредити інноваційної компанії.

### **2.3.3. Калькуляційна вартість будівництва**

Одним із основних розділів техпроекту є калькуляційна вартість по якій визначається поелементна вартість будівництва об'єкту. По калькуляційній вартості будівництва визначаються у грошовому обсязі об'єми будівельно-монтажних робіт і загальні розміри капвкладень. Калькуляція є основним документом для фінансування будівництва, оскільки в ній відображено сукупність трудових, грошових і матеріальних затрат. Калькуляції використовуються при співставленні техніко–економічних розрахунків на стадії проектування, коли хочуть вибрати оптимальний варіант проектного рішення.

Розрізняють калькуляції на окремі об'єкти (об'єктні) і зведені. В об'єктних калькуляціях розраховуються обсяги робіт, затрати на будівельно-монтажні роботи (БМР) і закупку обладнання по окремих об'єктах будівництва (спорудах, будівлях тощо). Об'єктні калькуляції служать основою для складання зведених калькуляцій. Зведені – включають в себе пооб'єктні калькуляції і визначають загальну вартість будівництва об'єкту.

Головною частиною зведеної калькуляції є перший розділ, де згруповані затрати на створення основних виробничих фондів. В решту двох розділах відображені затрати на створення основних невиробничих фондів (житлово і культурно-побутове обслуговування) та затрати на створення виробничої бази будівельно-монтажних організацій (складів, під'їзних доріг, кранових колій, містечка будівельників). На стадії техпроекту використовують укрупнені нормативи вартості обладнання, БМР, сантехнічних робіт. На етапі робочого проектування проводиться уточнення об'єктних калькуляцій, в процесі чого може бути здешевлення або подорожчання вартості будівництва.

#### 2.3.4. Методика визначення капіталовкладень в енергетичне будівництво.

В перспективних планових розрахунках, при розробці ТЕО будівництва енергетичних об'єктів, експертної та попередньої економічної оцінки проектних рішень, коли технічні рішення по об'єкту ще не визначені, використовують приблизні нормативи питомих капіталовкладень і методи укрупненого їх розрахунку. Такі нормативи можна використовувати в науково-технічних розрахунках.

Нормативи питомих вкладень розробляються проектними організаціями на основі узагальнення і статистичного аналізу даних по раніше запроектованих і побудованих об'єктах аналогічного типу з уточненнями по нововведенням, нових цінах.

Одним із найбільш поширених в практиці методів укрупнених розрахунків капвкладень в ТЕС є метод провідних елементів. Його суть полягає в тому, що капвкладення ( $K$ ) по проектуєму об'єкту розраховуються на основі довідково-нормативних даних, які визначають вартість основних фондів. Вони визначаються за формулою:

$$K = K_T + K_H + K_O, \text{ де} \quad (2.11)$$

$K_T$  – капвкладення, віднесені на турбоагрегати, основне і допоміжне обладнання машинного залу, його будівництво;

$K_H$  – капвкладення, віднесені на котли і обладнання котельного цеху, паливного цеху, димових труб;

$K_O$  – загальностанційні капвкладення, до яких віднесено всі інші капзатрати, в тому числі в об'єкти підсобного і обслуговуючого призначення, транспорт.

Капзатрати по вводу першого блоку значно вищі затрат на ввід наступних блоків, так як на експлуатацію його необхідно мати майже усю інфраструктуру допоміжного циклу.

Визначення вартості будівництва електростанції можна робити і по нормативах питомих капіталовкладень в розрахунку на 1 кВт·год. річної виробітки електроенергії.

### Приклади

#### Задача

Програма заходів по автоматизації виробництва на ТЕЦ розрахована на чотири роки і розроблена у двох варіантах. Вибрати оптимальний варіант програми, якщо норматив приведених капітальних вкладень по фактору часу  $E_{np}=0,1$ . Вихідні дані – в таблиці.

Таблиця

Показники / Варіанти	Перший варіант	Другий варіант
Капітальні вкладення, млн.грн, в т.ч. по роках:	1,6	1,6
1 <sup>й</sup>	0,4	0,4
2 <sup>й</sup>	0,4	0,2
3 <sup>й</sup>	0,4	0,3
4 <sup>й</sup>	0,4	0,7

Розв'язування

- Щоб вибрати економічний варіант інвестування, потрібно обчислити по варіантах капіталовкладення, приведені до початку здійснення автоматизації. Вони обчислюються за формулою:

$$K_{прив} = \sum_{t=1}^4 \frac{K_t}{f}, \text{ де}$$

$K_{прив}$ ,  $K_t$  - капвкладення,

$t$  – роки ;

$$f = (1 + E_{np})^{t-1}.$$

- На основі приведеної формули обчислюємо величину капвкладень по варіантах:

$$K_{прив} 1вар. = 0,4 + \frac{0,4}{(1+0,1)^{2-1}} + \frac{0,4}{(1+0,1)^{3-1}} + \frac{0,4}{(1+0,1)^{4-1}} = 1,396 \text{ млн.грн}$$

$$K_{прив} 2вар. = 0,4 + \frac{0,2}{(1+0,1)^{2-1}} + \frac{0,3}{(1+0,1)^{3-1}} + \frac{0,7}{(1+0,1)^{4-1}} = 1,356 \text{ млн.грн.}$$

- Економічно доцільним є другий варіант інвестування заходів по автоматизації, оскільки сума капітальних затрат, приведених до моменту початку їх освоєння, є меншою.

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Які організації займаються проектно-пошуковими роботами в енергетиці?*
- 2. Стадії проектування об'єктів.*
- 3. Планування розвитку енергетичної галузі.*
- 4. Бізнес-план. Його завдання, структура.*
- 5. Джерела фінансування енергетичних об'єктів в умовах ринкової трансформації економіки.*
- 6. Калькуляційна вартість будівництва, структура калькуляції.*
- 7. Укрупнені нормативи, їх використання.*
- 8. Методологія розрахунків капвкладень у будівництво об'єктів енергетики.*
- 9. Охарактеризуйте структуру ТЕО, ТЗ, технічного проекту.*
- 10. Як використовується електронно-обчислювальна техніка при проектуванні та калькулюванні БМР?*

## **Розділ 3. Інвестиції та кадри**

### **3.1. Інвестиційна політика в енергетиці**

#### **3.1.1. Державна інвестиційна політика**

На сьогодні основною проблемою структурної перебудови енергетики є гострий дефіцит бюджетних коштів. Враховуючи реальну економічну ситуацію, держава зняла із себе функцію повного забезпечення державного сектора необхідними інвестиціями. Досягається це за рахунок децентралізації управління економікою і розвитком повноважень регіонів. Державна інвестиційна підтримка збереглась тільки для розвитку пріоритетних напрямків в економіці і неприбуткових галузей (освіта, охорона здоров'я, соціальний захист населення).

Головними завданнями державної інвестиційної політики є:

формування сприятливого середовища для інвестиційної діяльності в будь-якій сфері власності;

створення економічно привабливих умов для залучення інвестицій;

збереження підтримки життєво важливих, але не прибуткових і дотаційних виробництв паливно-енергетичного комплексу;

підвищення ефективності контролю за цільовим використанням централізованих капіталовкладень в підприємства, що інвестуються у формі безповоротного фінансування та кредитування;

збереження пріоритетності при виділенні інвестицій для ПЕК.

Висновок: Під інвестиційною діяльністю розуміють сукупність практичних дій суб'єктів інвестиційної діяльності, направлених на реалізацію інвестицій з метою отримання прибутку або досягнення соціального ефекту.

До інвестицій відносяться наступні інтелектуальні цінності:

незапатентовані технічні, технологічні, комерційні "ноу-хау", оформлені у вигляді документації, навичок, досвіду;

авторські права, право на винахід, корисну модель, промислові взірці;

знаки для товарів.

Об'єктами інвестиційної діяльності можуть бути: фізичні особи, юридичні особи, зарубіжні держави, міжнародні організації та інші.

До об'єктів інвестиційної діяльності відносять:

рухоме і нерухоме майно;

цінні папери;

цільові грошові вклади;

інтелектуальні цінності;

науково-технічну продукцію;

об'єкти власності (будинки, транспорт тощо);

права на використання надр.

Державна інвестиційна політика в сьогоdnішніх умовах формується, в основному, на програмно-цільовому методі. Так, ще в травні 1996 року Верховна Рада України прийняла “Національну енергетичну програму” на період до 2010 року. Нею передбачено розвиток ПЕК в комплексі та в певній науково обгрунтованій послідовності. Для цих цілей передбачено 86,32 млрд. грн., які розподіляються у наступному співвідношенні:

вугільна промисловість	39,3%;
нафтогазовидобуток	22,8%;
нафтопереробка	3%;
електроенергетика	18,1%;
атомна енергетика	4,4%;
нетрадиційна енергетика	1,7%;
машинобудування	0,9%;
інші галузі	10%.

### 3.1.2. Джерела інвестицій

Джерела інвестицій в ринкових умовах можна розділити на три основних напрямки:

1. Засоби державного бюджету.
2. Власні фінансові засоби підприємств.
3. Залучені засоби.

#### 1. Засоби державного бюджету.

Засоби, які направляються із державного бюджету в енергетику, виділяються по адресному принципу органам державного управління в запропонованих розмірах для будівельного заділу по об'єктах ПЕК виключної державної ваги. Безповоротне фінансування здійснюється для неприбуткових та дотаційних життєво важливих галузей (вугільна промисловість, атомна енергетика). Держава також частково фінансує енергетичну програму.

#### 2. Власні фінансові засоби підприємств.

Суттєвими джерелами формування власних фінансових засобів є амортизаційні відрахування та прибуток. Вони мають тенденцію до підвищення у відносному змісті всіх капіталовкладень.

Одержаний підприємством прибуток розподіляється по двох напрямках:

В держбюджет (для використання в централізованому порядку) у вигляді плати за виробничі фонди у відповідності із затвердженими нормами;

Частина прибутку, що залишилась, направляється в розпорядження підприємств, для виплати відсотків за кредит, оплати рентних, фіксованих платежів, покриття приросту обігових засобів, капітальне будівництво.

Амортизаційні відрахування, які призначені для оновлення фондів, розподіляються так: 15% поступає в держбюджет, решту – залишається на підприємстві.

Формуванню власних обігових коштів підприємств мішають:

великі податки;  
великі проценти та короткостроковість кредитів;  
неплатежі споживачів;  
невідповідність динаміки цін на продукцію та обладнання, особливо якщо воно зарубіжне.

### 3. Залучені засоби.

Залучення засобів здійснюється, в основному, за рахунок:

внутрішніх небюджетних інвестицій;  
іноземних інвестицій;  
засобів загальнодержавних небюджетних фондів;  
засобів місцевих бюджетів;  
міжнародної фінансової допомоги;  
міжнародних комерційних позик під низькі відсотки;  
інших джерел, не заборонених законом.

#### 3.1.3. Прискорена амортизація і прибуток

Амортизація – це процес поступового перенесення вартості в процесі виробництва, основних виробничих фондів на наново створений із їх допомогою продукт, шляхом відчислень засобів у амортизаційний фонд по встановлених нормативах.

Розмір амортизаційних відрахувань називається нормою амортизації, визначеною у відсотках до балансової вартості за формулою:

$$H_A = \frac{C_n + Z_k + Z_m - C_l}{T_n \cdot C_n} \cdot 100\%, \quad \text{де} \quad (3.1)$$

$C_n$  – першопочаткова балансова вартість ОФ;

$Z_k$  - затрати на капремонт;

$Z_m$  - затрати на модернізацію;



$C_L$  – ліквідаційна вартість;

$T_H$  – нормативний термін служби ОФ.

Діючим важелем вирівнювання динаміки росту цін на продукцію і основні фонди є прискорена амортизація ОФ. Амортизаційні відрахування здійснюються по встановлених державою нормах і термінах. Прискорена амортизація передбачає регулярну переоцінку ОФ у відповідності з ростом цін і зміною умов поновлення капіталу.

Як бачимо з формули (3.1), збільшення першопочаткової балансової вартості ОФ при збереженні нормативного терміну служби їх приводить до збільшення амортизації.

Прискорена амортизація веде до більш швидкої заміни ОВФ, але знижує прибуток, оскільки списання амортизаційних відрахувань відноситься на собівартість і знижує рентабельність.

Розрізняють балансовий  $\Pi_b$  і розрахунковий  $\Pi_p$  прибуток. Балансовий прибуток  $\Pi_b$  визначається по результатах всієї промислової діяльності

$$\Pi_b = \Pi_t + \Pi_{n.p} + \Pi_{в.о}, \text{ де} \quad (3.2)$$

$\Pi_t$  – прибуток від реалізації товарної продукції (різниця між сумою виручки від реалізації продукції і сумою затрат на виробництво);

$\Pi_{в.о}$  – прибуток або збитки від позареалізаційних операцій (штрафи, пеня і т. п.);

$\Pi_{n.p}$  – прибуток або збитки від іншої реалізації (продукція підсобного господарства, реалізація продукції за пільговими цінами).

Розрахунковий прибуток  $\Pi_p$  (прибуток до розподілу) менший балансового на величину платежів за виробничі фонди  $\Pi_{в.ф}$ , фіксовані та рентні платежі  $\Pi_{ф.р}$ , банківський кредит  $\Pi_{б.к}$ .

$$\Pi_p = \Pi_b - \Pi_{в.ф} - \Pi_{ф.р} - \Pi_{б.к} \quad (3.3)$$

Аналогічно розрізняють загальну  $R_z$  та розрахункову  $R_p$  рентабельності. Вони визначаються у відсотках через відношення балансового (3.2) і розрахункового (3.3)

прибутку до середньорічної вартості основних виробничих фондів  $C_{\text{ср.в.овф}}$  і нормованих оборотних засобів  $C_{\text{ср.в.ноз}}$ .

$$P_3 = \frac{\Pi_6}{C_{\text{ср.в.овф}} + C_{\text{ср.в.ноз}}} \cdot 100\% \quad (3.4)$$

$$P_p = \frac{\Pi_p}{C_{\text{ср.в.овф}} + C_{\text{ср.в.ноз}}} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

Для недопущення зниження рентабельності в процесі прискореної амортизації необхідно згідно формул (3.4), (3.5) зменшувати суму прибутку, що оподатковується, на величину втрат, пов'язаних із прискореною амортизацією.

## *Приклади*

### *Задача*

Визначіть та проаналізуйте рівень прибутковості фірми, якщо загальний обсяг інвестицій у фірму склав 3,6 млн. грн; прибуток від реалізації – 850 тис. грн; позареалізаційний прибуток – 240 тис. грн. Сума податків становила 320 тис. грн. Процент за державними облігаціями – 11%, а процентна ставка за довгостроковими кредитами – 16%; середньогалузевий рівень прибутковості складає 20,4%. Сума активів фірми за балансом становить 4,5 млн. грн.

Розв'язування

1. Обчислюємо прибутковість інвестицій ( $\Pi_i$ ) у фірму:

$$\Pi_i = \frac{(\Pi_p + \Pi_n) - \Pi}{I}$$

$\Pi_p$  - прибуток від реалізації;

$I$  - інвестиції;

$\Pi_n$  - позареалізаційний прибуток;

$\Pi$  - податки.

$$\Pi_i = \frac{(0,85 + 0,24) - 0,32}{3,6} \cdot 100 = \frac{0,77}{3,6} \cdot 100 = 21,3\%$$

Рівень прибутковості інвестицій є високим 21,3%, значно більшим, ніж при купівлі державних облігацій, які дають 11% прибутковості.

2. Порівняємо рівень прибутковості інвестицій із галузевим показником (20,4%).

21,3-20,4 = 0,9%, що є вищим ніж галузевий.

3. Розрахуємо прибутковість активів.

$$П_{акт} = \frac{П_{р.чист}}{A_{заг}}, \text{ де}$$

$П_{акт}$  - прибуток активів;  
 $П_{р.чист}$  - прибуток чистий;  
 $A_{заг}$  - загальні активи;

$$П_{акт} = \frac{0,77}{4,5} \cdot 100 = 17,1\%$$

Розрахований коефіцієнт прибутковості активів є на 1,1% (17,1-16,0%) вищим, ніж процентна ставка по довготермінових кредитах.

### ***Питання для самопідготовки***

1. *Інвестиції, їх види, завдання.*
2. *Інвестиційна політика України щодо енергетики.*
3. *Законодавче забезпечення інвестиційного процесу в Україні.*
4. *Види інтелектуальних цінностей, що використовуються як інвестиції.*
5. *Джерела формування капіталовкладень.*
6. *Джерела залучення інвестицій у енергетику.*
7. *Прискорена амортизація, її визначення та методи розрахунку.*
8. *Види прибутків та методи їх розрахунку.*
9. *Шляхи покращення інвестиційного процесу в енергетику України.*

## **3.2. Кадри та особливості організації праці в енергетиці**

### **3.2.1. Особливості організації праці в енергетиці**

Енергетичні підприємства, системи, об'єкти працюють цілодобово, без вихідних та святкових днів. В енергетиці немає незавершеного виробництва. Електроенергія, теплова енергія мають конкретних споживачів в даний період часу (годину, добу, місяць). Потужності електростанцій, теплових централей, котелень, мінікотелень та систем передачі енергії повинні диферен повинні диференційованості із величиною споживання. Технічно це можливо і робиться. Заодно енергетика – це галузь, в якій висувуються підвищені вимоги щодо надійності роботи, техніки безпеки та охорони праці і довкілля, організації праці, протипожежної безпеки. Прикладом таких вимог є постійний перегляд правил і норм експлуатації електростанцій, зокрема атомних, розробка та модернізація нового генеруючого обладнання, автоматичних систем контролю параметрів енергоблоків, систем передачі електро та теплоенергії, децентралізація теплозабезпечення (встановлення мінікотелень, дахових котелень тощо), розвиток нетрадиційної енергетики.

Оновлення матеріальної бази вимагає відповідної організації праці, фахової підготовки персоналу, його кваліфікації, професійної майстерності, а нові умови її експлуатації висувують підвищену відповідальність, зростання мотивації до праці, використання зарубіжного досвіду.

До особливостей організації праці в енергетиці слід віднести і те, що персонал постійно працює в зонах підвищеної небезпеки (високі напруги, тиски, температури). При ліквідації стихійних лих, окремі підрозділи працюють в складних погодніх умовах, на розвалених об'єктах.

Для реалізації завдань, що визначаються особливістю організації праці, інженерно-технічні працівники, службовці та робітники систематично проходять фахову підготовку та перепідготовку. Для цього у системі створені центри підвищення кваліфікації, курси при “Обленерго”, “Теплокомуненерго” на електростанціях, які

функціонують цілий рік. Окремі ІТП та службовці, керівники підвищують свій фаховий рівень у вузах, на практичних семінарах, за кордоном. Робітники підвищують свій рівень на курсах, що діють на підприємствах та у галузі. Держкоматом має свою систему перепідготовки працівників.

Держава створила ефективний контроль за безпечною експлуатацією енергетичних об'єктів. В Україні функціонують: Міністерство палива та енергетики, департамент вугільної промисловості, комітет по атомній енергетиці, енергонагляд, котлонагляд, відповідні регіональні інспекції, державні комітети по охороні довкілля та по охороні праці, які мають регіональні управління.

### **3.2.2. Кадровий потенціал енергопідприємств**

В енергетиці склад кадрів можна розділити на кадри апаратів Міністерства палива і енергетики, кадри енергосистем, електростанцій, сіткових підприємств, шахт.

В Мінпаливенерго, як незалежні структури, входять Державний комітет з атомної енергетики і Державний комітет з нафти та газу, департамент вугільної промисловості. Державний комітет з атомної енергетики має в підпорядкуванні атомні станції і продає електроенергію енергоринку, а теплову енергію – місцевим споживачам. Державний комітет з нафти та газу забезпечує електростанції, підприємства, інших споживачів нафтою та газом. Одночасно теплові станції, які працюють на вугіллі, купують його у шахт. Енергію продають по тому ж принципу, що й атомні та газоконденсатні станції. Теплові станції об'єднані в чотири акціонерні товариства. Регулює потреби в електроенергії національний диспетчерський центр. Передачу енергії здійснює Державна енергетична компанія, 27 обласних підприємств магістральних електричних мереж (МЕМ) та 27 підприємств-операторів місцевих (локальних) мереж "Обленерго". Відповідно до структури управління є кадрове забезпечення. Персонал в галузі висококваліфікований, вимогливий, професійно підготовлений.

Всього в енергетиці країни зайнято біля 2% всієї кількості працюючих в народному господарстві. Ці дані показують, що раціональне використання кадрів та підвищення продуктивності праці в енергетиці має загальнодержавне значення. Працівники промислових підприємств діляться на дві групи: промислово-виробничий та невиробничий (допоміжний) персонал. Подібний поділ існує і в енергетиці. Основні працівники зайняті, в основному, обслуговуванням технологічного обладнання. Це персонал котельного, турбінного, електричного та інших цехів. Вони виконують функції управління і контролю всіх стадій виробництва, розподілу, передачі енергії.

Допоміжні робітники зайняті в допоміжних цехах і службах атомних, теплових, гідроелектростанцій, виконують функції догляду за обладнанням, його ремонт, здійснюють транспортне забезпечення.

До інженерно-технічних працівників відносяться інженери, техніки, керівники структур технічного забезпечення роботи відповідного підприємства. До службовців – економісти, бухгалтери. В умовах ринку набувають розвитку такі спеціальності, як менеджмент. Менеджери повинні володіти знаннями інженерів, економістів, бухгалтерів, знати умови ринкової конкуренції. Менеджери – це управлінці, які знають як і вміють підпорядкувати знання очолюваного колективу для досягнення власних (фірмових) завдань.

Основні та допоміжні робітники, а також ІТП в енергетиці діляться на експлуатаційний та ремонтний, змінний і незмінний персонал. Частка ремонтного персоналу в енергетиці зараз зростає в силу трьох обставин:

1. Складності обладнання;
2. Зношеності обладнання;
3. В недостатній кількості спеціалізованих підприємств по ремонту обладнання.

Вона досягає, на окремих підприємствах, до 45% від всієї чисельності персоналу.

### **3.2.3. Методи визначення продуктивності праці в енергетиці**

#### **Шляхи підвищення продуктивності праці**

Узагальнюючим показником рівня продуктивності праці є виробітка продукції на одного працюючого за певний період часу. Для багатомноменклатурних підприємств вона може бути виражена тільки в грошах, а для підприємств, які випускають тільки один вид продукції – і в натуральному виразі. В енергетиці цей показник є одним із основних. В ринкових умовах, при співставленнях у часових інтервалах по продуктивності праці, слід враховувати наступні фактори:

- інфляцію;
- впровадження інновацій;
- зміну тарифів.

При інфляції, звичайно, теоретична продуктивність буде високою, але кількість продукції, виражена у натуральних показниках (кВт/год., гКал. тощо), не завжди буде адекватна грошовому еквіваленту. При впровадженні у виробництво інновацій, продуктивність праці різко зростає. Цього фактора чомусь багато науковців не враховують, немає і методологій відповідних розрахунків для порівняння.

Головним недоліком показника продуктивності праці в енергетиці є ще і те, що виробництво енергії (електроенергії, тепла) залежить від ємності енергоринку. Тому в доповнення до цього показника використовують натуральні показники. Одним із таких є штатний коефіцієнт. Він представляє собою відношення чисельності промислово-виробничого персоналу до встановленої потужності електростанції (люд./мВт.), або номінальної продуктивності котельні (люд./гДж.год.). Головною перевагою штатного коефіцієнту є повна незалежність від диспетчерського графіку навантаження. Його значення залежить від зусиль колективу енергопідприємства по підвищенню продуктивності праці за рахунок вдосконалення організації управління, ефективного використання людського потенціалу. До недоліків можна віднести – малоймовірне

використання для ТЕЦ, неспівставленість із аналогічним показником в інших галузях, так як обладнання та в цілому ОФ на ТЕЦ дорогі.

Іншим показником продуктивності праці є питома виробітка електроенергії. На електростанціях і в енергосистемах вона визначається відношенням кількості енергії, виробленої за одну годину, до чисельності промислово-виробничого персоналу (кВт.год./люд.год.). По ньому підраховують і питома виробництво тепла в котельнях, його передачу по сітках.

Коефіцієнт обслуговування, використовується в електричних та теплових сітках, він являє собою відношення розрахункового об'єму обслуговування сітки в умовних одиницях до чисельності промислово-виробничого персоналу. Цей показник широко використовується в плануванні і експлуатації, але є умовним і потребує вдосконалення. В доповнення до нього використовують більш простий і наглядніший показник: питома чисельності виробничого персоналу на 1 км довжини сітки. Він теж є недосконалим, недостатньо об'єктивним, адже мережі бувають різного діаметру та тиску, напруги, протяжності, надійності, новизни тощо.

В ринкових умовах міняються стереотипні підходи до оцінки кадрів, їх організації праці. Основний акцент робиться на максимальне задоволення потреб споживачів енергоресурсів. При чому електроенергія, тепла енергія, яку отримують споживачі, повинні відповідати стандартам, заключеним угодам. Велике значення при цьому набуватиме інтелектуальний рівень працівників сервісного обслуговування.

## ***Приклади***

### ***Задача 1***

Розрахувати місячну заробітну плату електрослюсаря –погодинника 4<sup>го</sup> розряду, працюючого по обслуговуванні ліній електропередач, якщо тарифна ставка складає 3,95 грн/год. Число фактично відпрацьованих днів в місяці 22 при 8-годинним робочім дні.



Розв'язування

1. Визначаємо кількість відпрацьованих годин в місяць електрослюсарем.

$$22\text{дні} \cdot 8\text{ год} = 176\text{ год}.$$

2. Розрахуємо місячну зарплату електрослюсара – погодинника:

$$Z_{см} = T \cdot U, \text{ де}$$

$Z_{см}$  – середньомісячна зарплата електрослюсара;  
 $T$  – тарифна ставка електрослюсара 4 – ого розряду;  
 $U$  – фактично відпрацьований час.

$$Z_{см} = 3,95\text{ грн/год} \cdot 176\text{ год} = 695,2\text{ грн}$$

## Задача 2

Розрахувати місячну заробітну плату робітника-погодинника 3<sup>го</sup> розряду, працюючого в реммайстерні Обленерго. Тарифна ставка складає 2,8 грн/год, число відпрацьованих днів у місяці – 22 при 8-годинному робочому дні.

Розв'язування

1. Визначаємо кількість відпрацьованих годин в місяць:

$$Ч = 22 \cdot 8 = 176\text{ год}.$$

2. Розраховуємо місячну зарплату робітника – погодинника ( $Z_{см}$ ):

$$Z_{см} = T \cdot Ч, \text{ де}$$

$T$  – тарифна ставка робітника – погодинника третього розряду;  
 $Ч$  – фактично відпрацьований час в місяць.

$$Z_{см} = 2,8\text{ грн/год} \cdot 176 = 492,8\text{ грн}.$$

## Задача 3

Визначити змінність роботи цеху, в якому проводиться збирання малих гідравлічних турбін. Річне завдання 500 виробів. Зборка проводиться на 40 стендах, виробничий цикл збирання – 320 год на одному стенді.

## Розв'язування

1. Визначаємо загальну трудоемність робіт:

$$T_3 = T_{од} \cdot N, \text{ де}$$

$T_3$  – загальна трудоемність,

$T_{од}$  – трудоемність на одиницю продукції (320 год по умові задачі);

$N$  – виробнича програма ( 500 турбін);

$T_3 = 320 \cdot 500 = 160000$  нормо/год.

2. Розраховуємо річне навантаження на один стенд ( $P_n$ ):

$$P_n = \frac{T_3}{n}, \text{ де}$$

$n$  – кількість стендів

$$P_n = \frac{160000}{40} = 4000 \text{ н/год.}$$

3. Тривалість річного робочого часу для машинобудівного заводу, при однозмінному режимі складає 1860 год.
4. Розраховуємо кількість змін ( $K_3$ ):

$$K_3 = \frac{P_n}{1860} = \frac{4000}{1860} = 2,15 \text{ (змін)}.$$

5. Враховуючи можливе перевиконання норм виробітки, приймаємо двозмінну роботу цеху.

## Задача 4

Зміни кадрового потенціалу в облenerго за рік характеризуються наступними показниками:

№	Показники	Значення, чол.
1	Чисельність працюючих на початок звітного періоду	560
2	Число прийнятих працівників	110
3	Число вибувчих працівників	101
	В тому числі:	
	- в зв'язку із призовом в армію, переходом на навчання, пенсію;	42
	- звільнених за власним бажанням та за згодою сторін;	54
	- звільнених за порушення трудової дисципліни.	5
4	Чисельність працюючих на кінець звітного періоду	570

Визначити:

1. Середньоспискову чисельність персоналу за рік.
2. Коефіцієнт обороту по прийому.
3. Коефіцієнт обороту по звільненню.
4. Коефіцієнт змінюваності працівників.
5. Коефіцієнт текучості персоналу.

Розв'язування

1. Визначаємо середньоспискову чисельність персоналу за рік ( $C_{счп}$ ):

$$C_{счп} = \frac{560 + 570}{2} = 565(\text{чол}).$$

2. Визначаємо коефіцієнт обороту по прийому ( $K_{об.п}$ )

$$K_{об.п} = \frac{110}{565} \cdot 100\% = 19,74\% = 0,195$$

3. Визначаємо коефіцієнт обороту по звільненню ( $K_{об.з}$ ):

$$K_{об.з} = \frac{101}{565} \cdot 100\% = 17,88\% = 0,179$$

4. Визначаємо коефіцієнт змінюваності персоналу ( $K_{з.п}$ ):

$$K_{з.п} = \frac{101}{565} \cdot 100\% = 17,88\% = 0,179$$

5. Визначаємо коефіцієнт текучості кадрів ( $K_{тк}$ ):

$$K_{тк} = \frac{5475}{565} \cdot 100\% = 10,44\% = 0,1$$

### **Задача 5**

На ТЕЦ встановлено 250 одиниць технологічного обладнання. Середня категорія складності обслуговування одиниці обладнання:

Механічної частини – 13,5%;

Електричної частини – 5,1%.

Режим роботи обладнання двозмінний. Визначити явочну кількість чергових слюсарів і електриків, при нормах чергового обслуговування (к-сть обладнання в одиницях ремонтної складності на одного чоловіка):

- слюсара – 400;
- електрика – 800.

Коефіцієнт використання робочого часу – 0,9; виконання норм обслуговування – 1,15.

Розв'язування

1. Явочна кількість чергового персоналу:

$$\text{- слюсарів } P_{сл} = \frac{250 \cdot 13,5 \cdot 2}{400 \cdot 0,9 \cdot 1,15} = 16 \text{ чол.}$$

$$\text{- електриків } P_{ел} = \frac{250 \cdot 5,1 \cdot 2}{800 \cdot 0,9 \cdot 1,15} = 6 \text{ чол.}$$

2. Для оптимізації обслуговування можна організувати двохзмінну комплексну бригади чисельністю 22 чол. по 11 чол. в ланці в т. ч. 8 чергових слюсарів і 3 електрика.

### ***Питання для самопідготовки***

1. *Особливості організації праці в атомній енергетиці.*
2. *Організація праці в теплоенергетиці, її особливості.*
3. *Трансформація системи організації праці на підприємствах “Обленерго” при їх приватизації.*
4. *Персонал електростанцій, його склад.*
5. *Кадровий потенціал підприємств магістральних та локальних електромереж.*
6. *Система підвищення кваліфікації працівників енергетичної сфери.*
7. *Методи визначення продуктивності праці в енергетиці.*
8. *Шляхи підвищення продуктивності праці на:*
  - *атомних електростанціях;*
  - *гідроелектростанціях;*
  - *теплових електростанціях;*
  - *підприємствах магістральних та локальних електромереж;*
  - *підприємствах теплоенергетики.*

## **Розділ 4. Затрати енергетичного виробництва**

### **4.1. Собівартість енергії**

#### **4.1.1. Структура собівартості енергії**

Об'єктивною і найбільш досконалою мірою ефективності суспільного виробництва є вартість, тобто кількість суспільно необхідної праці, або часу, уречевлених в товарі, затрачених на його виробництво. Одним із таких показників є затрати виробництва, пов'язані із виготовленням та реалізацією одиниці продукції, тобто її собівартість.

Собівартість продукції формується із затрат на споживання в процесі виробництва предметів праці, вартості засобів праці, яка перенесена на готовий продукт з допомогою нарахування амортизації, заробітної платні та інших витрат підприємства, що пов'язані з ремонтом, організацією виробництва, менеджментом та маркетингом. Отже, собівартість виготовлення продукції не відбиває повної її вартості. В собівартість не входить та частина затрат праці, яка формує чистий дохід суспільства, що реалізується через ціни та податки.

Собівартість продукції може бути виміряна в грошовому виразі достатньо об'єктивно і точно. Тому вона, поряд із капітальними вкладеннями і ціною, використовується в якості вимірника індивідуальних та суспільно необхідних затрат праці при плануванні, аналізі виробничої діяльності, виборі оптимального варіанту технічного рішення.

Отже, структура собівартості складається із:

1. Затрат підприємства на спожиті в процесі виробництва сировину, комплектуючі, енергію, паливо тощо;
2. Заробітної плати персоналу;
3. Транспортних витрат;
4. Витрат на маркетинг та менеджмент;

5. Обслуговування обладнання та виробництва в цілому (ремонт обладнання, приміщень, транспортних засобів);
6. Витрат на реалізацію.

Собівартість продукції відноситься до найважливіших економічних показників роботи підприємства. В ній відбивається рівень науково-технічного розвитку підприємства, продуктивності праці, енергоресурсозбереження, використання потужностей та інші показники. Від рівня собівартості продукції залежить сума прибутку.

#### **4.1.2. Формування собівартості енергії**

В промисловості розрізняється собівартість валової, товарної та реалізованої продукції.

Собівартість валової продукції може бути визначена як відношення затрат виробництва до всієї кількості виробленої за певний період часу (місяць, рік) продукції. В енергетиці валова продукція основного виробництва електростанцій, теплових централей по економічному змісту в натуральній формі відповідає кількості енергії, яка відпущена із шин електростанцій, та тепла, відпущеного із колекторів теплоцентралей в сітку. В об'єм валової продукції енергетичних підприємств умовно включається вартість капітального ремонту обладнання і послуг допоміжних виробництв.

Собівартість товарної продукції визначається як відношення витрат виробництва до кількості товарної продукції, яка приблизно відповідає різниці між валовою продукцією та її розходом на власні потреби виробництва, включаючи внутрівиробничі втрати. Для електростанцій та котелень товарною продукцією основного виробництва в натуральному вигляді є відпуск електроенергії із шин і тепла із колекторів сітки. Для енергосистем вона відповідає кількості енергії, корисно доведеної до споживача, включаючи і куплену у інших енергосистемах. Тому при визначенні товарної продукції

енергосистем у вартісному виразі в неї включають затрати на покупну енергію по відповідних тарифах, на її перетоки по міжсистемних зв'язках.

При співпаданні в часі генерування та споживання енергії кількість реалізованої та товарної продукції в натуральному і вартісному виразах приблизно однакові.

Розрізняють, крім наведених собівартостей, цехову, заводську, повну і галузеву.

Цехова собівартість включає затрати на сировину, матеріали, зарплату, амортизацію і поточний ремонт основних фондів, а також інших видів розходів. На енергетичних підприємствах, в зв'язку із відсутністю незавершеного виробництва, цехова собівартість вироблення і розподілу енергії не калькулюється.

Заводська собівартість складається із затрат окремих цехів підприємства та загальнозаводських розходів. Її еквівалентом в енергетиці є собівартість виробництва енергії на електростанціях і в котельнях, а також собівартість передачі і розподіл енергії в сіткових підприємствах.

Повна або комерційна собівартість складається із заводської і невиробничих розходів, пов'язаних із реалізацією продукції, адміністративно-господарськими розходами підприємства, підготовкою персоналу та науково-дослідними роботами. Повна собівартість енергії включає затрати енергозбутових підприємств, складається із затрат по електростанціях, сіткових підприємствах (магістральних та локальних мережах) і загальновиробничих втрат в лініях електропередач, трубопроводах.

Галузева собівартість продукції в енергетиці представляє собою середню по підприємствах галузі. Крім цього правомірно виділяти регіональну собівартість електроенергії по об'єднаних енергосистемах. В цьому випадку, крім повних затрат по окремих енергосистемах, потрібно враховувати і розходи по утриманню диспетчерського апарату і виробничих служб об'єднання енергосистем.

Собівартість буває плановою та фактичною. Планова – включає планові витрати, виходячи із норм і нормативів розходу сировини, палива, допоміжних матеріалів, використання обладнання, трудових витрат та планових цін.

Фактична собівартість характеризує розміри дійсно спожитих засобів на випуск продукції, витрачених матеріалів, трудових та фінансових витратах.

Собівартість в умовах ринкової економіки постійно знижується на основі впровадження інновацій, росту продуктивності праці, економії ресурсів, покращення ефективності роботи обладнання. Основною причиною зниження собівартості енергії є конкурентна боротьба за споживачів.

#### **4.1.3. Класифікація і структура затрат енергетичного виробництва**

Затрати виробництва в промисловості та енергетиці розраховуються в двох напрямках:

- по економічних елементах затрат;
- по статтях калькуляції (статтях рахунків).

Розглянемо класифікацію затрат по економічних елементах.

На основі розрахунку елементів затрат планується потреба підприємства в обігових засобах, визначається їх фактичний розхід і складається загальна калькуляція затрат виробництва.

В промисловості прийнята наступна класифікація затрат по економічних елементах:

- сировина і основні матеріали;
- допоміжні матеріали;
- паливо і енергія;
- амортизація основних фондів;
- основна і додаткова зарплата;
- відчислення на соціальне страхування;
- послуги;
- поточний ремонт;
- інші грошові затрати.



В деяких галузях промисловості окремі елементи затрат можуть бути відсутні, що пов'язано із специфікою їх роботи.

В енергетиці відсутні затрати на сировину і основні матеріали. Замість затрат на паливо та енергію калькулюються тільки затрати на паливо. В сіткових підприємствах відсутні затрати на паливо. Разом із цим, в енергетиці визначають як самостійні елементи, затрати на поточний ремонт та послуги, що виконуються своїми допоміжними службами і сторонніми організаціями. Наведемо приклад співвідношення окремих елементів затрат в промисловості та енергетиці, в % за рік (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1

Елементи затрат на виробництво в промисловості та енергетиці за 1997рік, в %.

Елементи затрат	Промисловість	Енергетика
Сировина та основні матеріали	63,2	–
Допоміжні матеріали	4,3	5,2
Паливо	3,5	51,0
Енергія	2,5	0,5
Амортизація	6,9	25,5
Заробітня плата	14,9	11,4
Інші затрати	4,7	6,4
Всього	100,0	100,0

Як бачимо із даних, в промисловості найважливішим елементом затрат є вартість сировини і основних матеріалів, які в енергетиці взагалі відсутні. В енергетиці основним елементом затрат є вартість палива, а частка амортизації в силу високої капіталоемкості енерговиробництва значно вища, ніж у промисловості. Доля затрат на

паливо у витратах виробництва ТЕС коливається від 50 до 70 % і залежить від цін на паливо і ступеня економічної експлуатації станції.

Частка амортизації основних фондів визначається їх вартістю.

Процентне співвідношення між окремими економічними елементами в сумарних витратах виробництва і собівартості продукції є структура затрат виробництва і собівартість виготовлення одиниці продукції.

Орієнтовні дані про структуру собівартості виробництва і передачі енергії приведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

Структура собівартості виробництва і передачі енергії, в %.

Станції, Сітки	Паливо	Амор- тизація	Зар. плата	Інші Витрати	Всього
Теплові конденсаційні електростанції	65	18,5	6	10,5	100
Теплоелектроцентралі (виробництво і відпуск електроенергії)	65	18	6	11	100
Теплоелектроцентралі (виробництво і відпуск тепла)	70	15	8	7	100
Гідроелектростанції	–	82	5	13	100
Електричні сітки	–	54	24	22	100
Теплові сітки	–	52	20	28	100

Із даних таблиці видно, що на ТЕС питома вага затрат на амортизацію не перевищує 20%, а основною складовою є затрати на паливо. В гідроенергетиці затрати на паливо повністю відсутні, а питома вага амортизації сягає 82%. В сітках основною складовою частиною є амортизація (52–54%).

По признаці залежності від обсягів виробництва всі затрати діляться на умовно-постійні та умовно-змінні. Для енергетики цей поділ є досить характерним. До умовно-постійних відноситься та частина затрат, яка не залежить від кількості продукції, що випускається. До умовно-змінних відносяться затрати, які практично пропорційні випуску продукції. На ТЕС, ГРЕС та АЕС до останніх відносяться затрати на паливо і покупну воду, все інше – до умовно-постійних. В сіткових підприємствах та ГЕС всі статті затрат відносяться до умовно-постійних. На ТЕС питома вага умовно-постійних затрат складає всього 30 – 50 %.

По принципу однорідності елементи затрат поділяються на прості та комплексні. Перші включають один елемент, а інші – декілька елементів затрат. Прикладом простих елементів являються затрати на паливо, зарплату, допоміжні елементи. Комплексні затрати – це амортизація, адже вони складаються з сум відрахування на інновацію та проведення капітальних ремонтів. В свою чергу затрати на капремонт теж складні, вони складаються із вартості матеріалів і зарплати.

Групування затрат по економічних елементах на підприємствах, де випускається більш як один вид продукції, недостатнє для визначення собівартості кожного виду. Тому, з класифікацією затрат на виробництво по економічних елементах, проводиться групування і розрахунок по статтях калькуляції. А останнє дає можливість групувати затрати по виробничому призначенню, тобто по цехах і фазах виробництва.

### *Приклади*

#### *Задача*

Калькуляція собівартості одиниці продукції підприємства подана в таблиці.

Таблиця

Статті калькуляції продукції

№ п/п	Статті калькуляції	Сума, грн
1.	Вартість основних і допоміжних матеріалів	93,6
2.	Куповані напівфабрикати	73,5

Продовження таблиці		
3.	Паливо і енергія на технологічні цілі	58,2
4.	Заробітна плата основних виробничих робітників	29,5
5.	Заробітна плата допоміжних виробничих робітників	2,3
6.	Відрахування на соціальні заходи	3,1
7.	Загальновиробничі витрати	76,9
8.	Адміністративні витрати	33,8
9.	Інші виробничі витрати	0,8
10.	Витрати на збут	5,3

Запланований рівень рентабельності - 18%.  
Обчислити вільну відпускну ціну продукції з ПДВ.

Розв'язування

1. В основі відпускну ціни лежить собівартість продукції. Спочатку обчислюємо вартість матеріальних затрат в собівартості продукції ( $MЗ$ ) і повну собівартість  $C_n$ .

$$MЗ = 93,6 + 73,5 + 52,8 = 225,3 \text{ грн.}$$

В даному варіанті витрати на матеріальні ресурси не враховують ПДВ, сплаченого постачальникам цих ресурсів, оскільки цей податок у витрати виробництва не включається.

$$C_n = 225,3 + 29,5 + 2,3 + 3,1 + 56,7 + 20,2 + 33,8 + 0,8 + 5,3 = 377 \text{ грн.}$$

2. При запланованому рівні рентабельності по відношенню до собівартості виробу можемо визначити гуртову ціну підприємства ( $C_{гypт}$ ), яка відповідає вільній відпускну ціні ( $C_{вe}$ ):

$$C_{гypт} = C_{вe} = 377 \cdot 1,18 = 444,86 \text{ грн/од.}$$

3. При ставці ПДВ = 20% сума цього податку, становитиме:

$$ПДВ = 444,86 \cdot 0,2 = 88,97 \text{ грн.}$$

4. Визначаємо вільну відпускну ціну з ПДВ:

$$C_{вe} = 444,86 + 88,97 = 533,83 \text{ грн/од.}$$

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Охарактеризуйте структуру собівартості енергії.*
- 2. Назвіть спільні та відмінні складові структури собівартості промислової продукції та електроенергії.*
- 3. Які техніко-економічні показники впливають на собівартість енергії?*
- 4. Собівартість валової та товарної продукції.*
- 5. В чому полягає відмінність валової та товарної продукції в енергетиці у порівнянні з промисловістю?*
- 6. Дайте обґрунтування собівартостей: цехової, заводської, повної і галузевої. Порівняйте їх із аналогами в енергетиці.*
- 7. Що таке планова і фактична собівартість енергії?*
- 8. Прокласифікуйте затрати енергетичного виробництва.*
- 9. Затрати виробництва енергії розраховуються по економічних елементах затрат та по статтях калькуляції. В яких випадках?*
- 10. Наведіть приклади структури собівартості виробництва енергії по ГЕС, ТЕС, АЕС. Порівняйте їх.*
- 11. Наведіть приклади структури передачі енергії в теплових та електричних сітках.*
- 12. Поділіть затрати виробництва енергії на умовно-постійні та умовно-змінні. В чому полягає їх сутність?*

## **4.2. Економічний зміст і методики розрахунків калькуляції собівартості виробництва енергії на електростанціях різних типів**

### **4.2.1. Визначення поняття “калькуляція” та її економічний зміст**

Калькуляцією називається розрахунок собівартості виготовлення або виробництва одиниці продукції. Використання науково-обґрунтованої методики калькуляції собівартості продукції має велике народногосподарське значення, оскільки на її основі можлива об’єктивна оцінка ступеня ефективності виробництва, підвищення продуктивності праці, використання основних фондів та фондів підприємства в цілому, впровадження інновацій тощо.

В енергетиці калькулюється собівартість виробництва енергії на всіх типах електростанцій і в котельнях теж різних типів, собівартість передачі і розподілу енергії у сіткових підприємствах і повна (комерційна) собівартість енергії в енергосистемі. При цьому собівартість виробництва і передачі енергії входить складовою часткою в її повну собівартість. Економічний зміст калькуляції полягає і в тому, що в енергетиці чітко визначаються абсолютні витрати на виробництво тепла чи електроенергії та розподіл цих витрат між видами енергії на всіх етапах її існування. Це дає можливість бачити перевитрати ресурсів на етапах: виробництво – передача – споживання, варіанти енергоресурсозбереження, можливість оптимального використання обладнання, генеруючих потужностей, систем передачі енергії та систем споживання енергоресурсів. На основі калькуляції собівартості енергії, яка генерується різними електростанціями, чи тепла, яке виробляється на теплових центральних, в тому числі і на котельнях різних типів, є можливість порівняти їх економічну доцільність подальшої експлуатації, встановити необхідність модернізації, введення інновацій, “ноу-хау” тощо. В сьогоденні умовах набуває розвитку нетрадиційна енергетика: вітро, геліо, геотермальна, біо, мала гідроенергетика. І це пояснюється тим, що затрати на початкові енергоресурси дорівнюють нулю. Адже енергія вітру, сонця, гарячих джерел, відходів сільського господарства та річок – це дармова енергія. Вартість електроенергії такої

енергетики виключає вартість палива, як однієї із найдорожчих складових калькуляції, і є досить низькою, конкурентноздатною із її виробництвом на ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС. Економічно доцільно використовувати і дахові котельні, мінікотельні, індивідуальні опалювальні системи. Адже собівартість теплової енергії в них значно нижча, ніж у традиційних котельнях.

#### **4.2.2. Види калькуляцій**

Калькуляції бувають кошторисні, планові, нормативні, звітні.

Кошторисні калькуляції складаються на нові види продукції. В енергетиці кошторисні калькуляції не складаються, оскільки відсутній випуск нових видів продукції.

Планові калькуляції складаються на продукцію, випуск якої передбачений виробничою програмою, в розрізі року, кварталу, місяця. Вони знаходять широке використання в усіх галузях, в тому числі і в енергетиці. Для складання планової калькуляції собівартості електричної і теплової енергії на електростанціях, котельнях, в енергосистемах в якості вихідного документу використовуються розрахунки затрат по елементах і статтях калькуляції.

Нормативні калькуляції складаються на тих підприємствах, на яких мають місце періодично значні зміни діючих норм затрат трудових, матеріальних та фінансових ресурсів, внаслідок вдосконалення техніки, технології, організації виробництва. У відмінності від планових, вони складаються періодично після перегляду норм. В енергетиці цей вид калькуляції раніше не використовувався, так як на діючих електростанціях, в сітках і енергосистемах, норми розходу палива, допоміжних матеріалів і продуктивність праці в одночасному порядку змінюватись не могли, а вартість палива і матеріалів була стабільна. В умовах ринкової економіки ці норми змінюються, особливо коливаються ціни на паливо. Через це нормативні калькуляції переглядаються.

Звітні калькуляції складаються на основі фактичних затрат трудових, матеріальних і фінансових ресурсів на продукцію, випуск якої було передбачено програмою. При цьому використовуються дані бухгалтерського обліку і звітності. Так, як і планові звітні калькуляції складаються в розрізі року, кварталу, місяця. Вони служать для аналізу роботи підприємства в цілому, особливо аналізу собівартості продукції і впливу на неї всіх виробничих факторів та вартості покупних виробів, сировини, енергії тощо. На цій основі розробляються заходи по скороченню витрат на експлуатацію енергопідприємства, знаходженню постачальників дешевших паливно-матеріальних ресурсів. Адже в умовах ринкової конкуренції, при єдиних тарифах на електроенергію, які встановлюються енергоринком, зниження собівартості продукції – це єдиний шлях одержання прибутку, необхідного для подальшого розвитку підприємства, неможливості його банкрутства.

#### **4.2.3. Методика розрахунку калькуляції виробництва енергії на теплових електроцентралях, атомних, гідравлічних і газотурбінних електростанціях.**

##### **Методика калькуляції собівартості виробництва енергії на теплових електроцентралях**

В основі методики розрахунків лежить балансовий (фізичний) метод розподілу затрат між електроенергією і теплом. Його суть полягає в тому, що розхід палива на відпущене тепло приймається таким, яким він був би, якщо тепло відпускалося б споживачам із котельні. Розхід палива на виробництво електроенергії визначається як різниця між загальним розходом умовного палива і його розходом на відпуск тепла.

Якщо ТЕЦ має цехову структуру, то затрати по цехах розподіляються між електроенергією і теплом в залежності від ступеня участі того, чи іншого цеху у виробництві цих видів енергії.

Калькуляцію собівартості одиниці електроенергії і тепла на ТЕЦ по фізичному методу достатньо вести по чотирьох основних елементах затрат: паливо, амортизація,



заробітна плата, інші затрати. В таблиці 4.3 приведена форма такої спрощеної калькуляції.

Розглянемо методику розрахунків. Абсолютні значення кожної із чотирьох складових річних затрат виробництва, записуються в четвертий рядок (клітинки 4/2, 4/3, 4/4 і 4/5), де чисельник – номер рядка, знаменник – номер вертикальної графи. Сумарні затрати  $\Sigma I$  записуються в клітинці 4/6.

Таблиця 4.3

Форми калькуляції собівартості енергії на ТЕЦ.

№ п/п	Стадії виробництва і собівартості енергії	Елементи затрат					Розподіл затрат	
		Паливо	Амортизація	Зарплата	Інші	Всього	Електроенергія	Тепло
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Затрати по паливно-транспортному та котельному цехах, тис.грн, к	$I_{пал}$	$0,5I_{ам}$	$0,35I_{з.п}$	–	$I_k$	$I_{к,е}$	$I_{к,q}$
2	Затрати по турбінному і електричному цехах, тис.грн, I $I_m$	–	$0,45I_{ам}$	$0,35I_{з.п}$	–	$I_m$	$I_{м,е}, I_m$	–
3	Загальностанційні розходи, тис.грн, $I_z$	–	$0,05I_{ам}$	$0,3I_{з.п}$	$I_{ін}$	$I_z$	$I_{з,е}$	$I_{з,q}$
4	Всього по ТЕЦ, тис.грн	$I_{пал}$	$I_{ам}$	$I_{з,п}$	$I_{ін}$	$\Sigma I$	$I_e$	$I_q$
Із них	5	На електроенергію	$I_{е,пал}$	$I_{е,ам}$	$I_{е,зп}$	$I_{е,ін}$	$I_e$	
	6	На тепло	$I_{q,пал}$	$I_{q,ам}$	$I_{q,зп}$	$I_{q,ін}$	$I_q$	
Собівартість	7	Електроенергії коп/кВт.год	$Se_{пал}$	$Se_{ам}$	$Se_{зп}$	$Se_{ін}$	$Se_{відп}$	
	8	Тепла грн/гДж	$Sq_{пал}$	$Sq_{ам}$	$Sq_{зп}$	$Sq_{ін}$	$Sq_{відп}$	

Дальше складові затрат виробництва розподіляються по фазах виробництва, тобто по цехах:

1. Паливно-транспортний цех;
2. Машинний зал і електроцех.

Крім цього, враховуються загальностанційні розходи. Розподіл затрат по цехах здійснюється в пропорціях, приведених в таблиці 4.4. Як бачимо із цієї таблиці інші затрати, Іін. відносяться до загальностанційних Із.

Таблиця 4.4

Розподіл затрат по цехах.

Затрати по цехах та загальностанційні розходи	Елементи затрат, %			
	Іпал	Іам	Ізп	Іін
Затрати по паливно-транспортному і котельному цехах, Ік	100	50	35	–
Розходи по машинному залу і електроцеху, Ім	–	45	35	–
Загальностанційні розходи, Із	–	5	30	100

Затрати по кожній групі цехів сумуються, а результати записуються відповідно в клітинки 1/6, 2/6, 3/6 (таблиця 4.3). Сумарні затрати позначаються відповідно Ік, Ім і Із. Після цього переходять до розподілу цехових затрат між електро та теплоенергією.

У відповідності із фізичним методом, затрати паливно-транспортного і котельного цехів (клітинка 1/6 таблиця 4.3) розподіляються між двома видами енергії пропорційно розходу палива на ці енергії.

$$I_{k,e} = I_k \cdot V_{e,ум} / V_{ум}, \text{ де} \quad (4.1)$$

$V$  – загальний умовний розхід палива;

$I_{k,e}$  – затрати котельного цеху на енергію;

$V_{e,ум}$  – розхід палива на виробництво електроенергії в умовних одиницях.

Затрати по котельному цеху, віднесені на тепло, будуть:

$$I_{k,q} = I_k V_{q,ум} / V_{ум} = I_k - I_{k,e} \quad (4.2)$$

Результати розрахунків записуються в клітинки 1/7, 1/8 (відповідно  $I_{k,e}$  і  $I_{k,q}$  таблиця 4.3).

Всі затрати машинного і електричного цехів  $I_m$  (клітинка 2/6) цілком відносяться на виробництво електроенергії і записуються в клітинку 2/7 (таблиця 4.3).

Загальностанційні затрати розподіляються між двома видами енергії пропорційно розподілу затрат по цехах, тобто на електроенергію відносяться:

$$I_{z,e} = \frac{I_z \cdot I_{k,e} + I_{m,e}}{I_k + I_m} \quad (4.3)$$

на тепло відноситься залишок:

$$I_{z,q} = I_z - I_{z,e} \quad (4.4)$$

Результати розрахунків записуються в клітинки 3/7 і 3/8 (таблиця 4.3). Сумуванням визначаються затрати на електроенергію і тепло:

$$I_e = I_{k,e} + I_{m,e} + I_{z,e} \quad (4.5)$$

$$I_q = I_{k,q} + I_{z,q} \quad (4.6)$$

Ці дані записуються в клітинки 4/7 і 4/8 (таблиця 4.3). Сума  $I_e + I_q$  повинна бути рівна сумі  $\Sigma I$  (клітинка 4/6).

В результаті підрахунків собівартість 1кВт.год і 1ГДж, відпущених споживачу:

$$S_e = I_e / E_{відп}; \quad S_q = I_q / Q_{відп}, \quad \text{де} \quad (4.7)$$

$E_{відп}$ ,  $Q_{відп}$  – кількість відпущених споживачу відповідно електроенергії та тепла.

Наступним етапом розрахунку є розподіл складових витрат виробництва між двома видами енергії. Затрати на паливо  $I_{пал}$  (клітинка 4/2 таблиця 4.3) розподіляються пропорційно розходу палива на кожний із видів енергії:

$$I_{e,пал} = I_{пал} \cdot V_{e,ум} / V_{ум}; \quad (4.8)$$

$$I_{q,пал} = I_{пал} \cdot V_{q,ум} / V_{ум} = I_{пал} - I_{e,пал}. \quad (4.9)$$

Результати записуються в клітинки 5/2 ( $I_{e,пал}$ ) і 6/2 ( $I_{q,пал}$ ). Всі решту статі розходів розподіляються пропорційно тому, як розподілились загальні затрати на ТЕЦ, за вирахуванням витрат по паливу. Розподіл цих статей розходів між електроенергією і теплом проводиться з допомогою коефіцієнта:

$$K_{e, \text{розп}} = \frac{I_e - I_{e, \text{нал}}}{\sum I - I_{\text{нал}}} \quad (4.10)$$

Таким чином, на електроенергію відносяться складові затрати на амортизацію, зарплату та інші розходи:

$$I_{e, \text{м}} = I_{\text{ам}} \cdot K_{e, \text{розп}}; \quad (4.11)$$

$$I_{e, \text{зн}} = I_{\text{зн}} \cdot K_{e, \text{розп}}; \quad (4.12)$$

$$I_{e, \text{інші}} = I_{\text{інші}} \cdot K_{e, \text{розп}}, \text{ де} \quad (4.13)$$

$K_e$  – коефіцієнт розподілу.

Результати записуються відповідно в таблиці 4.3, клітинки 5/3, 5/4, 5/5, сума їх  $I_e$  – в клітинку 5/6.

На тепло залишається різниця:

$$I_{q, \text{ам}} = I_{\text{ам}} - I_{e, \text{ам}}; \quad (4.14)$$

$$I_{q, \text{зн}} = I_{\text{зн}} - I_{e, \text{зн}} \text{ і т.д.} \quad (4.15)$$

Результати розрахунків записуються відповідно в клітинки 6/3, 6/4, 6/5, а сума  $I_q$  – в клітинку 6/6. Сума затрат на електроенергію і тепло, записана в клітинки 5/6 і 6/6 повинна бути рівна сумі затрат виробництва  $\Sigma I$  (клітинка 4/6).

В результаті, розділивши дані рядків 5 і 6 (таблиця 4.3), відповідно, на річні відпуски електроенергії і тепла, одержимо відповідні складові собівартості і повну собівартість 1кВт.год і 1ГДж, відпущених споживачам. Результати розрахунків записуються в рядках 7 і 8 таблиці 4.3. Після цього розраховується структура собівартості енергії в процентах.

### **Методика калькуляції собівартості виробництва енергії на атомних електростанціях**

На АЕС капвкладення значно вищі, ніж по потужних ГРЕС, і складають 190 – 300 грн/кВт. Однак, собівартість виробництва електроенергії на АЕС, нижча ніж на ГРЕС, що пояснюється низькою паливною складовою собівартості виробництва

електроенергії на АЕС. В Україні вона складає половину вартості 1кВт.год, яка виробляється на ТЕС, в Росії – 25%. Це пояснюється тим, що Україна ядерне паливо купує, свій замкнений цикл його виробництва тільки налагоджується.

Укрупнено річні затрати виробництва по АЕС визначаються за формулою:

$$I = BЦn + (\alpha_{ам} + \alpha_{рем} + \alpha_{інші})K + Iзп = In + \alpha K + Iзп, \text{ де} \quad (4.16)$$

$B$  – річний розхід палива, т/рік;

$Цп$  – ціна палива франко-станція; грн/тонн;

$K$  – сумарні капіталовкладення в АЕС;

$\alpha_{ам}$  – коефіцієнт, який враховує відрахування на амортизацію (приймається в розрахунках 0,06 – 0,08);

$\alpha_{рем}$  – коефіцієнт, який враховує затрати на поточний ремонт (може прийматись  $0,2\alpha_{ам}$ );

$\alpha_{інші}$  – коефіцієнт, який враховує інші затрати (може прийматись рівним  $0,35\alpha_{ам}$ );

$\alpha$  - коефіцієнт, який враховує всю суму затрат, в укрупнених розрахунках, приймається пропорційним капіталовкладенням;

$Iзп$  – затрати на зарплату, ти на зарплату, рахунках визначається через штатний коефіцієнт.

На АЕС складова затрат виробництва по заробітній платі становить 10% від суми  $In + \alpha K$ . Тому, якщо штатний коефіцієнт відомий, затрати виробництва орієнтовно визначаються:

$$I = (In + \alpha K) \cdot 1,1. \quad (4.17)$$

Виходячи із вищевикладеного, констатуємо, що собівартість енергії АЕС, в основному, залежить від затрат на паливо і питомих капіталовкладень. При цьому складова  $\alpha K$  є вищою від затрат на паливо, оскільки питомі капіталовкладення є відносно високими.

При визначенні розходу палива на АЕС враховується те, що при поділі ядер, які містяться в 1кг урану, чи плутонію, виділяється  $19 \cdot 10^9 \cdot 4,19$  кДж тепла. При роботі реактора приблизно 15% палива перетворюється в неділимі ізотопи. В результаті кількість тепла  $Q$  і електроенергії  $E$  на 1 кг ядерного палива приблизно складає:

$$Q = 4.19 \cdot 19 \cdot 10^9 \cdot (1 - 0.15) = 67.67 \cdot 10^9 \text{ кДж/кг, де} \quad (4.18)$$

$(1 - 0,15)$  – К.К.Д реактора

$$E = \frac{67.67 \cdot 10^9}{4.19 \cdot 860} = 1.88 \cdot 10^7 \text{ кВт.год/кг} \quad (4.19)$$

Тоді питомий розхід палива, кг/кВт.год:

$$b = \frac{1}{\eta_{ст} \cdot Q} = \frac{1}{\eta_{ст} \cdot 1.88 \cdot 10^7} = \frac{5,3 \cdot 10^{-8}}{\eta_{ст}}, \text{ або} \quad (4.20)$$

в перерахунку в г/мВт.год

$$b = \frac{0,053}{\eta_{ст}}, \text{ де} \quad (4.21)$$

$\eta_{ст}$  - К.К.Д. атомної станції, який приблизно дорівнює 0,5.

Таким чином, 1 грам ядерного палива забезпечує одержання 10000кВт.год електроенергії, на яку необхідно було б витратити 3,2 – 3,5т органічного палива в умовному перерахунку.

Питомий розхід палива в грамах на 1гДж відпущеного тепла від атомної ТЕЦ визначається за формулою:

$$b_q = \frac{0.0628}{\eta_q \cdot 4.19}, \text{ де} \quad (4.22)$$

$\eta_q$  - К.К.Д. атомної ТЕЦ по відпуску тепла.

Розрахунок вартості витраченого палива ускладнюється, якщо реактори АЕС працюють на швидких нейтронах. При цьому враховується вартість відтвореного палива і її слід врахувати із паливної складової річних затрат АЕС.

На атомних ТЕЦ собівартість теплової і електричної енергії може бути визначена з використанням фізичного методу рознесення затрат на два види енергії.

## Собівартість енергії на гідроелектростанціях і газотурбінних електростанціях

Собівартість електроенергії, яка виробляється на ГЕС в 5 – 6 разів нища собівартості енергії ТЕС. На ГЕС основними складовими витрат виробництва є затрати на амортизацію, заробітну плату, а також загальностанційні розходи. В зв'язку із відсутністю затрат на паливо і незначними затратами по зарплаті частка складової по амортизації в затратах виробництва на ГЕС коливається від 70 до 90%.

Всі решту складових затрат виробництва на ГЕС відносяться до категорії умовно-постійних, тобто мало залежать від обсягу виробництва енергії. В цілому, собівартість виробництва енергії на ГЕС залежить від її потужності, капітальних затрат, ступеня амортизації станції, зарегульованості стоку річки, режимів роботи в добовому та річному періодах і водності року.

В даний час норми амортизаційних відчислень на реновацію і капремонт по гідротехнічних спорудах прийняті від 0,2 до 2% першопочаткової балансової вартості ГЕС. Для основного обладнання низьконапірних ГЕС норма амортизації складає 4%, для високонапірних – 5,2%. В приблизних розрахунках допускається використовувати середні норми амортизаційних відчислень.

Приблизно річні затрати виробництва по ГЕС можуть бути визначені як сума амортизаційних відчислень і розходів по експлуатації:

$$I_{гес} = I_{ам} + I_{експ}, \text{ де} \quad (4.23)$$

$I_{ам}$  – відрахування на амортизацію;

$I_{експ}$  – сумарні експлуатаційні розходи, основною складовою яких є зарплата.

Частка розходів на зарплату в собівартості енергії ГЕС складає від 2 до 8%, залежить від потужності станції, обладнання, чисельності персоналу тощо.

Собівартість енергії ГЕС підраховується методом ділення річних затрат виробництва на річний відпуск електроенергії споживачам:

$$S_{гес} = I_{зв}/N_e, \text{ відпн} , \text{ де} \quad (4.24)$$

$S_{гес}$  – собівартість електроенергії;

$I_{зв}$  – затрати виробництва за відповідний період;

$N_{e,відп}$  – кількість відпущеної електроенергії за цей же період.

Якщо ГЕС об'єднані в каскад на одній ріці, то собівартість виробництва енергії на окремій станції може бути підрахована, виходячи із собівартості по каскаду в цілому.

В енергетиці набуває все ширшого використання газових турбін. Швидкий запуск, повна автоматизація, відсутність потреби в охолоджуючій воді, невелика маса, відносна дешевизна встановленої потужності сприяють їх використанню.

Складові затрат виробництва на газотурбінних і парогазових станціях такі, як і на ТЕЦ. Як і в попередніх випадках, затрати виробництва і собівартість одиниці енергії можна визначити по трьох основних складових: паливній, амортизаційній і зарплаті. Співвідношення основних складових собівартості 1кВт.год енергії газотурбінних станцій приблизно таке ж, як і на ТЕС. Питомі капзатрати на газотурбінні станції нижчі на 25 – 30%, ніж на теплові конденсаційні електростанції, однак економічність газових установок нижча ніж парових. Через це в енергетиці впроваджуються комбіновані парогазові установки.

## *Приклади*

### *Задача*

Паровий котел виробляє технологічну пару. Працює на нафтовім газі і споживає 1 млн. 150 тис. л нафтового газу. Загальний ККД складає 82%. Котел модернізують шляхом переведення його роботи на природній газ. При цьому ККД знизиться з 82% до 80%. За рахунок нижчої теплотворної здатності природного газу, але низька вартість природнього газу компенсує цей недолік. Вища теплотворна здатність (ВТЗ) і вартість палива складають:

Нафтовий газ: ВТЗ=38,0 МДж/л, 1,1 грн./л

Природній газ: ВТЗ=40,5 МДж/м<sup>3</sup>, 0,065 грн./кВт/год.

Визначити:

1. Збереження первинного палива.
2. Зниження розходів на паливо.

Розв'язування



Базова ситуація:

Теплота згорання всього нафтового газу:

$$1150000\text{л} \cdot 38 \text{ мд/л} = 43700 \text{ ГДж}$$

Річні розходи на нафтовий газ:

$$1150000\text{л} \cdot 1,1 \text{ грн./л} = 1265000 \text{ грн.}$$

Річне виробництво теплоти з урахуванням ККД:

$$43700 \text{ ГДж} \cdot 0,82 = 35834 \text{ ГДж}$$

Ситуація після модернізації:

Річна потреба теплоти відповідає базовій потребі і складає 35834 ГДж.

Річне споживання газу дорівнює:

$$35834 \text{ ГДж} / 0,8 = 44792 \text{ ГДж}$$

Річні розходи на природний газ з перерахунком складуть:

$$44792 \text{ ГДж} = 12442361 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 12442361 \text{ кВт}\cdot\text{год} \cdot 0,065 \text{ грн./кВт}\cdot\text{год} = 808750 \text{ грн.}$$

Визначаємо:

1. Збереження первинного палива:

$$43700 \text{ ГДж} - 44792 \text{ ГДж} = 1092 \text{ ГДж}$$

2. Збереження розходів на паливо:

$$1265000 \text{ грн.} - 808753 \text{ грн.} = 456247 \text{ грн.}$$

### ***Питання для самопідготовки***

- 1. Дайте визначення “калькуляції”.*
- 2. В чому полягає економічний зміст калькуляції собівартості продукції, енергії, будівництва?*
- 3. Назвіть нетрадиційні види енергії, які використовуються для виробництва електроенергії. В чому полягає ефективність їх використання?*

4. Які ви знаєте види калькуляцій? Дайте визначення кожному із них.
5. Назвіть основний метод розподілу затрат, які йдуть на одержання тепла і електроенергії в ТЕЦ, АЕС.
6. Охарактеризуйте методику розрахунків калькуляції собівартості виробництва електроенергії на ТЕЦ, ТЕС.
7. Визначіть основні елементи затрат в калькуляції собівартості енергії на ТЕЦ.
8. Назвіть стадії виробництва і собівартість енергії на ТЕЦ.
9. Напишіть формули, по яких розраховується розподіл між тепло і електроенергією в різних цехах ТЕЦ.
10. Як визначаються загальностанційні затрати на електроенергію та тепло? Напишіть формули.
11. По яких формулах підраховують собівартість 1кВт.год електроенергії та 1ГДж тепла, що відпущені споживачу?
12. Як розраховуються затрати на паливо по кожному із видів енергії на ТЕЦ?
13. Складіть калькуляцію собівартості виробництва електроенергії на прикладі електростанції будь-якого цукрового заводу.
14. Розрахуйте економічну ефективність та собівартість 1ГДж тепла на прикладі відомої вам мінікотельні, дахової чи квартирної установки.
15. Охарактеризуйте методику калькуляції собівартості виробництва енергії на атомній станції.
16. Напишіть формулу, по якій визначаються затрати виробництва на АЕС.
17. Як визначають витрати на зарплату в проектній документації АЕС?
18. Напишіть формулу, по якій визначається питомий розхід ядерного палива.
19. В чому полягає відмінність структури собівартості енергії ГЕС від аналогічної на ТЕЦ, АЕС?
20. Як визначаються річні затрати виробництва на ГЕС?

*21. По якій формулі визначають собівартість електроенергії, виробленої на ГЕС?*

*22. Розрахуйте собівартість електроенергії на прикладі відомої вам малої ГЕС.*

## 4.3. Собівартість передачі енергії

### 4.3.1. Біжучі витрати по передачі енергії

В умовах регульованого ринку собівартість передачі енергії складає:

1. Затрати на оптові енергозакупки.
2. Затрати на використання низьковольтних (НВ) ліній електропередач.
3. Інші затрати місцевого енергозабезпечення (МЕЗ).

В затрати на оптові закупки енергії включається оптова вартість електроенергії, затрати на експлуатацію високовольтних ліній (ВВ), електропередачі плюс втрати. Ці затрати визначаються енергоринком.

Затрати на використання низьковольтних ліній електропередач можна вирахувати по тих же елементах затрат, що і на електростанціях за виключенням затрат на паливо. При цьому їх можна розділити на дві основні групи: амортизацію і розходи по експлуатації:

$$I_c = I_{ам} + I_{експл}, \text{ де} \quad (4.25)$$

$I_c$  – затрати (розходи) сіткових підприємств;

$I_{ам}$  – амортизаційні витрати;

$I_{експл}$  – розходи по експлуатації.

$$I_{експл} = I_{з.п.} + I_{д.м.} + I_{ум} + I_{б.р.} + I_{з.с.} + I_{інш}, \text{ де} \quad (4.26)$$

$I_{з.п.}$  – розходи на основну і допоміжну зарплату обслуговуючого персоналу;

$I_{д.м.}$  – розходи на допоміжні матеріали;

$I_{ум}$  – розходи на послуги своїх допоміжних виробництв та сторонніх організацій;

$I_{б.р.}$  – розходи на біжучий ремонт;

$I_{з.с.}$  – загально сіткові розходи;

$I_{інш}$  – інші розходи.

До інших розходів ( $I_{інш}$ ), які несуть підрозділи місцевого забезпечення (МЕЗ), які знаходяться в складі державної акціонерної компанії (ДАЕК), відносяться:

- затрати на розсилку рахунків, збір платежів надання інформації споживачам;
- сплата податків;
- затрати на зняття показів лічильників;
- внески за ліцензію забезпечення електроенергією;
- прибуток;
- інші встановлені та затверджені національною компанією регулювання електроенергетики (НКРЕ) затрати;
- врахування інфляції.

Вартість витрат електроенергії в калькуляції не виділяються окремою статтюю, а враховуються опосередковано шляхом виділення суми затрат виробництва по сітці до кількості енергії, окремо відпущеної споживачам. Таким чином, собівартість передачі електроенергії коп/кВт.год., і тепла грн/ГДж, визначається по формулах:

$$\left. \begin{aligned} S_{пер} &= \frac{I_c}{E_{спож}} \\ S_{пер} &= \frac{I_c}{Q_{спож}} \end{aligned} \right\}, \text{ де} \quad (4.27)$$

$S_{пер}$  - собівартість передачі енергії;

$I_c$  – затрати сіткових підприємств;

$E_{спож}$  – корисний відпуск електроенергії споживачам;

$Q_{спож}$  – корисний відпуск тепла споживачам.

Очевидно, що корисний відпуск електроенергії споживачам дорівнює кількості електроенергії відпущеної із шин станції, за вирахуванням втрат в електричних мережах ( $E_{відп} - E_{втрат}$ ). Аналогічно визначається корисний відпуск тепла в теплових мережах.

Основними складовими затрат по передачі і розподілу енергії являються амортизаційні відрахування. Їх питома вага досягається до 50%. При підвищенні напруги сіток, тиску та температури в тепломагістралях частка амортизації збільшується а затрати по експлуатації зменшуються. Примірна структура затрат в мережах різних типів приведена в таблиці 4.5.

## Примірна структура біжучих затрат в сітках, %

Види сіток	Статті затрат							Всього о
	I <sub>ам</sub>	I <sub>з.п.</sub>	I <sub>д.м.</sub>	I <sub>ум.</sub>	I <sub>б.р.</sub>	I <sub>ін.</sub>	I <sub>з.с.</sub>	
Кабельні сітки	40	28	5	5	7	8	10	100
Лінії передач 35-220кВ і вище	55	25	3	2	2	4	9	100
Лінії передач 220кВ і вище	65	15	3	2	1	5	9	100
Теплові сітки	50	20	8	5	4	7	6	100

Із таблиці видно, що на першому місці то питомій вазі в різних витратах виробництва по електричних і теплових сітках стоїть амортизація, на другому і третьому відповідно зарплата і загально сіткові розходи. Збільшення частки амортизації в електросітках 220 кВ і більше пояснюється вартістю обладнання сіткових підприємств, природно-стихійними факторами, а затрати – кваліфікацією персоналу, ростом продуктивності праці.

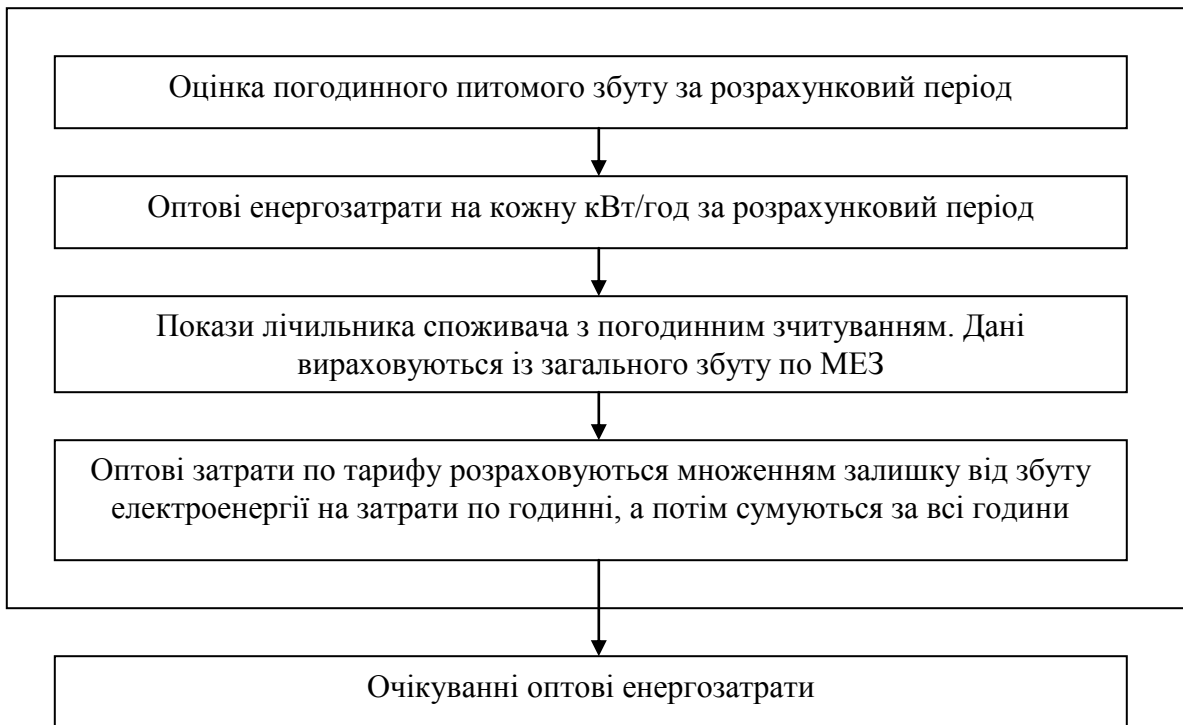
По статі “заробітна плата” враховуються розходи по основній і додатковій затраті, премії та відрахування в фонд соцстаху.

Стаття “допоміжні матеріали” об’єднує затрати на лако-фарбні матеріали, масла, воду, малоцінний інструмент тощо.

Стаття “послуги” об’єднує послуги по оплаті робіт, які виконуються своїми допоміжними службами, в т.ч. випробування обладнання, будівництво, транспортні послуги, перевірка і сушка масел і т.п.

Стаття “біжучий ремонт” є комплексною. Вона об’єднує розходи на матеріали, зарплату ремонтного персоналу, запчастин. Інші і загально сіткові розходи враховуються повністю по номенклатурі, аналогічно загально станційним та іншим затратам на електростанціях.

В процесі встановлення ринкових відносин діяльність ДАЕК охоплює як передачу електроенергії, так і її забезпечення, продажу. В процесі утвердження ринку функції ДАЕК будуть переглядатись, відповідно і буде змінюватись структура витрат по передачі електроенергії. Функції по енергозабезпеченню будуть передаватись в область місцевого енергозабезпечення. Також будуть розділювати затрати на здійснення вказаних видів діяльності. Наведемо схему розрахунку затрат місцевого енергозабезпечення (МЕЗ) по загальному питомому збуту (малюнок 4.1).



Мал. 4.1. Схема розрахунку затрат МЕЗ по загальному питомому збуті.

Собівартість передачі електроенергії коливається в залежності від конкретних умов; потужності та стану ліній передач, сіткових підприємств, обсягів споживання, часу споживання (в нічні часи - дешевше), втрат, кваліфікаційного рівня персоналу.

### 4.3.2. Повна собівартість електроенергії, корисно доведеної до споживача

Повна собівартість електроенергії є основною складовою тарифів на електроенергії. Вона складається із вартості оптових закупок та біжучих затрат по передачі електроенергії і обернено пропорційна кількості споживної енергії.

$$S_{\text{повна}} = \frac{S_{\text{зак}} + I_c}{E_{\text{спож}}} , \text{ де} \quad (4.28)$$

$S_{\text{повна}}$  – повна собівартість енергії, яка доведена до споживача;

$S_{\text{зак}}$  – вартість енергії, яка закуплена в електростанцій, інших продавців;

$I_c$  – затрати сіткових підприємств на доведення енергії до споживачів;

$E_{\text{спож}}$  – кількість спожитої енергії споживачами (корисний відпуск енергії).

Повну собівартість енергії ( $S_n$ ), доведеної енергосистемою до споживача можна визначити за формулою:

$$S_n = \frac{\sum I_{e.ct} + I_c + I_{z.c}}{E_{\text{спож}}} , \text{ де} \quad (4.29)$$

$I_{e.ct}$  – виробничі затрати електростанцій, що входять в систему;

$I_c$  – затрати на передачу і розподіл енергії;

$I_{z.c}$  – загальносистемні витрати;

$E_{\text{спож}}$  – кількість спожитої енергії (корисно доведеної до споживача).

В укрупнених розрахунках повна собівартість 1 кВт/год електроенергії, доведеної до споживача ( $S_n$ ) може бути визначена по формулі:

$$S_n = \left[ \frac{S_{e,\text{відп}}}{(100 - E_{\text{втрат}})\%} + \frac{I_c}{E_{\text{втрат}}} \right] \cdot 1,05 , \text{ де} \quad (4.30)$$

$S_{e,\text{відп}}$  – середня собівартість одиниці відпущеної енергії із станції яка входить в систему;

$I_c$  – затрати сіткових підприємств;

$E_{\text{втрат}}$  – процент втрат електроенергії в сітках;

1,05 – коефіцієнт, який враховує загальносистемні розходи.



Калькулювання повної собівартості 1 кВт/год електроенергії в енергосистемах і в підприємствах, що реалізують енергію, в розрахунку на її кількість, що корисно доведена до споживача, є економічним стимулом зниження розходів енергії та затрат на її передачу на всіх етапах.

За рахунок технічного процесу, заходів по економії палива, вдосконалення організації виробництва, підвищення кваліфікації персоналу собівартість як електричної, так і теплової енергії, постійно знижується.

### **4.3.3. Шляхи зниження собівартості енергії.**

Зниження собівартості енергії є основним джерелом росту ефективності, збільшення прибутку і підвищення рентабельності. Враховуючи те, що енергія є складовою частиною калькуляції будь яких товарів, то зниження вартості енергії приведе до зменшення цін на товари, покращення добробуту народу.

До числа факторів, що сприяють подорожчання електроенергії, відноситься:

- збільшення частки вироблення енергії ТЕС і АЕС і зниження частки ГЕС в електробалансі країни;
- завершення будівництва ядерних блоків на Рівненській та Хмельницькій АЕС;
- збільшення собівартості передач, в зв'язку із стихійними лихами, заміною ліній електропередач на сучасні;
- зростання втрат в системах та сітках електропередач.

Певний негативний вплив має і тенденція розщільнення добових графіків навантаження енергосистеми України, областей, так як при цьому збільшується частка обладнання, що працює в перемінному, мало економічному режимі. Крім цього знижується число годин використання встановленої потужності електростанцій, що веде до відносного росту частки умовно-постійних складових собівартості виробництва енергії.

До основних чинників які визначають зниження собівартості енергії відносяться:

1. Впровадження нових типів ядерних реакторів, їх модернізація.
2. Впровадження нових сучасних паро та електрогенеруючих блоків, модернізація, реконструкція діючих.
3. Більш широке впровадження засобів автоматизації та телемеханіки на всіх енергетичних об'єктах.
4. Вдосконалення методів управління.
5. Використання нетрадиційної та гідроенергетики.

Зокрема, на ТЕУ, основними шляхами зниження собівартості є:

- оптимізація режимів роботи основного обладнання, більш повне завантаження відборів турбін ТЕУ;
- використання більш дешевих і економічних видів палива;
- зменшення витрат на транспортні операції;
- покращення експлуатаційної економічної характеристики станцій;
- збільшення використання встановленої потужності.

Аналогічні вимоги до собівартості енергії, пред'являються і до АЕС та ГЕС.

Основними параметрами зниження собівартості передачі і розподілу енергії в сітках являються:

- скорочення витрат енергії;
- вдосконалення організації експлуатаційних і ремонтних робіт;
- зниження загальносіткових витрат;
- мобілізація та реконструкція застарілого обладнання;
- оптимальний розподіл навантаження між станціями, підприємствами;
- зменшення невиробничих витрат;
- покращення системи взаєморозрахунків;
- використання нових "високих" технологій на всіх етапах енерговиробництва;
- підвищення кваліфікації персоналу;
- реструктуризація підприємств, у т.ч. генеруючих;

- оптимізація управління.

## *Приклади*

### *Задача*

Визначити приріст річного прибутку від застосування нової технології передавання електроенергії, що містить запатентовані винаходи, за такими даними:

№ п/п	Показники	Од. вимірюв.	Базовий період	Розрахунковий період
1	Собівартість	млн. грн./технологія	144	165
2	Капітальні витрати	млн. грн./технологія	240	360
3	Річна продуктивність	тис. грн./технологія	24	30
4	Нормативний коефіцієнт капвитрат	-	0,15	0,15

### Розв'язування

- У випадку застосування нових технологій, засобів автоматизації та механізації на базі об'єктів промислової власності приріст прибутку у розрахунковому періоді визначаємо за формулою:

$$P_p = [(C_{\bar{o}} - C_n) - E_n \cdot (K_{\bar{o}} - K_{nn})] \cdot V_n, \text{ де}$$

$P_p$  – приріст прибутку;

$C_{\bar{o}}, C_n$  – собівартість одиниці продукції (100 МВт) при використанні базового і нового техпроцесу;

$K_{\bar{o}}, K_{nn}$  – питомі капітальні вкладення на 100 МВт.

$E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (норма диск.);

$V_n$  – продуктивність техпрогресу в розрахунковому періоді;

- Підставляємо значення цих показників у вищенаведену формулу, одержимо:

$$P_p = [(144/24 - 165/30) - 0,15 \cdot (240/24 - 360/30)] \cdot 30 = 6 \text{ млн. грн.}$$

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Назвіть основні елементи, з яких складається собівартість передавання енергії.*
- 2. Яка структура затрат в місцевих лініях електропередач? Напишіть формулу.*
- 3. Напишіть формули, за якими визначається собівартість передавання електро та тепло енергії.*
- 4. Які основні складові затрат на передавання і розподіл електро- та тепло енергії.*
- 5. Намалюйте примірну структуру поточних затрат мереж енергопередач.*
- 6. Намалюйте та охарактеризуйте систему розрахунку затрат місцевого електрозабезпечення на загальний питомий збут.*
- 7. Дайте визначення повної собівартості енергії, напишіть формулу.*
- 8. Визначте повну собівартість енергії, доведеної до споживача.*
- 9. В чому полягає різниця між повною собівартістю й такою, що доведена до споживача?*
- 10. Напишіть формулу за якою проводять укрупнені розрахунки собівартості електро- та тепло енергії.*
- 11. В чому полягає економічний стимул калькулювання собівартості енергії.*
- 12. Назвіть фактори, що сприяють проходженню енергії.*
- 13. Які чинники визначають зниження собівартості енергії?*
- 14. Охарактеризуйте напрямки зниження собівартості енергії в ринкових умовах.*

## **Розділ 5. Ціноутворення в енергетиці**

### **5.1. Політика оподаткування та податкове регулювання**

#### **в паливно-енергетичному комплексі**

##### **5.1.1. Основні принципи оподаткування**

На етапі структурної перебудови народно-господарського комплексу основними напрямками економічної політики в паливно-енергетичному комплексі є:

1. Скорочення адміністративного впливу на процеси ціноутворення в комплексі, розвиток економічного регулювання в ПЕК через податки, субсидії, субвенції, інвестиції.
2. Поетапний перехід до реальної вартості енергоносіїв, виходячи до максимально наближених до світових цін, в першу чергу на нафту і газ.
3. Скорочення державної дотації на енергоносії, в тому числі для населення (газ, скраплений газ, електроенергія) і відміна її у 2002 році.
4. Впровадження рентних платежів на нафту, вугілля, газ власного видобутку.
5. Оперативне реагування на зміну вартості імпортованих енергоносіїв при формуванні оптово-відпускних цін на газ, нафту, вугілля та продукти їх переробки.
6. Постійна індексація вартості основних виробничих фондів з метою їх відновлення за рахунок амортизаційних відрахувань.
7. Активна лібералізація економічних відносин (реформування власності, створення конкурентного середовища, уніфікація валютного курсу).

З'єднувальною ланкою політики, яка проводилась і проводиться, стало те, що оподаткування не повинне бути бар'єром для стабільного забезпечення підприємств і населення енергоносіями. Видобуток тонни нафти і тисячі кубометрів газу в Україні коштує менше, ніж у світі. З метою вирівнювання цін на нафту і газ власного видобутку та розвитку підприємств енергетики, встановлена рентна плата (Указ

Президента України від 21 грудня 1994 року №785), засоби від якої інвестуються у видобувні галузі та бюджет для підтримки соціальної сфери.

Основними принципами податкового регулювання ПЕК стають:

Обсяг вітчизняного і зарубіжного капіталів, які залучаються для розвитку ПЕК, залежні від податкових ставок, включених до підрахунків прибутку. Державне регулювання, включаючи податки, повинно бути передбаченим на багато років.

Непередбачуване підвищення податкових ставок може підірвати економічне обґрунтування необхідності й можливості реалізації найвигіднішого енергетичного проекту. В цьому випадку не можуть бути забезпечені дивіденди, які необхідно виплатити інвесторам, акціонерам, і реінвестовані у розширення виробництва. Зниження прибутку призведе до того, що інвестори перейдуть в інші галузі, країни. Через це державні інститути повинні об'єктивно підходити до оподаткування прибутку, інвестицій в ПЕК, щоб не підірвати економічної основи проектів.

Інвестиційні цикли проектів ПЕК дуже тривалі, інколи проходять роки, перш ніж прибуток почне перевищувати капіталовкладення. Але тривалість в часі, необхідну для окупності, не можна розглядати як гарантію того, що у випадку непередбачуваного податкового регулювання інвестор буде до невизначеного часу брати участь у проекті. Для забезпечення передбачуваного державного регулювання необхідно:

- брати участь у розвитку угод із вдосконалення державних податків, зборів і обов'язкових платежів;
- створювати дво-, тристоронні комісії для досягнення угод, що стосуються податкових зборів, прибутків;
- не змінювати обсяги, проценти податкових зборів до вичерпного обговорення і прийняття об'єктивного рішення.

### 5.1.2. Законодавча база з оподаткування в енергетиці

Енергетичний комплекс охоплює всі сфери життєдіяльності держави. Через це уряд, Верховна Рада, Президент постійно приділяють йому увагу.

28 грудня 1994 року Верховна Рада прийняла Закон України “Про оподаткування прибутку підприємства”, який було оцінено суб’єктами підприємницької діяльності як повне беззаконня. Закон став більш цивілізованим після затвердження Верховною Радою України 27 червня 1995 року правил використання Закону України “Про оподаткування прибутку підприємства”, які набрали чинності ще з 1 січня 1995 року. 30 червня 1995 року Указом Президента України №499 “Про податок на додану вартість з імпортованих товарів” встановлені податкові пільги на ПДВ на імпортовану сировину та матеріально-технічні ресурси, які ввозяться в Україну господарськими суб’єктами всіх форм власності.

З 1 жовтня 1995 року в Україні Указом Президента №1082 від 21 жовтня 1995 року “Про внесення змін і доповнень до Указу Президента України від 13 вересня 1994 року №519” було встановлено новий неоподатковуваний мінімум доходів громадян (17 грн.) і найкраща шкала оподаткування для громадян за останні роки. Ряд законів було прийнято у 2001 році. Серед них слід відзначити закони про скасування пільг з оподаткування для іноземних інвесторів, про зняття пільг на придбання скрапленого газу та інші. Але це не завадило Україні виплатити зарубіжним інвесторам 57 млн. грн. прибутку на їх інвестиції, практично ставши однією із привабливих держав для інвестування. Скраплений газ буде продаватися за його вартістю для всього населення, а пільгові категорії одержать надбавки до пенсій, інші соціальні виплати на різницю в його ціні.

Підприємства та об’єднання ПЕК виплачують всі види податків, на основі чинного законодавства, які включають:

- податки на додану вартість (20% від оподаткованого обороту);
- податок на прибуток підприємств (базова ставка 30%);

- плату за землю (за конкретними ставками в залежності від кадастрової оцінки землі на одиницю розміру земельної ділянки);
- плату за спеціальне використання прісних водяних ресурсів (за конкретними нормативами);
- платежі за забруднення довкілля (за встановленими нормативами та лімітами);
- рентну плату за видобуток нафти і газу (1 тонна нафти – 19 доларів США, 1000 кубометрів газу – 23 долари США);
- плату за спеціальне використання надр при видобуванні корисних копалин (об'єм погашених балансових запасів корисних копалин);
- оплату затрат на геолого-розвідувальні роботи (за встановленими ставками).

Поряд із цим проводять відрахування в різні державні фонди:

- пенсійний фонд;
- фонд соціального страхування;
- Чорнобильський фонд;
- фонд зайнятості населення;
- фонд охорони праці;
- фонд енергозбереження.

Підприємства ПЕК сплачують місцеві податки і збори, причому величина їх зростає за рахунок перерозподілу принципів формування державного, місцевих бюджетів та бюджету АР Крим.

Крім цього, додається державне та експортне мито для підприємств, що проводять експортно-імпортні операції.

### **5.1.3. Податки, пільги, збори для підприємств з іноземними інвестиціями**

Для іноземних інвесторів в Україні встановлено національний режим інвестиційної діяльності (можливі винятки на основі міждержавних угод). Інвестиції



можуть вкладатися в будь-які об'єкти, інвестування яких не заборонене законом і не підриває національної безпеки держави. Іноземні інвестиції не підлягають націоналізації і реквізиції.

Іноземні інвестори мають право на:

- використання за власними вимогами протягом 10 років державних гарантій захисту інвестицій;
- повернення збитків, включаючи упущену вигоду і моральну втрату, причинені результатом неякісного виконання зобов'язань державними органами влади органами влади особами;
- повернення, не пізніше 6 місяців із дня припинення інвестиційної діяльності, своїх інвестицій;
- безперешкодне і негайне переведення за кордон своїх прибутків та інших засобів в іноземній валюті, одержаних у результаті своєї інвестиційної діяльності;
- висновки концесійних угод та контрактів про інвестиційну діяльність.

Базовим законом, який визначає особливості режиму іноземного інвестування в Україні є Закон України від 19 березня 1996 року №93/96–ВР “Про режим іноземного інвестування”. Він має 7 розділів і 27 статей.

Загальні положення (ст. 1 – 6).

Державні гарантії захисту іноземних інвестицій (ст. 7 – 12).

Державна реєстрація та контроль за здійсненням іноземних інвестицій (ст. 13 – 15).

Підприємства з іноземними інвестиціями (ст. 16 – 21).

Іноземні інвестиції на основі концесійних угод, угод про виробничу кооперацію, спільного виробництва й інші види спільної інвестиційної діяльності (ст. 22 – 24).

Іноземні інвестиції в спеціальних економічних зонах (ст. 25).

Розгляд спорів (ст. 26 – 27).

Згідно зі статтею 20 Закону підприємства з іноземними інвестиціями сплачують податки у відповідності із законодавством України. Пільг на сьогодні не існує. Закон з одного боку полегшив існування іноземного інвестора, зменшивши з 20% до 10% обсяг іноземної інвестиції в статутному фонді підприємства і ліквідувавши мінімальний обсяг такої інвестиції, а з другого – позбавив усіх пільг. Це був необхідний захід, який закріпив реальне становище економіки.

На основі цього Закону, прибуток від спільної інвестиційної діяльності за угодами (контрактами) обкладається податком. Переведення за кордон прибутків, доходів тощо іноземний інвестор може здійснити тільки після сплати податків, платежів та зборів.

Пільговий режим інвестиційної діяльності може встановлюватись тільки для окремих суб'єктів підприємницької діяльності, якщо вони здійснюють інвестиційні проекти:

- із залученням іноземних інвестицій;
- у відповідності із державними програмами розвитку пріоритетних галузей економіки.

Закон звільняє від обкладання митом майна, яке ввозиться іноземними інвесторами як внесок до статутного фонду спільного підприємства. Однак, таке майно протягом трьох років не може продаватись, передаватись тощо. Якщо підприємство буде ліквідоване упродовж перших трьох років, то реалізувати майно можна буде тільки після сплати мита.

При ввозі майна іноземного інвестора підприємство надає митним органам простий вексель на суму мита, яке необхідно сплатити за майно. Відстрочка платежів за векселем не перевищує 30 днів після ввозу. За цей час дане мито повинно бути зараховане на баланс підприємства, а в податковій інспекції на цьому векселі повинна бути зроблена позначка. В цьому випадку вексель вважається погашеним і мито не знімається.

Повернення іноземних інвестицій у випадку припинення інвестиційної діяльності здійснюється в натуральній формі або у валюті інвестування без оплати мита.

### ***Питання для самопідготовки***

- 1. Основні напрямки економічної політики, що проводиться державою у паливно-енергетичному комплексі.*
- 2. Що таке рентна плата, як вона діє в Україні?*
- 3. Основні принципи податкового регулювання ПЕК.*
- 4. Охарактеризуйте чинну законодавчу базу з оподаткування енергетики.*
- 5. Які види податків сплачують підприємства паливно-енергетичного комплексу?*
- 6. Які відрахування проводять підприємства у державний фонд?*
- 7. У чому полягає економічний зміст місцевих податків і зборів?*
- 8. Які пільги діють в Україні для іноземних інвесторів?*
- 9. Охарактеризуйте Закон України від 19 березня 1996 року №93/96–ВР “Про режим іноземного інвестування”.*
- 10. У яких випадках державою надається пільговий режим інвестиційної діяльності?*
- 11. Як обкладається митом майно іноземного інвестора?*

## **5.2. Основи теорії ціноутворення в енергетиці**

### **5.2.1. Політика ціноутворення в паливно-енергетичному комплексі**

В умовах ринкової економіки через ціни проявляється дія закону вартості. Вони служать грошовим виразом затрат суспільно необхідної праці на виробництво товарів, надання послуг.

На етапі перебудови економіки основними напрямками ціноутворення являються:

- зміна пропорцій між рівнем державного регулювання цін і обсягами використання вільних цін з метою скорочення адміністративного впливу на процеси ціноутворення та лібералізацію економічних відносин;
- поетапний перехід до обліку реальної вартості енергоносіїв, виходячи із наближення до світових цін;
- скорочення державної дотації і встановлення роздрібних цін і тарифів на енергоносії, еквівалентних їх реальній вартості.

Починаючи із 1994 року, уряд України проводить політику:

- активної трансформації внутрішнього ціноутворення до умов і принципів світової практики;
- оперативного реагування на зміну вартості імпортованих енергоносіїв при формуванні оптово-відпускних цін на нафту, газ та вугілля;
- постійної індексації вартості основних фондів з метою їх відновлення за рахунок амортизації;
- активної лібералізації економічних відношень (реформування власності, створення реального конкурентного середовища, уніфікація валютного курсу і т.п.).

Кабінетом Міністрів України 13 лютого 1995 року видано Постанову №109 “Про розподіл повноважень в області ціноутворення”. Право встановлювати, погоджувати ціни отримали:

1. Міністерство палива і енергетики, яке визначає:

- порядок регулювання тарифів на електроенергію для споживачів, енергозабезпечуючих підприємств та інших підприємств;
- диференційовані тарифи на електроенергію в розрізі енергооб'єднань;
- середній тариф на електроенергію атомних електростанцій;
- тарифи на електроенергію для населення;
- граничні розміри роздрібних цін на вугілля та вугільні брикети, а також сітковий газ і газову продукцію для виробників та постачальників.

2. Мінвуглепром.

Встановлює оптові ціни на вугілля та вугільну продукцію по погодженню із Мінекономіки та євроінтеграції.

3. Уряд АР Крим, обласні державні адміністрації, Київський та Севастопольський міськвиконкоми, які регулюють:

- ціни на вугілля та вугільні брикети в рамках встановлених граничних цін і норм продажу населенню;
- тарифи на теплову енергію для всіх груп споживачів;
- ціни на скраплений газ, паливо пічне побутове, газ освітлювальний, торф паливний, торф'яні брикети і дрова, що відпускаються населенню.

Крім цього, 13 червня 1995 року прийнято постанову КМ України №418, якою доручено національній комісії з питань регулювання електроенергетики по погодженню із Мінпаливенерго встановлювати тарифи на електроенергію, що відпускається всіма суб'єктами підприємницької діяльності, незалежно від форм власності. У відповідності із цією постановою уточнення тарифів проводиться постановою НКРЕ при погодженні із Мінекономіки та євроінтеграції.

В зв'язку із структурною перебудовою вугільної промисловості в Україні, створеним державним вугільним АТ, акціонерній компанії та холдинговим компаніям надано право самостійно реалізовувати свою продукцію по договірних цінах.

Декларування ціни здійснюється тільки у випадку перевищення її рівня на світовому ринку.

### **5.2.2. Загальні принципи побудови тарифів.**

Першочерговою задачею розрахунку тарифів являється покриття всіх затрат, понесених в процесі надання послуг, і одержання прибутку. Це досягається простим сумуванням всіх затрат, в тому числі і на податки, та розділенням цих затрат на кількість спожитої енергії, плюс визначений відсоток прибутку. Однак, такий підхід справедливий лише на перший погляд. Енергозабезпечення деяких споживачів обходиться значно дорожче, ніж в середньому по регіону, також такий підхід не стимулює енергозбереження, підвищення енергоефективності. Через це до задач другого порядку при встановленні тарифів слід віднести:

- справедливе повернення затрат споживачами;
- підтримання заходів, направлених на забезпечення ефективного управління енергонавантаженням в системі.

В умовах приватизації енергетики, коли деякі елементи затрат визначаються ринковою ціною, існує можливість формувати тарифи, в яких використовується ринкова ціна в інтересах споживачів. При цьому в споживача є можливість вибору тарифу, але не має можливості вибору постачальника. Це означає, що ринок повинен регулюватися державою в напрямку надання послуг високої якості і по реальній ціні.

Ціна складається із трьох основних елементів:

1. Затрат на оптові енергозакупки.
2. Затрат на використання низьковольтних (НВ) ліній енергопередачі.
3. Інших затрат місцевого енергопостачання (МЕР).

В затрати на оптові закупки включаються затрати на експлуатацію високовольтних (ВВ) ліній енергопередачі плюс втрати. Ці затрати визначаються НКРЕ, а в майбутньому будуть визначатись енергоринком.

Затрати на використання НВ ліній електропередач розраховуються на основі тарифу “Використання сіток” (ВС) до енергоспоживання кожного споживача. Цей тариф встановлюється ДАЕК, і він однаковий для всіх споживачів по однакових рівнях напруги. В нього входять: фіксована оплата за 1 кВт·год спожитої (переданої) енергії та оплата, що базується на максимально зарезервованій потужності для даного споживача.

Інші затрати складаються із:

- затрат на розсилку рахунків, збір платежів, на надання інформації;
- сплата податків;
- затрати на зняття показників лічильників;
- прибуток;
- інші встановлені і затверджені національною комісією регулювання електроенергетики затрати;
- врахування інфляції.

Розглянемо структуру оптової ринкової ціни.

Ця ціна розраховується на основі формул, в які включаються всі затрати, починаючи із виробництва і закінчуючи передачею до границі НВ сітки. Укрупнено її структура ділиться на оптову закупівельну ціну (ОЗЦ) і “Підйом”. “Підйом” використовується для покриття безнадійних боргів, плати за передачу енергії по ВВ лініях на наступний місяць, надбавки Енергоринку, яка використовується для субсидування пільгових тарифів, плати за послуги Енергоринку.

Оптову ринкову ціну (ОРЦ) визначаємо за формулою:

$$ОРЦ = ОЗЦ + П \quad (5.1)$$

де, ОЗЦ – оптова закупівельна ціна;

П – “Підйом”.

Оптову закупівельну ціну (ОЗЦ) визначаємо за формулою:

$$ОЗЦ = ГЦС + ЦРП + В, \text{ де} \quad (5.2)$$

ГЦС – гранична ціна системи;

ЦРП – ціна робочої потужності за кожну мВт·год;

В – втрати на високовольтних лініях (ВВ).

Тоді, оптова ринкова ціна буде:

$$ОРЦ = ГЦС + ЦРП + В + П \quad (5.3)$$

За кожну вироблену мВт/год виробником (генеруючим підприємством) виплачується контрактна ціна або оптова закупівельна ціна. Енерговиробники, які не уклали контракт, заявляють свою робочу потужність і цінову пропозицію. Різні енергоблоки за кожну годину робочого часу будуть пропонувати різну ціну електроенергії. Оцінка обсягів виробництва, необхідного для задоволення попиту за кожну годину, визначається додаванням контрактного енерговиробництва і міжнародних перетоків. Після цього, як баланс потужностей споживання і генерування буде узгоджений, ціна самого дорогого блоку визначить граничну ціну системи (ГЦС) для всіх споживачів. Оцінка ГЦС, її рівень публікується щоденно в газеті. Якщо запропонований обсяг енерговиробництва недостатній, тоді до ГЦС додається додаткова ціна робочої потужності (ЦРП) за кожну мВт/год. Додаткова плата вводитьься для того, щоб підштовхнути виробників до введення в дію тих блоків, які не заявили про свою готовність. Ця ціна оплачується за вироблену енергію з поправкою на втрати, пов'язані з передачею по ВВ сітці.

Затрати на передачу електроенергії, починаючи із границі НВ сітки і закінчуючи передачею до приміщень споживачів, включаються у тарифи на використання сітки (ВС). Розрахунок їх робить ДАЕК. При цьому споживачі групуються по тарифних класах, в залежності від напруги, потужностей, графіків навантаження, обсягів споживання.

Підсумовуючи розглянутий порядок ціноутворення в електроенергетиці, можна написати формулу:

$$T = \frac{Z_{OPZ} + Z_{NB} + Z_{IH} + P_p}{O_{СП}}, \text{ де} \quad (5.4)$$



Т – тариф для споживача низьковольтної сітки (до 10 КВт);

Зо<sub>пз</sub> – затрати на оптові енергозакупки з врахуванням втрат ВВ та величини прибутку, закладеного в оптовій закупівельній ціні;

З<sub>нв</sub> – затрати на оплату за використання низьковольтних ліній електропередач (місцевим операторам) з врахуванням втрат в них;

З<sub>ін</sub> – затрати на інші потреби місцевого енергопостачання;

Пр – прибуток підприємств місцевого енергопостачання;

О<sub>сп</sub> – обсяги спожитої електроенергії споживачами НВ сітки.

### 5.2.3. Перспективні тенденції ціноутворення в енергетиці

Порядок утворення цін і тарифів, який ми розглянули, буде зберігатися на протязі встановлення ринкових відносин.

В період утвердження ринкової економіки методологія формування цін і тарифів на енергоресурси вдосконалиться. Вона буде направлена на задоволення зростаючих вимог суспільства і включатиме:

1. Зниження тарифів в певний час доби, що дозволить споживачам використовувати електроенергію на обігрів приміщень і водонагрів.
2. Формування прогресивної шкали росту розцінок, що буде заохочувальною для використання обладнання з  $\cos\varphi \rightarrow 1$ .
3. Різну ціну в залежності від часу (години) дня для заохочення споживачів у зменшенні її споживання в години “пік”.

В перспективі місцеві енергопостачальники будуть мати потребу в одержанні інформації із різних джерел, яка б допомагала в розробці тарифної сітки. Існуючі системи можуть служити джерелом невеликої частини інформації. Буде витребувана інформація для створення моделей-прогнозів, при цьому найважливішими факторами будуть затрати на закупку. В умовах ринку ці затрати змінюються по годинно в залежності від попиту. Розвиватиметься нетрадиційна енергетика. Собівартість

електроенергії, виробленої на вітрових, геліо, біоелектростанціях конкуруватиме із вартістю електроенергії, виробленої на гідроелектростанціях, а тарифи змінюватимуться в залежності від природних джерел енергії: сили вітру, сонячного потоку, наявності біогазу тощо.

В ідеалі тарифи не повинні часто змінюватися. Місцеві електропостачальники повинні передбачати затрати по кожному тарифному класу наперед. З метою забезпечення правильного покриття затрат буде потрібний набір прогнозів, який би базувався на достовірних даних за минулий період.

Для оптимізації цін і тарифів в перспективі необхідно:

- розробляти річні графіки закупівельних цін;
- проводити реалізацію енергії в залежності від тарифного класу споживача, його географічного місцезнаходження, кількості населення;
- закупляти електроенергію для всіх споживачів по регульованому тарифу;
- враховувати думки споживачів, одержані в результаті проведення дослідження ринку;
- одержувати і аналізувати інформацію від міжнародних енергетичних компаній;
- скорочувати втрати енергії на всьому циклі: виробництво–передача–споживання;
- впроваджувати сучасні інноваційні та енергозберігаючі технології.

### ***Питання для самопідготовки.***

- 1. Основні напрямки вдосконалення ціноутворення в енергетиці.*
- 2. Охарактеризуйте законодавчу базу України по ціноутворенню в сфері енергетики.*
- 3. Які ціни в енергетичній сфері регулюються місцевими державними адміністраціями?*
- 4. Основне завдання, що виникає при формуванні тарифів на енергоресурси.*
- 5. З яких елементів складається ціна на електро та теплоенергію?*

6. *Які затрати включаються в оптову ціну електроенергії? Сформулюйте структуру оптової ринкової ціни.*
7. *Напишіть формули оптової ринкової ціни, оптової закупівельної ціни та тарифу для споживача низьковольтної сітки.*
8. *Сформулюйте основні напрямки вдосконалення методології розрахунків цін і тарифів на енергоресурси на перспективу.*
9. *Як розраховуються тарифи на електроенергію, вироблену на основі використання нетрадиційних джерел енергії (ВЕС, геліостанціях тощо)?*

## 5.3. Формування роздрібного тарифу на електроенергію в умовах енергоринку

### 5.3.1. Розрахунок середньої закупівельної ціни

Середня закупівельна ціна електропостачальника ( $\text{Ц}^{\text{сз}}$ ), за якою Ліцензіат здійснює гуртову закупку електроенергії на гуртовому ринку електричної енергії та ціна електроенергії, закупленої від виробників, які не є членами гуртового ринку електричної енергії за відповідний період часу розраховується з формулою:

$$\text{Ц}^{\text{сз}} = \frac{\sum (\text{Ц}_p^{\text{оп}} \cdot E_p^{\text{оп}}) + \sum (\text{Ц}^{\text{н}} \cdot E^{\text{н}})}{\sum E_p^{\text{оп}} + \sum E^{\text{н}}} \quad (5.5)$$

де,  $\text{Ц}_p^{\text{оп}}$  - гуртова ринкова ціна за кожний розрахунковий період, грн/мВтг;

$E_p^{\text{оп}}$  - кількість електричної енергії, закупленої Ліцензіатом на гуртовому ринку електричної енергії, мВт·год;

$\text{Ц}^{\text{н}}$  - ціна, за якою Ліцензіат згідно з договором закупив електричну енергію у виробника, який не є Членом гуртового ринку електричної енергії, грн/мВтг;

$E^{\text{н}}$  - кількість електричної енергії закупленої у виробника, який не є Членом гуртового ринку, мВт·год.

Відповідним періодом вважається такий, впродовж якого здійснювався облік споживання електроенергії. Середня ( $\text{Ц}^{\text{сз}}$ ) за цей період повинна озраховуватись з урахуванням гуртової закупівельної ціни за кожну годину споживання електроенергії споживачем, незалежно від того, як здійснюється облік споживання погодинно: шляхом розрахунку профілю навантаження або застосування іншого методу, який погоджено з НКРЕ.

### 5.3.2. Розрахунок роздрібної ринкової ціни

Розрахунок роздрібної ринкової ціни за спожиту електроенергію (Вт) для кожного (і) класу споживачів ( $\text{Ц}^{\text{рр}}_i$ ) приведений у формулі (5.6):

$$\zeta_i^{PP} = \frac{1}{(1 - K_{PI}^M) \cdot (1 - \Delta T_i^N)} \cdot (T_i^M + T_i^N), \text{ де} \quad (5.6)$$

$K_{PI}^M$  - коефіцієнт нормативних технологічних витрат на передачу електроенергії, погоджений РДЦ та затверджений НКРЕ, для кожного класу споживачів, що надається Оператором Місцевої (локальної) електромережі, по якому здійснюється електропостачання відповідним споживачам, відносна одиниця (ВО);

$T_i^M$  - тариф за використання Місцевих (локальних) електромереж, який визначається Оператором місцевих (локальних) електромереж за передачу електроенергії споживачам класу (і), затверджений НКРЕ, грн/мВтг;

$T_i^N$  - тариф за електропостачання електроенергії споживачам класу (і), затверджений НКРЕ, грн/мВтг;

$\Delta T_i^N$  - коефіцієнт збільшення тарифу для надання допомоги споживачам при простроченні платежів, (ВО):

- для промислових та комерційних споживачів

класу напруги нижче та вище 10кВ –  $\Delta T_i^N = 0,03$ ;

- для побутових споживачів класу напруги нижче 10 кВ –  $\Delta T_i^N = 0,1$ .

### 5.3.3. Розрахунок роздрібного тарифу

Розрахунок роздрібного тарифу за спожити електроенергію (мВтг) для промислових та комерційних споживачів класу 1 та 2 приведений у формулі (5.7):

$$T_i^{PP} = \zeta_i^{PP}, \text{ де} \quad (5.7)$$

(де  $i = 1$  або  $2$ )

$\zeta_i^{PP}$  - роздрібна ринкова ціна.

Розрахунок роздрібного тарифу за спожити електроенергію для населення, приведений у формулі (5.8):

$$T_i^{PP} = [P^P \cdot \zeta_i^{PP} + (1 - P^P)] \cdot (1 - P^3) \quad (5.8)$$

(де  $i > 2$ )

$P^p$  – Пропорції тарифу, який формується ринком, (ВО);

$T^d$  – Діючий тариф, встановлений НКРЕ, грн/МВтг ;

$P^z$  – Пропорція знижки, встановлена НКРЕ, (ВО).

Тариф розраховується на початку кожного місяця, який йде після розрахункового. Платіж за спожиту електроенергію здійснюється за місяць, який закінчився.

## Приклади

### Задача

Роздрібна ринкова ціна за спожиту електроенергію (грн/МВт·год) для третього класу ( $i$ =від 3 до 11) споживачів (міське та сільське населення) ( $C_{p,p}$ ) складає 214 грн/МВт·год.

Визначити роздрібний тариф:

1. Для міського населення, якщо пропорція знижки встановлена НКРЕ  $P_z=50\%$ , пропорція тарифу що формується ринком  $P_p=0$ ; діючий тариф, встановлений НКРЕ  $T_d=170$  грн/МВт·год.

2. Для сільського населення, якщо  $P_z=50\%$ ,  $P_p=0$ ;

$T_d=160$  грн/МВт·год.

Розв'язування

Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію для споживачів від 3 до 11 класу ( $i$ ) (міське і сільське населення) ( $T_{pp}$ ) визначається за формулою:

$$T_{pp} = [P_p \cdot C_{pp} + (1 - P_p) \cdot T_d] \cdot (1 - P_z), \text{ де}$$

$P_p$  – пропорція тарифу, яка формується ринком.

$P_z$  – пропорція знижки, встановлена НКРЕ.

$T_d$  – діючий тариф, встановлений НКРЕ.

1. Для міського населення роздрібний тариф становитиме:

$$T_{pp} = [0 \cdot 214 + (1 - 0) \cdot 170] \cdot (1 - 0,5) = 85 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$$

2. Для сільського населення роздрібний тариф становитиме:

$$T_{pp} = [0 \cdot 214 + (1 - 0) \cdot 160] \cdot (1 - 0,5) = 80 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$$

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Що означає закупівельна ціна електропостачальника?*
- 2. Яка різниця між гуртовими цінами електроенергії, що закуплена на гуртовому ринку від постачальника на цей ринок та від виробника який не є членом гуртового ринку?*
- 3. Як здійснюється розрахунок роздрібної ринкової ціни за спожиту електроенергію для різних класів споживачів?*
- 4. Розрахунок роздрібного товару за спожиту електроенергію для промислових споживачів здійснюється по формулі:*

$$T_i^{PP} = C_i^{PP}, \text{ де}$$

*$i=1$  або  $2$  (клас споживача);*

*$C_i^{PP}$  - роздрібна ринкова ціна;*

*$T_i^{PP}$  – роздрібний ринковий тариф;*

*Назвіть умови при яких тариф не дорівнює ціні.*

- 5. Як розраховується роздрібний ринковий тариф?*

## **5.4. Формування роздрібної ціни локальної електричної компанії**

### **5.4.1. Оператор місцевих (локальних) електромереж (ОМЛЕМ)**

ОМЛЕМ нараховує всім постачальникам плату за користування його електромережею у відповідності до Тарифу Місцевої (локальної) електромережі (ТМЛЕМ), вказаного в його ліцензії, і визначає коефіцієнти втрат, які застосовуються до споживання на різних класах напруги. ОМЛЕМ самостійно встановлює періодичність надсилання рахунків постачальникам, що користуються послугами його електромережі. ТМЛЕМ, вказаний в ліцензії спочатку, буде діяти протягом одного року, з внесенням щомісячних уточнень, які відобразатимуть зміну обмінного курсу долару США до гривні, причому як ОМЛЕМ так і НКРЕ матимуть право рекомендувати зміни цього тарифу.

В ліцензії вказані також коефіцієнти втрат для кожного кварталу, які відображають лише технічні втрати без комерційних. Різні коефіцієнти втрат для кожного кварталу встановлюються з метою урахування залежності втрат від сезону.

Тарифи за користування електромережею та коефіцієнти втрат будуть різними для різних класів напруги. Спочатку буде два класи напруги:

- 35кВ, 110кВ та 154кВ;
- 0,4кВ, 6 кВ та 10кВ.

Використовуючи показники лічильників, профілі навантаження та коефіцієнти втрат, застосовані до об'ємів споживання на різних класах напруги, ОМЛЕМ буде надавати Державному підприємству "Енергоринок" (ДПЕ) інформацію, яка дасть можливість ДПЕ нараховувати кожному постачальнику, який працює на території ОМЛЕМ, плату за електроенергію, що спожита споживачами цього постачальника. Лічильники споживачів, для яких використовуються профілі навантаження, мають зчитуватись щоденно. Всі споживачі постачальників за нерегульованим тарифом або незалежних постачальників (НПЕ) повинні або мати погодинні лічильники, або купувати електроенергію з використанням профілів навантаження.



Коефіцієнт втрат для певного рівня напруги дорівнює одиниці мінус відношення (а) енергії, що спожита на цьому рівні напруги та (б) суми об'ємів електроенергії, що надійшла на цей рівень напруги або з найближчого вищого рівня напруги, або з сусідніх обленерго на цьому ж рівні напруги для забезпечення відповідного споживання електроенергії. Кількість електроенергії, що закуплена для споживачів на кожному з двох класів напруги, визначається з застосуванням коефіцієнтів втрат (KB1, KB2) вказаних в ліцензії:

- Для споживачів, що споживають електроенергію на рівні напруги 35-154 кВ, закупівельна ціна електроенергії буде дорівнювати (оптовій ціні/(1 – KB1))
- Для споживачів, що споживають електроенергію на рівні напруги 0,4-10 кВ, закупівельна ціна електроенергії буде дорівнювати (оптовій ціні/( 1 – KB1)(1 – KB2))

#### 5.4.2. Параметри ліцензії ОМЛЕМ

Застосування основних параметрів оператора Місцевих (локальних) мереж наведемо на прикладі (таблиця 5.1).

Таблиця 5.1

Параметри ліцензії ОМЛЕМ.

Тариф місцевої (локальної) електромережі	0,4 - 10 кВ 5 грн/мВтг	35 - 154 кВ 2,5 грн/мВтг
Коефіцієнт втрат при передачі від магістральних та міждержавних мереж до споживача	8%	3%

Нехай, наприклад, послугами ОМЛЕМ користуються три постачальники:

- МПЕ, який належить до тієї ж ЛЕК, що і ОМЛЕМ;
- незалежний постачальник електроенергії (НПЕ1), який продає електроенергію на рівні напруги 10 кВ споживачу без погодинного лічильника;

- НПЕ 2, який продає електроенергію на рівні напруги 35 кВ споживачу з погодинним лічильником.

В таблиці 5.2 вказані дані про споживання електроенергії споживачами цих трьох постачальників протягом першого місяця роботи, показники лічильників, які повідомлялись у ДПЕ, кількість закупленої електроенергії, та плату, яка нараховується ОМЛЕМ у відповідності до тарифу.

Таблиця 5.2.

Споживання електроенергії.

	НПЕ1 10кВ	НПЕ2 35кВ	Споживачі			Сума споживання		
			МПЕ 0,4-10кВ	35- 154кВ	Всього МПЕ	0,4- 10кВ	35- 154кВ	Всього
Споживання за лічильником (мВтг)	100	200	900	200	1100	1000	400	1400
Коефіцієнт втрат (%)	10,76	3,00	10,76	3,00		10,76	3,00	
Кількість закупної електроенергії (мВтг)	112	206	1009	206	1101	1121	412	1533
Тариф ОМЛЕМ (грн/мВтг)	5,00	2,50	5,00	2,50		5,00	2,50	
Плата (ОМЛЕМ (грн)	500,0	500,0	4500,00	500,0	5000,0	5000,0	1000,0	6000,0

Кількість електроенергії, закупленої для певного споживача або групи споживачів, дорівнює кількості спожитої електроенергії відповідно до показників лічильників, поділений на одиницю мінус відповідний коефіцієнт втрат. Таким чином, якщо для споживачів НПЕ1 споживання за показниками лічильників дорівнює 100 мВтг і відповідний коефіцієнт втрат дорівнює 10,76%, кількість електроенергії, закупленої цим постачальником у ДПЕ дорівнює  $100 / (1 - 0,1076)$ .

## **Профілі навантаження**

МПЕ буде надавати ОМЛЕМ погодинні профілі навантаження, які застосовуються для споживачів у його зоні обслуговування. Такий профіль навантаження може бути специфічним для конкретного споживача або більш широко для типу споживачів. Профіль навантаження має складатись для кожного дня тижня, якщо споживання у різні дні тижня суттєво відрізняється. Наприклад, якщо споживання у вихідні дні значно відрізняється від споживання у робочі дні, профіль навантаження для вихідного дня буде відрізнятись від профілю навантаження для робочого дня. Споживач постачальника (та інші споживачі або постачальники) можуть звертатись до МПЕ у будь-який час, якщо вони вважають, що профіль навантаження, який застосовується для них, є неточним.

Всі споживачі незалежних постачальників повинні або мати погодинні лічильники, або купувати електроенергію з використанням профілів навантаження. Споживач, який купував електроенергію у незалежного постачальника за профілем навантаження і потім починає купувати її у МПЕ, повинен або продовжувати купувати за профілем навантаження, або купувати з використанням погодинного лічильника. Він не може купувати електроенергію у МПЕ за зваженою середньою ціною електроенергії.

### **5.4.3. Місцевий постачальник електроенергії**

Місцевий постачальник електроенергії оплачує всі складові, які необхідні для забезпечення роздрібних споживачів електроенергією і продає кінцевий продукт – електроенергію. Для формування роздрібною ціни на електроенергію для кожного класу споживачів МПЕ використовує параметри ліцензії та вартість електроенергії. Роздрібний тариф для класу споживачів і на будь-який місяць дорівнює

Роздрібний тариф = (Тариф на постачання + Тариф на передачу місцевими мережами + Вартість електроенергії)/(1 - Сумарний коефіцієнт втрат).

Нижче більш детально пояснюється, що всі компоненти роздрібного тарифу, який діє протягом місяця, будуть або публікуватись (це стосується тарифу на постачання та тарифу на передачу місцевими (локальними) електромережами) або розраховуватись за попередній місяць. Компоненти Роздрібного тарифу перераховані нижче:

- тариф на постачання, тариф Місцевого постачальника електроенергії (ТМПЕ), метою якого є компенсація витрат на діяльність з постачання електроенергії. Спочатку буде два тарифи МПЕ:

- для населення;
- для всіх інших споживачів.

У майбутньому МПЕ може мати багато різних видів тарифів, в залежності від таких факторів, як попит, навантаження та періодичність розрахунків.

- Коефіцієнт втрат, який залежить від класу напруги, застосовується для розрахунку ціни, за якою продається електроенергія, виходячи з ціни, за якою ця електроенергія закуплена. За визначенням класи напруги ті ж самі, які використовує ОМЛЕМ, і протягом першого року буде два класи напруги:

- 35 кВ, 110 кВ та 154 кВ;
- 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ;

- Тариф на передачу електроенергії місцевими (локальними) мережами (ТМЛЕМ), який МПЕ виплачує ОМЛЕМ і потім враховує при розрахунку роздрібною ціни і нарахуванні плати, яку має виплачувати споживач. Спочатку будуть введені окремі тарифи ОМЛЕМ для двох класів напруги:

- 35 кВ, 110 кВ та 154 кВ;
- 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ.

- Вартість електроенергії, закупленої у ДПЕ та дрібних генераторів. Ці дані будуть визначатись для кожної години. ДПЕ буде щоденно повідомляти

постачальників про вартість закупленої у ДПЕ електроенергії, у відповідності до графіка, що міститься у Договорі членів Енергоринку.

Спочатку МПЕ матиме три класи споживачів:

- всі споживачі за винятком населення, які споживають електроенергію напругою 35 кВ, 110 кВ та 154 кВ;

- всі споживачі за винятком населення, які споживають електроенергію напругою 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ;

- населення. Клас "населення" поділяється на підкласи відповідно до діючих пільг.

Ці класи споживачів є перспективними і будуть змінюватись в залежності від соціально-економічного розвитку держави.

### **Графік формування компонент роздрібного тарифу**

ТМЛЕМ і ТМПЕ є компонентами роздрібного тарифу, за яким оплачують електроенергію споживачі протягом місяця, і ці компоненти публікуються на початку попереднього місяця. Ціна електроенергії - це та ціна, яка визначається протягом попереднього місяця відповідно до погодинної закупівлі електроенергії у ДПЕ та закупівлі у дрібних виробників. Таким чином, ціна, яка почне діяти з 1 вересня, складатиметься з ТМЛЕМ та ТМПЕ, опублікованих на 1 серпня, та з відповідної ціни електроенергії за серпень.

ТМЛЕМ і ТМПЕ, які включаються до роздрібного тарифу, мають оголошуватись на місяць раніше, інакше ринок електроенергії не зможе функціонувати відповідним чином. ОМЛЕМ має проінформувати всіх постачальників про ТМЛЕМ, який вони сплачуватимуть протягом наступного місяця, і цей тариф має бути однаковим для всіх постачальників. Таким чином, ОМЛЕМ оголосить 26 серпня ТМЛЕМ, скоригований у відповідності до інфляції, який буде діяти протягом вересня, і всі постачальники будуть оплачувати за відповідними ТМЛЕМ передачу електроенергії у цьому місяці. 25 вересня МПЕ оголосить роздрібні тарифи, які будуть діяти з 1 жовтня (за якими

будуть сплачувати за електроенергію споживачі, що зчитують показники лічильників та оплачують свої рахунки у жовтні).

З аналогічних причин ТМПЕ має вступити в дію у перший день місяця, а потім бути включений до роздрібного тарифу тільки у наступному місяці. Споживач МПЕ, який може також купувати електроенергію у незалежних постачальників, повинен мати можливість порівняти тарифи НПЕ з ТМПЕ для того, щоб вирішити, у якого постачальника він купуватиме електроенергію.

#### **5.4.4. Вартість електроенергії**

Вартість електроенергії, яка включається до роздрібною ціни електроенергії – це зважена середня вартість електроенергії, закупленої гуртом з усіх джерел (включаючи ДПЕ, виробників, які входять до складу обленерго, та незалежних виробників). Згідно з ліцензією на постачання електроенергії за регульованим тарифом ціна за якою купується електроенергія у виробників, які входять до складу обленерго, та незалежних виробників має відображати очікувану ціну електроенергії, яка купується у Енергоринку. Споживачі МПЕ діляться на три категорії: споживачі з погодинними лічильниками, споживачі, які використовують профілі навантаження, і споживачі, які не мають погодинних лічильників і не використовують профілів навантаження. Ціна електроенергії буде різною для цих типів споживачів.

#### **Споживачі з погодинними лічильниками та споживачі, які використовують профілі навантаження для обліку спожитої електроенергії**

Кожної години компонента роздрібного тарифу, що відповідає вартості електроенергії, яку платить споживач з погодинним лічильником, визначається ціною Енергоринку у цю годину, збільшену згідно з відповідним коефіцієнтом втрат. Роздрібний тариф за цю годину для такого споживача дорівнює сумі вартості електроенергії плюс ТМЛЕМ плюс ТМПЕ, і сумарна вартість електроенергії за цю годину дорівнює добутку роздрібного тарифу та кількості закупленої електроенергії у

кіловат-годинах. Таким чином, рахунок за місяць для такого споживача складатиметься з суми окремо розрахованих величин вартості спожитої електроенергії за роздрібними цінами на кожну годину.

Процес розрахунку для споживача, який купує електроенергію за профілем навантаження, є досить подібним, за винятком того, що показники лічильника будуть зчитуватись лише раз на добу, і профіль навантаження цього споживача буде використовуватись для цієї суми. Наприклад, будемо вважати, що підприємство працює з 8 години до 12 години; і, для спрощення, що воно в середньому споживає однакову кількість електроенергії протягом кожної робочої години, а також зовсім не споживає електроенергію у неробочі години; його лічильник зчитується кожної доби у 12 годин дня. ОМЛЕМ буде використовувати ці показники для того, щоб визначити погодинне споживання електроенергії протягом доби. У нашому прикладі кожна година має ту ж саму вагу, тобто показники лічильника діляться на 16 (кількість робочих годин між зчитуваннями показників лічильника), і ДПЕ надсилає рахунок постачальнику на добуток відповідної кількості електроенергії (збільшеної з урахуванням коефіцієнтів втрат) та ціни у кожну годину. МПЕ потім включає в рахунок споживача точно таку ж суму, на яку був складений відповідний рахунок ДПЕ.

### **Інші споживачі**

На початку кожного місяця МПЕ має змінювати роздрібну ціну електроенергії для споживачів, які не мають погодинних лічильників та не використовують профілі навантаження для обліку споживання електроенергії. МПЕ має за п'ять днів повідомити цих споживачів про зміну роздрібною ціни шляхом публікації в місцевій газеті повідомлення про зміну цін. Відповідно, не пізніше ніж за день до передачі оголошення до газети МПЕ має розрахувати нові ціни на наступний місяць.

При проведенні розрахунку цін МПЕ має використовувати такі параметри:

- середня ціна електроенергії, яка закуплена для споживачів, що не мають погодинних лічильників та не використовують профілі навантаження для обліку споживання електроенергії;

- відповідний тариф місцевих (локальних) електромереж;
- відповідний тариф МПЕ;
- відповідний коефіцієнт втрат.

Середня сума вартості закупленої електроенергії для споживачів без погодинних лічильників вираховується як різниця всієї вартості закупленої електроенергії та вартості електроенергії для споживачів з погодинними лічильниками.

Розрахунок роздрібної ціни електроенергії для споживачів без погодинних лічильників подано в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Розрахунок роздрібної ціни електроенергії для споживачів, крім населення.

% п/п	Компоненти ціни	Населення	0,4-10кВ	35-154кВ
1	Тариф МПЕ (грн/МВт·год)	1,00	0,20	0,20
2	Тариф ОМЛЕМ (грн/МВт·год)	5,00	5,00	2,50
3	Середня закупівельна вартість електроенергії (грн/МВт·год)	61,43	61,43	61,43
4	Коефіцієнт втрат (%)	10,76	10,76	3,00
5	Вартість електроенергії, яка передана споживачам = $(3)/[1-(4)]$ (грн/МВт·год)	68,84	68,84	63,33
6	Роздрібна ціна = $(1)+(2)+(5)$ (грн/МВт·год)	74,84	74,04	66,03



## **Знижки**

МПЕ може встановлювати знижки стосовно оплати за свої послуги для будь-яких споживачів на недискримінаційній основі. Наприклад, якщо НПЕ пропонує певному промислому споживачу МПЕ продавати електроенергію за тарифом постачальника 0,10 грн за мВт·год, МПЕ також може знизити свій тариф для цього споживача до 0,10 грн за мВт·год для того, щоб не втратити цього споживача. При цьому МПЕ не може знизити будь-яку іншу складову частину роздрібної ціни, крім тарифу на постачання, і не може відмовити у наданні відповідної знижки щодо тарифу на постачання споживачу, подібному до того споживача, який вже отримав таку знижку.

## **Субсидійні сертифікати**

МПЕ надає ДПЕ субсидійні сертифікати, у яких вказано суму субсидій, на яку МПЕ має право. Передбачається два види субсидій:

- Субсидії щодо неплатників для компенсації частини минулих боргів та різниці у цінах для споживачів, яким НКРЕ надала право сплачувати за електроенергію за ціною, яка менша відповідного діючого тарифу.

- Субсидії щодо пільгових споживачів для компенсації різниці між ціною, яка базується на витратах, та ціною, яка встановлена для пільгових споживачів.

Будуть компенсуватись тільки ті суми вказаних субсидій, на які МПЕ має право на момент компенсації. Не передбачається компенсація субсидій, право на отримання яких очікується на певний майбутній період.

## **Приклади**

### **Задача 1**

Обленерго закупляє електроенергію за середньою закупівельною ціною  $C_{сз}=158$  грн/МВт·год. Поставляє її споживачам 2 класу (і) (промисловим, комерційним, непромисловим та сільським класу напруги нижче 10 кВ).

При цьому:

– коефіцієнт витрат на передачу електроенергії  $K_e=0,13$ ;

- тариф за використання локальних мереж  $T_m=10,6$  грн/МВт·год;
- тариф за поставку  $T_n=1,17$  грн/МВт·год;
- коефіцієнт збільшення тарифу за прострочення платежів  $\Delta T=0,03$ .

Визначити роздрібну ринкову ціну ( $C_{p.p.}$ ) електроенергії для 2 класу (і) споживачів напруги нижче 10 кВ та роздрібний ринковий тариф.

Розв'язування

1. Роздрібна ринкова ціна за спожиту електроенергію (грн/МВт·год) для 2 класу (і) споживачів напруги 10 кВ і нижче визначається за формулою:

$$C_{p.p.} = \frac{1}{(1 - K_{\theta})(1 - \Delta T_{II})} \cdot C_{c3} + \frac{1}{(1 - \Delta T_{II})} (T_M + T_{II})$$

Підставивши у формулу дані, отримуємо:

$$C_{p.p.} = \frac{1}{(1 - 0,13)(1 - 0,03)} \cdot 158 + \frac{1}{(1 - 0,03)} (10,6 + 1,17) = 200,23 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$$

2. Роздрібний ринковий тариф  $T_{p.p.}$  за спожиту електроенергію для 2 класу споживачів:

$$T_{p.p.} = C_{p.p.} = 200,23 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год.}$$

## Задача 2

Обленерго закупляє електроенергію за середньою закупівельною ціною  $C_{c3}=158$  грн/МВт·год. Поставляє її споживачам 1 класу (і) (промисловим, комерційним, непромисловим та сільським класу напруги 10 кВ та вище). При цьому:

- коефіцієнт витрат на передачу електроенергії –  $K_{\theta} = 0,06$ ;
- тариф за використання локальних електромереж –  $T_m = 5,33$  грн/МВт·год;
- тариф за постачання складає –  $T_n = 0,5$  грн/МВт·год;
- коефіцієнт збільшення тарифу за прострочення платежів –  $\Delta T_n = 0,03$ .

Визначити роздрібну ринкову ціну електроенергії для 1 класу споживачів напруги 10 кВ і вище та роздрібний ринковий тариф.

Розв'язування

1. Роздрібна ринкова ціна за спожиту електроенергію (грн./МВт·год) для першого класу (і) споживачів напруги 10 кВ та вище визначається за формулою:

$$C_{p.p.} = \frac{1}{(1 - K_{\theta})(1 - \Delta T_{II})} \cdot C_{E3} + \frac{1}{(1 - \Delta T_{II})} \cdot (T_M + T_{II})$$

Підставивши у формулу дані, отримуємо:

$$C_{p.p.} = \frac{1}{(1-0,06)(1-0,03)} \cdot 158 + \frac{1}{1-0,03} \cdot (5,33 + 0,5) = 173,86 + 6,01 = 179,80 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год.}$$

2. Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію  $T_{p.p.}$  для 1 класу споживачів:

$$T_{p.p.} = C_{p.p.} = 179,80 \text{ грн/МВт}\cdot\text{год.}$$

### ***Питання для самопідготовки***

- 1. Функції оператора місцевих (локальних) електромереж (ОМЛЕМ).*
- 2. Порядок розрахунку тарифів за користування електроенергією та коефіцієнтів втрат електроенергії*
- 3. Обґрунтуйте параметри ліцензії ОМЛЕМ.*
- 4. Порядок формування роздрібної ціни на електроенергію місцевим постачальником електроенергії (МПЕ).*
- 5. Як розраховується вартість електроенергії, що включається до роздрібної ціни електроенергії?*
- 6. Як визначається роздрібний тариф по якому платять споживачі за погодинними лічильниками енергії?*
- 7. Як формуються ціни для споживачів, які не мають погодинних лічильників та не використовують профілі навантаження?*
- 8. Охарактеризуйте порядок встановлення знижок для споживачів.*
- 9. Субсидій ні сертифікати, їх видача, використання.*

## **Розділ 6. Баланс паливно-енергетичних ресурсів та природа енергетичних криз**

### **6.1. Баланс паливно–енергетичних ресурсів**

#### **Енергозбереження**

##### **6.1.1. Загальна характеристика і класифікація балансів**

Балансовий метод розрахунків є основним при прогнозуванні розвитку народного господарства і його галузей.

Під балансом в економічному змісті розуміють систему взаємопов'язаних показників, які характеризують наявність (можливість поставок) яких – небудь ресурсів і їх використання по цільовому призначенню. Баланс виконують у вигляді таблиці, яка складається із двох частин: прихідної і розхідної. Прихідна частина визначає джерела надходження ресурсів. Розхідна – потреби в їх розподілі. Отже, балансовий метод є розрахунковою формою системного підходу для оптимізації пропорцій розвитку паливно–енергетичного комплексу (ПЕК) країни.

В практиці прогнозування розвитку ПЕК розробляють наступні баланси: електроенергії, палива, тепла, енергетичний.

Баланс електроенергії, забезпечує комплексну ув'язку потреби галузей народного господарства країни, або окремого району в електроенергії і забезпечення її різними типами електростанцій. Складовою частиною цього балансу є баланс потужностей електростанцій і електричної потужності споживачів.

Баланс палива дозволяє взаємопов'язати його видобуток, транспортування, переробку і розподіл по марках та групах споживачів. Паливний баланс входить складовою частиною в баланс паливно-енергетичних ресурсів. В свою чергу цей баланс та баланси електроенергії і тепла є основою для складання енергетичних балансів.

Баланс тепла дозволяє взаємопов'язати потребу споживачів у теплі і покриття її різними типами джерел теплової енергії. В баланс тепла включаються ті споживачі, які використовують енергію пари та гарячої води. Сьогодні йде децентралізація в забезпеченні споживачів тепловою енергією.

Баланс паливно-енергетичних ресурсів розробляється як в обезособленому виді по умовному паливу, так і по окремих видах палива. Зведений баланс паливно-енергетичних ресурсів є документом на основі якого проводиться обґрунтування розвитку видобутку, виробництва паливно-енергетичних ресурсів та потужностей, що їх споживають.

Енергетичний баланс взаємопов'язує обсяги видобутку і споживання всіх видів палива, поновлюваних енергоресурсів і видів енергії.

### 6.1.2. Баланс паливно-енергетичних ресурсів України

Баланс паливно-енергетичних ресурсів України у 1993 році (найбільш характерному році для економіки) проілюстровано в таблиці 6.1.

Потреба народного господарства України в ПЕР з врахуванням власного видобутку в 1993 році (млн. т.у.п.)

Таблиця 6.1.

Баланс паливно-енергетичних ресурсів України за 1993 рік.

млн. т.у.п.

1	Паливно–енергетичні ресурси	270,1
	В тому числі власні	135,2
	В %	50
1.1	Котельно – пічне паливо	216,5
	В тому числі : власне	103,5
	В %	47,8

Продовження таблиці 6.1

1.2	Моторне паливо В тому числі : власне В %	25,4 2,5 10,2
1.3	Природні енергоресурси (традиційні і нетрадиційні) В тому числі : власні В %	29,2 29,2 100
2	Ресурси природного (первинного) палива В тому числі : власні В %	230,2 104,6 45,6
	<b>ВСЬОГО ПО ВИДАХ:</b>	
2.1	Вугілля	76,9
2.2	Нафта	33,6
2.3	Газ природній	118,1
2.4	Метан вугільних родовищ	0,1
2.5	Інші види палива В тому числі власні:	1,5
	2.1. Вугілля	70,4
	2.2 Нафта	6,0
	2.3 Газ природній	26,6
	2.4 Метан вугільних родовищ	0,1
2.6	Інші види палива	1,5

Баланс котельно–пiчного палива враховує 17 видiв палива по 4-х групах :

1. вугiлля
2. нафтопродукти,
3. газ природний,
4. iншi види ( дрова, торф, болотний газ i т. п)

Баланс моторного палива враховує:

Флотський мазут, газотурбiнне дизельне i моторне пальне, авто i авiабензини, авiагас, стиснений та скраплений газ. Традицiйнi види енергоресурсiв – електрична та теплова енергiя; нетрадицiйнi види-вiтрова, сонячна, гелiю, геотермальна енергiя.

Доля власних ПЕР в балансi складає 50% i забезпечується власним природним паливом на 46%. Структура споживання власного природного палива наступна:

- вугiлля – 91,5 % ( iмпорт 8,6 млн. т./6,5 млн. т.у.п.)
- нафта – 17,9 % (iмпорт 19,0 млн. т./27,2 млн. т. у.п.)
- газ природний – 22,5 % (iмпорт – 79,6 млрд м3 /91,5 млн. т.у.п.)

Електроенергетичний баланс України, починаючи з 1990 року по 1994 рiк має тенденцiю до зменшення виробництва електроенергiї i вiдповiдно споживання. Так, у 1990 році електроенергiї було вироблено 298,5 млрд кВт·год., в 1992 р. – 252,5, в 1994 – 202,9 млрд кВт·год. Спожито ( млрд кВт·год. ):

у 1990 році - 248;

у 1992 році - 224,6;

у 1994 році - 180,2.

Импорт (млрд. кВт·год):

У 1990 році - 15,3;

У 1992 році - 15,4;

У 1994 році - 12,4;

Експорт (млрд. кВт·год):

1990 році - 43,8;

1992 році - 20,5;

1994 році - 13,4;

Втрати в сiтках (млрд. кВт·год): У 1990 році - 21,9;

У 1992 році - 22,8;

У 1994 році - 21,7,

### **6.1.3. Методика розрахунку енергетичного балансу району**

Науково обгрунтоване прогнозування перспективного енергоспоживання дозволяє визначити раціональні масштаби і темпи упередженого розвитку енергетики, ліквідувати обмеження в енергозабезпеченні. Науково обгрунтоване визначення перспектив енергоспоживання має надзвичайно важливе значення в умовах ринкової економіки.

Достовірне визначення перспективних масштабів енергоспоживання залежить від наступних факторів:

- структурних перетворень в народногосподарському комплексі;
- реструктуризації підприємств;
- розвитку науки та техніки;
- впровадження інновацій у виробництво та інші сфери;
- впровадження ресурсоенергозберігаючих технологій;
- темпів росту енергозбереження на підприємствах в житлово-комунальному секторі, в індивідуальному секторі;
- енергоємності виробництва, як нового, так і реструктуризованого.

Для визначення біжучої та перспективної потреби в енергії економічних районів, міст, селищ, сіл тощо найчастіше використовують метод житлових витрат. Норми витрат при цьому визначаються для прогресивних технологій і наукової організації праці.

Питомі витрати споживання електроенергії в базових галузях промисловості зменшуються, але в цілому споживання зростає. Найбільш енергоємним виробництвом є кольорова металургія. На техпроцеси затрачується до 66 % електроенергії. Так, питомі витрати електроенергії на виробництво алюмінію складають 17,5, нікелю – 40-41, магнію – 17-18 тис. кВт. год/тонну. В зв'язку із збільшенням використання методу



електроплавлення питоми розходи електроенергії на виробництво міді, цинку, інших мають тенденцію до росту.

В хімічній галузі намічається тенденція до зниження питомих розходів електроенергії.

Загальна потреба в енергії (технологічному паливі промислового підприємства) визначається, як добуток норм питомих розходів на випуск відповідних видів продукції в прогнозно-плановому періоді. Потреба в енергії комунально-побутового сектору розраховується на основі розробки перспективних питомих розходів енергії на одного чоловіка і даних про кількість населення.

Таким чином, потребу в енергії, можна визначити по формулі:

$$E_{\text{рік}} = \sum_1^n e_n \Pi_n, \text{ де} \quad (6.1)$$

$E_{\text{рік}}$  - потреба енергії за рік;

$e_n$  – питоми розхід електроенергії на одиницю n-го виду продукції, кВт·год (норма розходу енергії в розрахунку на одну людину для n-го виду комунально – побутових потреб);

$\Pi_n$  – плановий обсяг продукції n-го виду (перспективна кількість населення).

Аналогічно визначається біжуча і перспективна потреба в теплі.

Для крупних міст і економічних районів (мегаполісів) перспектива енергоспоживання базується на показниках:

- темпів приросту навантаження мереж;
- експертної оцінки тенденцій змін питомих норм розходу енергії.

В даний час для прогнозування перспективної потреби в енергії крупних районів, міст використовують сучасний математичний апарат, в тому числі кореляції, який заснований на теорії ймовірностей. Розрахунки виконуються з допомогою ЕОМ, на персональних комп'ютерах з використанням сучасних технологій.

#### **6.1.4. Енергозбереження, як напрям державної політики**

В Україні запаси паливних ресурсів обмежені. Йде тенденція до зниження видобутку природного палива (табл.1) в структурі споживання. Роста імпорт енергоносіїв, нарощують темпи енергоємні галузі промислового виробництва, дорожчають енергоресурси. Через це енергозбереження є домінуючим фактором в енергозабезпеченні як галузей народного господарства, так і комунального сектору.

Для цього в державі роблять відповідні кроки. Так, 1 липня 1994 року прийнято закон “Про енергозбереження.” 26 липня 1995 року було створено Державний Комітет України по енергозбереженню. 9 січня 1996 року КМУ приймається Постанова № 20 “Про управління сферою енергозбереження”. На основі цього в міністерствах і комітетах створюються підрозділи по енергозбереженню, а також державна інспекція по енергозбереженню.

3 липня 1995 року КМУ приймає Постанову № 483 “Про впровадження засобів обліку використання і приладів регулювання води і теплової енергії в побуті”, а деякий час після нього - Постанову “Про програму поетапного забезпечення існуючого жилого фонду засобами обліку і регулювання споживання води і теплової енергії на 1996 – 2000р.р.”

Реалізація програми дозволила щорічно економити:

Води - 570 млн. м<sup>3</sup>;

Теплової енергії – 16,3 млн.ГКал.;

Електричної енергії – 700 млн. кВт·год;

Природного газу - 1,2 млрд. м<sup>3</sup>.

Програми енергозбереження розроблені в кожній області, і створено відповідні підрозділи в облдержадміністраціях по контролю за їх впровадженням. Поряд із цим, в окремих областях, створені Фонди енергозбереження, які формуються на відрахуваннях від економії енергоресурсів, пожертвуваннях громадян, підприємств, меценатстві тощо і використовуються для фінансування програмних заходів.

Одночасно велике значення приділяється економії газу. Відсутність газових лічильників в жилих приміщеннях приводить до перевитрат біля 5 млрд.  $M^3$  газу в рік. Через це КМУ 16 липня 1995 року приймає Постанову №422, яка направлена на створення при Міністерстві фінансів позабюджетного фонду допомоги виробництву і впровадженню побутових лічильників газу. Засоби фонду формуються за рахунок підвищення ціни на газ для промислових підприємств на 1%.

## *Приклади*

### *Задача 1*

Водяна помпа приводиться в дію електродвигуном потужністю 90 кВт. Кількість води, що закачується регулюється затвором із сервоприводом, який враховує тиск в системі. Вимірювання розходу води показує, що на протязі доби необхідна така її кількість:

10 годин/добу – 100% максимального розходу;

6 год/добу – 70% максимального розходу;

6 год/добу – 40% максимального розходу;

2 год/добу – 20% максимального розходу;

При цьому помпа споживає 90 кВт електроенергії при 100% розході води, працює 24 год в добу, 350 днів в році. З метою економії енергії пропонується встановити привід із регулятором швидкості потужністю 1 кВт, який автоматично реагує на тиск в системі.

Коефіцієнти середніх навантажень по двох варіантах приведено в таблиці.

Таблиця

Навантаження	Регулювання дросельним вентилем $K_{нд}$	Регулювання сервоприводом $K_{нс}$
100%	1,0	1,0
70%	1,0	0,55
40%	0,85	0,25
20%	0,2	0,1

Визначити: 1. Величину навантажень при:

Регулюванні дросельним вентилем;

Регулюванні затвором із сервоприводом.

2. Економічний ефект від впровадження регулятора швидкості.

### Розв'язування

1. Розраховуємо величину навантажень при регулюванні дросельним вентилем та затвором з сервоприводом.

$$N_i = N \cdot K_n(\partial, c), \text{ де}$$

$N_i$  –  $i$ -те навантаження;

$N$  – потужність електродвигуна;

$K_n(\partial, c)$  – коефіцієнт середніх навантажень відповідно при регулюванні дросельним вентилем  $K_{нд}$ , сервоприводом –  $K_{нс}$ .

Результати розрахунків зводимо у таблицю.

Таблиця

Навантаження	Регулювання дросельним вентилем $N_{id}$ (кВт)	Регулювання сервоприводом $N_{ic}$ (кВт)
100%	$90 \cdot 1,0 = 90$	$(90 \cdot 1,0) + 1 = 91$
70%	$90 \cdot 1,0 = 90$	$(90 \cdot 0,55) + 1 = 50$
40%	$90 \cdot 0,85 = 76$	$(90 \cdot 0,25) + 1 = 24$
20%	$90 \cdot 0,2 = 18$	$(90 \cdot 0,10) + 1 = 10$

2. Для визначення річного економічного ефекту, визначаємо економію електроенергії ( $E_{ел}$ ) по видах навантаження і загальну:

$$E_{ел} = \sum_{i=1}^4 \chi_i \cdot 350 \cdot (N_{il} - N_{ic}) = 350 \sum_{i=1}^4 \chi_i (N_{id} - N_{ic}).$$

$$10 \text{ год/добу} \cdot 350 \text{ днів/рік} \rightarrow 3500 \text{ г/рік} \cdot (90-91) \text{ кВт} = - 3500 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$6 \text{ год/добу} \cdot 350 \text{ днів/рік} \rightarrow 2100 \text{ г/рік} \cdot (90-50) \text{ кВт} = 84000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$6 \text{ год/добу} \cdot 350 \text{ днів/рік} \rightarrow 2100 \text{ г/рік} \cdot (76-24) \text{ кВт} = 109200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$2 \text{ год/добу} \cdot 350 \text{ днів/рік} \rightarrow 700 \text{ г/рік} \cdot (18-10) \text{ кВт} = 5600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Економія електроенергії за рік складе:

$$E_{ел} = (84 + 109,2 + 5,6 - 3,5) \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 195300 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Економічний ефект складе:

$$E = T \cdot E_{ел} = 0,2 \cdot 195300 = 39060 \text{ грн.}$$

## Задача 2

Автостоянка освітлюється 10 вольфрамово-галогенними лампами потужністю 500Вт кожна. Лампи включаються і вимикаються сторожами вручну та інколи випадково залишаються включеними в день.

Пропонується з метою економії енергії замінити ці лампи 10 натрієвими лампами високого тиску потужністю 114 Вт кожна, які зберігають такий же рівень освітленості. Крім цього запропоновано установити або установити аління освітленням фотоелементами.

Якою буде величина річного енергозбереження та економічний ефект від впровадження при вартості 1 кВт·год – 0,2 грн?

Примітка: При розрахунках врахувати те, що в неробочому стані у середньому знаходиться протягом розрахункового періоду дві вольфрамово-галогенні лампи та тільки одна натрієва лампа.

## Розв'язування

1. Визначаємо загальну потужність в базовому ( $N_{\bar{o}}$ ) та прогнозованому ( $N_n$ ) варіантах :

$$N_{\bar{o}} = N_{i\bar{o}} \cdot 10 = 10 \cdot N_{i\bar{o}} = 10 \cdot 500 \text{ Вт} = 5 \text{ кВт.}$$
$$N_n = N_{in} \cdot 10 = 10 \cdot N_{in} = 10 \cdot 114 \text{ Вт} = 1,14 \text{ кВт}$$

$N_{i\bar{o}}, N_{in}$  – відповідні потужності лампи в базовому та прогнозованому варіантах .

2. Визначаємо відповідні коефіцієнти навантаження :

$$k_{\bar{o}} = \frac{n_{роб}}{n_{встан}} = \frac{8}{10} = 0,8$$
$$k_n = \frac{n_{роб}}{n_{встан}} = \frac{9}{10} = 0,9$$

$n_{роб}$  – кількість ламп , що фактично працюють у базовому та прогнозованому варіантах ;

$n_{встан}$  – кількість встановлених ламп .

3. Розраховуємо робочий час ламп в першому та другому варіантах .

Приймаємо , що річна експлуатація освітлення складає 365 днів , лампи в нормальному режимі світять 10 годин на добу . Тоді для натрієвих ламп,робочий час ( $\mathcal{C}_n$ ) складає :

$$10 \text{ год} \cdot 365 \text{ днів} = 3650 \text{ год}$$

Враховуючи неоперативність охорони по своєчасному виключенню вольфрамів-галогенних ламп, приймаємо коефіцієнт корисного освітлення 0,66, то ці лампи світитимуть  $\mathcal{C}_e$  :

$$\mathcal{C}_e = 3650 \text{ год} / 0,66 = 5400 \text{ год.}$$

4. Визначаємо річне споживання по базовому ( $A_{\bar{o}}$ ) та прогнозованому ( $A_n$ ) варіантах.

$$A_{\bar{o}} = N_{\bar{o}} \cdot K_{\bar{o}} \cdot \mathcal{C}_e = 5 \cdot 0,8 \cdot 5400 = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$
$$A_n = N_n \cdot K_n \cdot \mathcal{C}_e = 1,14 \cdot 0,9 \cdot 3650 = 3745 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

5. Визначаємо величину річного енергозбереження ( $E_p$ ).

$$E_p = A_{\bar{o}} - A_n = 21600 - 3745 = 17855 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

6. Розраховуємо економоефект ( $E$ ).

$$E = \Delta A \cdot T, \text{ де}$$

$\Delta A$  – величина річного енергозбереження ;

$T$  – тариф.

$$E = 17855 \cdot 0,2 = 3571 \text{ грн.}$$

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Загальне поняття про баланс.*
- 2. Класифікація балансів.*
- 3. Види балансів в енергетиці.*
- 4. Баланс паливно-енергетичних ресурсів регіону, електростанції, котельні.  
Наведіть приклади.*
- 5. Охарактеризуйте методи питомих витрат в енергетиці.*
- 6. Дайте визначення нормам і нормативам у використанні їх щодо енергетики.*
- 7. Напишіть формули по яких визначається потреба в енергії на підприємстві,  
в комунально-побутовому секторі.*
- 8. Як розраховується потреба в енергії для міст, економічних  
районів(мегаполісів)?*
- 9. Закони України про енергозбереження.*
- 10. Назвіть основні завдання програм енергозбереження України та області.*
- 11. Фонд енергозбереження. В чому полягає його завдання?*

## 6.2. Природа енергетичних криз

### 6.2.1. Формування цін на енергоносії в умовах нестабільної світової економіки

Вкінці другого тисячоліття світова економіка зазнає ряд економічних криз. Найбільша із них відбулась у 1929 – 1933 роках. Характерними рисами криз є: перевиробництво продукції, підвищення цін на енергоносії, яке відбувається за рахунок скорочення попиту на них. В умовах енергетичної кризи формування ціни на енергетичні ресурси являється ефективним засобом регулювання і управління як енергетичним сектором, так і економікою в цілому.

Попит – це купівельна здатність споживачів. Основною детермінантою попиту являється ціна, яка впливає на властивості попиту при незмінних інших умовах:

- зниження ціни веде до зростання попиту;
- підвищення ціни знижує попит.

Закон попиту – це невід'ємний зворотній зв'язок між ціною енергоносіїв для виробництва продукції і попитом на неї.

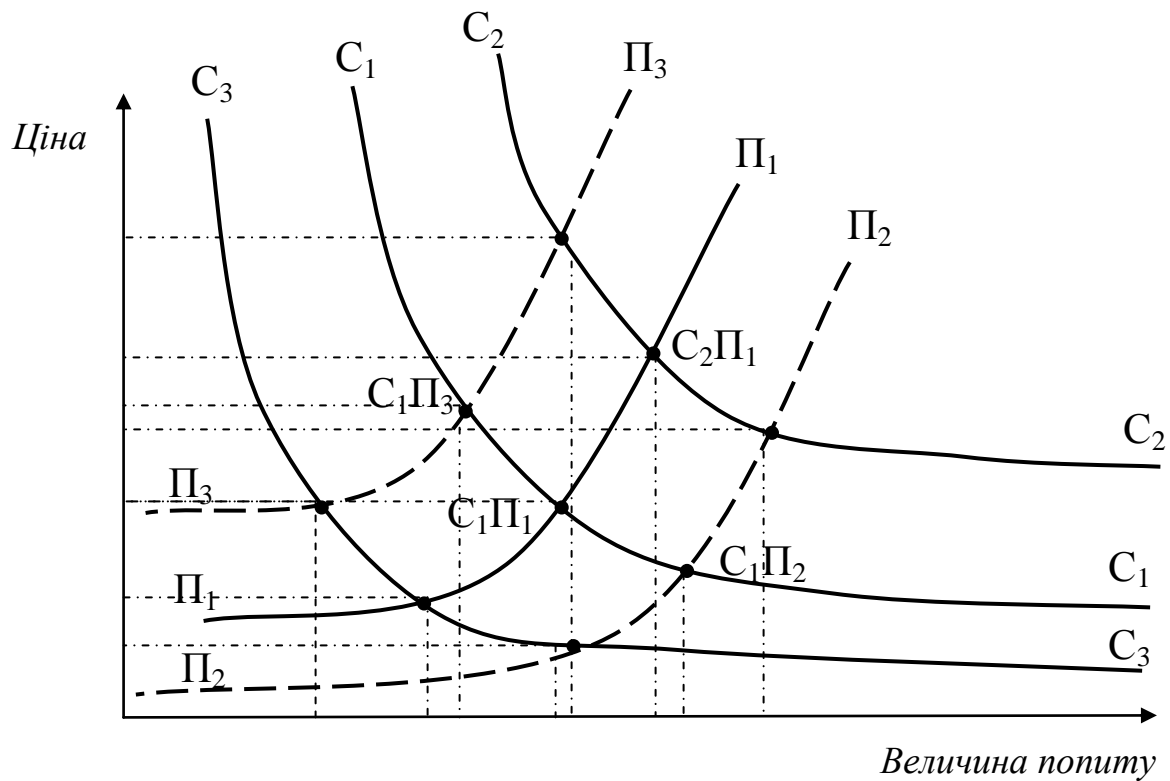
Графічно закон попиту зображується кривою  $C_1C_1$  (малюнок 6.1).

До незмінних інших умов відносяться нецінові детермінанти попиту, які викликають зміни попиту і ведуть до зміщення всієї кривої попиту  $C_1C_1$  вправо при його збільшенні, і вліво – при зменшенні. Цінова детермінанта змінює тільки величину попиту, що відповідає руху по одній конкурентній кривій попиту ( $C_1C_1$ , або  $C_2C_2$ , або  $C_3C_3$ ), побудованих при незмінних інших умовах (малюнок 6.1).

Наведемо приклад нецінових детермінантів на автомобілі та автомобільний бензин:

- зміна уподобань покупців: збільшення числа прихильників охорони довкілля, активізація екологічного руху, ріст популярності спорту для здоров'я понижує попит на автомобілі та час їх використання. Відповідно падає попит на автомобільний бензин;

- зміна кількості покупців: скорочення імпортерних квот на закордонні автомобілі (при браку і дороговизні вітчизняних) підвищує попит на них а значить і на бензин;
- зміна доходів покупців: збільшення доходної частини сімейного бюджету підвищує попит на автомобілі та час їх використання;
- зміна цін на перевезення: зниження тарифів на поїздки автобусами і збільшення тарифів на парковку скорочує попит на автомобілі, зменшує ціни на них, збільшує попит на бензин;
- зміни в очікуваннях споживачів: очікування підвищення цін на бензин породжує біжучий попит на нього.



Мал. 6.1. Криві попиту та їх вплив на ціну і кількість продукції.



Основною детермінантою пропозиції є ціна, яка впливає на властивості пропозиції при незмінних інших умовах:

- з підвищенням ціни зростає величина пропозиції;
- зниження ціни веде до зменшення величини пропозиції.

Закон пропозиції – це позитивний (прямий) зв'язок між ціною і пропозицією. Пропозиція має також нецінові детермінанти, або інші незмінні умови, які викликають зміни в пропозиції, зміщуючи криву  $P_1P_1$  вправо до  $P_2P_2$  при її зростанні, і вліво до  $P_3P_3$  при її зменшенні (малюнок 1). Зміну величини пропозиції викликає тільки цінова детермінанта, коли рух проходить по одній кривій  $P_1P_1$ ,  $P_2P_2$ ,  $P_3P_3$ . Нецінові детермінанти пропозиції розглянемо на прикладі нафти і продукту її переробки – бензину.

Зміна цін на нафту: зниження ціни збільшує пропозицію бензину;

Зміна технології: створення більш ефективних технологій видобування або переробки – збільшує пропозицію бензину;

Зміна податків та дотацій: підвищення імпорتنих квот зменшує пропозицію бензину;

Зміна цін на інші товари: зниження цін на нафтопереробне обладнання збільшує пропозицію бензину;

Зміна очікувань: передбачуване зниження цін на бензин змушує компанії збільшити його поточну пропозицію;

Зміна числа постачальників: збільшення фірм-постачальників – збільшує пропозицію бензину.

Цінова еластичність попиту визначає ступінь відносної чутливості до зміни попиту.

Ступінь еластичності кількісно характеризує ціновий коефіцієнт еластичності попиту  $E_d$ , який розраховується за формулою:

$$E_d = \frac{\Delta Z_{\text{кп.}}}{\Delta Z_{\text{ц}}}, \text{ де} \quad (6.2)$$

$\Delta Z_{\text{кп.}}$  – процентна зміна кількості попиту даної пропозиції;

$\Delta Z_{\text{ц}}$  – процент зміни ціни;

$$E_d = \frac{\Delta K_{\text{пп}}}{K_{\text{пп}}}, \text{ де} \quad (6.3)$$

$\Delta K_{\text{пп}}$  – зміна попиту на продукцію в кількісному виразі;

$K_{\text{пп}}$  – першопочаткова кількість продукції.

$$E_d = \frac{\Delta Ц}{Ц}, \text{ де} \quad (6.4)$$

$\Delta Ц$  – зміна ціни;

$Ц$  – початкова ціна.

Слід відмітити, що  $E_d$  завжди має від'ємне значення і береться для розрахунків по модулю.

Якщо  $E_d > 1$  – попит еластичний, тоді ціна і загальна виручка змінюється в протилежних напрямках.

Якщо  $E_d = 1$  – одинична еластичність, тобто зміна ціни залишає загальну виручку незмінною.

Якщо  $E_d < 1$  – попит нееластичний, тоді ціна і загальна виручка змінюється в одному і тому ж напрямку.

Якщо на кривій попиту (малюнок 6.1) накласти криві пропозиції, то одержимо між аналогічними кривими ( $C_1C_1 - P_1P_1$ ;  $C_2C_2 - P_2P_2$ ;  $C_3C_3 - P_3P_3$ ) по три точки перетину  $C_1P_1$ ,  $C_2P_2$ ,  $C_3P_3$  і тому подібне, які покажуть рівновагу ціни і кількості продукції. В цих точках рішення виробника і покупця синхронізуються, що називається зрівноваженою функцією цін. Такий стан характерний для стабільної економіки. В сучасній економіці цей процес є динамічним і він регулюється ринком, державами, міжнародними інституціями.

## 6.2.2. Еластичність попиту і пропозиції на основі досвіду енергетичних криз

Різке підвищення світових цін на нафту в кінці сімдесятих років ХХ століття, ріст цін на газ та інші енергоносії стали причиною наукового зацікавлення у визначенні числових значень цінових коефіцієнтів еластичності попиту на енергоносії. Подальші дослідження ускладнювались тим, що досвід минулих років не давав достатнього обсягу інформації для аналізу (ріст цін на енергію відставав від росту цін на продукцію і був незначним), кожна країна мала свою специфіку (різні рівні економічного розвитку та забезпеченість власними енергоресурсами), дуже трудомісткою стала кількісна оцінка впливу подорожчання енергоносіїв на макроекономічні показники. Тому на сьогодні відчутні суворі правила, які визначили б основні фактори цінової еластичності попиту.

Розглянемо чотири фактори цінової еластичності попиту на енергоносії, правила яких є теоретично значимими і мають практичну цінність.

1. Фактор заміни. Правило перше: еластичність попиту на продукцію прямо залежить від кількості наявних замінників даного продукту.

2. Фактор предметів розкоші та необхідності. Правило друге: попит на предмети розкоші – еластичний, а на предмети необхідності – нееластичний. Енергоносії – предмети необхідності. Дослідження, що проводились в США, показали, що коефіцієнт цінової еластичності попиту на електроенергію в житловому секторі складає всього 0,13 (для порівняння: хліба – 0,15, одягу і взуття – 0,2).

3. Фактор часу. Правило третє: чим довший період часу для прийняття рішень, тим попит на продукт еластичніший. Згідно тих же досліджень короткотерміновий попит на автобензин менш еластичний ( $E_p=0,2$ ), ніж довготерміновий ( $E_p=0,7$ ), хоч в обох випадках являється відносно нееластичним ( $E_c < 1$ ).

4. Фактор питомої ваги в доході споживача. Правило четверте:

еластичність попиту на продукцію прямо залежить від його ролі в бюджеті споживача. Якщо вартість енергоносіїв, що відпускаються населенню або промислового споживачу складає суттєву частину доходу, то можна очікувати значного скорочення споживання енергії при інших незмінних умовах. В кінці шестидесятих, на початку сімдесятих років вартість енергоносіїв у Західній Європі та Америці була відносно низькою, тому і попит був нееластичним ( $E_p < 1$ ).

Саме вище перераховані фактори цінової еластичності (нееластичності) попиту на енергоносії стали стимулом для успішних і ефективних дій міжнародного картелю ОПЕК. Ввійшовши в нього, країни згідно формального договору та таємної змови, домовились про обмеження поставок нафти на світовий ринок. Незначне скорочення видобутку і продажі нафти в 1973 році збільшило на неї ціну більш як у п'ять разів. Аналогічні дії ОПЕК в 1979 році призвели до трьохкратного подорожчання. Всього за сім років світова ціна на нафту зросла в 14 разів, оскільки крива попиту практично залишалась незмінною. Далі вступили в дію фактори цінової еластичності попиту: активізувався пошук альтернативних джерел енергії і нових запасів нафти; стала проводитися політика енергозбереження; збільшилась ціна продуктів, витрати споживачів на ці продукти. А головне, спрацювала нецінова детермінанта пропозиції: збільшилось число постачальників нафти. СРСР, Великобританія, Норвегія, Мексика стали крупними світовими постачальниками нафти, газу, яким ОПЕК не зміг помішати. Крива пропозиції почала рости, ціни – падати, обсяги виробництва і продажу збільшуватись.

Стартові умови енергетичної кризи в Україні в кінці 1991 року були аналогічними умовам, в яких перебували країни Західної Європи і Америки на початку сімдесятих. Тільки замість картеля ОПЕК і його таємної угоди була Росія, яка в односторонньому порядку підняла ціни на енергоносії до рівня світових.

Специфічними відмінностями України від країн Західної Європи були:

- адміністративно-командні, а не ринкові методи управління господарством;

- гострий дефіцит органічного палива і відсутність альтернативних джерел його придбання;
- низький технічний рівень економіки, відставання в науково-технічному прогресі;
- відсутність достатніх фінансів для імпорту енергоносіїв і ліквідація інноваційної відсталості;
- висока енергоємність ВВП, пріоритетний розвиток енергоємних виробництв;
- невідповідність цін на енергоресурси дійсним суспільним затратам на їх виробництво та розподіл;
- відсутність механізмів впливу на ціни, рівні споживання енергоносіїв.

Попит необхідно було збалансувати із пропозицією на науково обгрунтованій основі, набутому досвіді інших країн.

### **6.2.3. Шляхи виходу України із енергетичних криз**

Україна в 1990 році виробила 298,5 млрд.кВт.год. електроенергії; 411,4 млн.Гкал. теплової енергії; видобула 164,8 млн.т. вугілля; 5,2 млн.т. нафти; та 88,1 млрд. м<sup>3</sup> природного газу. В той же час ввозила 90-100 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, 50-60 млн.т. нафти, забезпечуючи власними енергоресурсами: на 17% газом та 7% нафтою. Достатньо в Україні і вугілля, запаси якого складають 57.9 млрд.т., що забезпечать видобуток на 200-250 років.

Враховуючи недостатність власних енергоресурсів і гострий дефіцит фінансів для імпорту, основою виходу із енергетичної кризи є:

1. Впровадження жорстокої політики енергозбереження для всіх споживачів енергоресурсів;
2. Налагодження пошуку альтернативних джерел енергії;
3. Розробки та впровадження у виробництво досягнень науково-технічного прогресу, ресурсоенергозберігаючих технологій;

4. Реструктуризація енергоємних виробництв, оснащення їх сучасним обладнанням, технологіями;
5. Пошук альтернативних постачальників енергоресурсів;
6. Встановлення світових цін на транзит енергоносіїв через територію держави.

Енергетика України повинна переорієнтуватися на власні енергоресурси: кам'яне вугілля, ядерне паливо, нетрадиційні джерела енергії.

У державі є сприятливі умови для розвитку вугільної промисловості. Розвідані величезні запаси якісного вугілля, розвинена вуглевидобувна галузь, є достатня кількість вуглепереробних підприємств та підприємств машинобудування для вугільної промисловості, наукові заклади, кваліфікований персонал, розвинена соціальна інфраструктура.

Розвиток ядерної енергетики скоротить потреби в газі та вугіллі для ТЕЦ. Зараз на АЕС виробляється 47% електроенергії, але ядерне паливо закупляється в Росії. В Україні відсутній замкнений цикл виробництва ядерного палива для АЕС, не дивлячись на власні потужності по видобуванню урану, його первинного збагачення.

Нетрадиційна енергетика вносить свою частку у вирішення проблем енергозабезпечення держав. Так, в державах Бенілюксу до 40% електроенергії виробляється на вітрових електростанціях. В Бразилії до 40% тракторів та автомобілів працюють на біопаливі, метанолі. В Україні розвивається така енергетика повільно. В Криму у містах Чорноморську та Мирному (Донузлавська затока) розміщені вітрові станції, які виробляють промисловий струм. Розвивається геліоенергетика, відновлюються малі гідроелектростанції. На Південному машинобудівному заводі налагоджено виробництво вітроагрегатів різної потужності, а в Харкові – генераторів для цих ВЕС.

В Україні проводяться наукові розробки по використанню шахтного метану для забезпечення газом споживачів, по одержанню електроенергії із біогазу, розроблено установки по спалюванню сміття і побутових відходів, внаслідок чого відбувається

одержання тепла і електроенергії, проводяться експерименти по виготовленню і використанню метанолу в якості палива для карбюраторних автомобілів, ріпакової олії в якості біопалива для дизельних двигунів.

Енергетичні кризи легше попередити, ніж з них виходити.

## Приклади

### Задача 1

В процесі проведення аудиту споживання електроенергії на заводі, було виявлено наступні показники її річних витрат:

- Освітлення – 980 000 кВт·год;
- Вентиляція – 250 000 кВт·год;
- Стиснене повітря – 1 412 кВт·год;
- Невиробниче споживання – 1 258 500 кВт·год.

Завод по даних електролічильників споживає 4 203 250 кВт·год електроенергії.

Визначити загальний розхід електроенергії по результатах аудиту, втрати електроенергії та величину відсотка втрат.

Розв'язування

1. Визначаємо загальний розхід електроенергії по результатах аудиту :

$$P_{\text{заг}} = P_{\text{осв}} + P_{\text{вент}} + P_{\text{ст.пов}} + P_{\text{н.с}}, \text{ де}$$

$P_{\text{заг}}$  – загальний розхід;

$P_{\text{осв}}$  – розхід на освітлення;

$P_{\text{вент}}$  – розхід на вентиляцію;

$P_{\text{ст.пов}}$  – розхід на отримання стисненого повітря;

$P_{\text{н.с}}$  – розхід на невиробниче споживання.

$$P_{\text{заг}} = 980\,000 + 250\,000 + 1\,412\,000 + 1\,258\,500 = 3\,900\,500 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}$$

2. Розраховуємо різницю між фактичним споживанням електроенергії та ( $P_{\text{факт}}$ ) та результатами аудиту ( $\Delta P$ ) :

$$\Delta P = P_{\text{факт}} - P_{\text{заг}} = 4\,203\,250 - 3\,900\,500 = 302\,750 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

3. Визначаємо відсоток втрат:

$$\Delta P = \frac{\Delta P}{P_{\text{факт}}} \cdot 100 \% = \frac{302750}{4203250} \cdot 100 \% = 7.2 \%$$

## Задача 2

Для опалення приміщення потрібно 50 тис. ГДж теплоти. Енергоаудит виявляє, що дане споживання завищено, так як:

- а) Приміщення опалюється постійно, хоча його завантаження періодичне;
- б) Приміщення слабо утеплене.

З метою економії енергії запропоновано наступні заходи:

- а) Встановити регулятор опалення по часі, що скоротить опалювальне навантаження на 40%.
- б) Утеплити приміщення, щоб зменшити кількість тепла на опалення на 20%.

Розрахувати: економію тепла та необхідну кількість його, після введення запропонованих заходів.

Розв'язування

Визначаємо необхідну для опалення теплоенергію при:

- а) прийнятті заходів (а) ( $E_{\text{да}}$ )

$$E_{\text{да}} = Q - k_a \cdot Q,$$

де  $Q = 50$  тис. ГДж

$k_a = 0,4$  коефіцієнт скорочення опального навантаження при прийнятті заходів(а)

$$E_{\text{да}} = 50000 - 0,4 \cdot 50000 = 30000 \text{ ГДж.}$$

- б) прийняття заходів (б) ( $E_{\text{дб}}$ )

$$E_{\text{дб}} = Q - k_b \cdot Q,$$

де  $k_b = 0,2$  коефіцієнт скорочення опалювального навантаження при прийнятті заходів(б)

$$E_{\text{дб}} = 50000 - 0,2 \cdot 50000 = 40000 \text{ ГДж.}$$

- в) прийняття заходів (а) і (б) одночасно.

$$E_{\text{д}} = E_{\text{да}} - k_b \cdot E_{\text{да}} = 30000 - 0,2 \cdot 30000 = 24000 \text{ ГДж.}$$

Економія тепла ( $E$ ) всього складе:

$$E = k_a \cdot Q + k_b \cdot E_{\text{да}} = 0,4 \cdot 50000 + 0,2 \cdot 30000 = 26000 \text{ ГДж.}$$



### **Питання для самопідготовки**

- 1. Охарактеризуйте тенденції світових економічних криз. Поєднайте їх із енергетичними проблемами.*
- 2. Зобразіть графічно закон попиту і пропозиції для конкретних видів енергоресурсів.*
- 3. Наведіть приклад нецінових детермінантів на автомобілі і бензин.*
- 4. Як ціна на енергоносії виступає в ролі основної детермінанти пропозиції?*
- 5. Визначіть коефіцієнт еластичності попиту.*
- 6. Як впливають цінові коефіцієнти на еластичність попиту і пропозиції?*
- 7. Назвіть фактори цінової еластичності попиту.*
- 8. Дайте характеристику передумовам енергетичної кризи в Україні у 1991 році.*
- 9. Запропонуйте основні шляхи виходу України із енергетичних проблем.*
- 10. За рахунок яких енергетичних джерел Україна повинна розвиватись у майбутньому?*
- 11. Дайте характеристику розвитку нетрадиційної енергетики в Україні.*
- 12. Окресліть основні наукові розробки українських вчених в напрямку освоєння нових джерел енергії.*

## **Розділ 7. Наукові дослідження, інноваційна діяльність в енергетиці та обґрунтування розміщення енергетичних об'єктів**

### **7.1. Організація наукових досліджень**

#### **7.1.1. Класифікація науково-дослідних робіт**

Наукові дослідження - цілеспрямований процес пізнання з метою отримання нових продуктів, обладнання, а також вдосконалення існуючих процесів і обладнання. Зараз в нашій країні 5% національного доходу використовуються на наукові дослідження.

Науково-дослідні роботи (НДР) поділяються на 3 рівні:

- а) фундаментальні (теоретичні);
- б) пошукові
- в) прикладні.

Фундаментальні дослідження проводять з метою отримання систематизованих даних з певної наукової проблеми. Результатом їх є отримання уявлення про структуру, властивості нових речовин, процесів, обладнання, створення нових продуктів.

Пошукові дослідження розвивають теоретичні розробки з метою їх практичного використання. Відрізняються більш вузькою направленістю і певним цільовим призначенням.

Підсумком пошукових досліджень є рекомендації щодо розгортання прикладних досліджень.

Прикладні дослідження проводяться з метою розробки конкретного технологічного процесу або виробу для практичного використання.

Прикладні дослідження можуть бути:

1. Загальні - застосування результатів, які не зв'язані з певною областю продукції або роботи.
2. Цільові - ті, що мають суворо задані умови використання результатів.

3. Дослідження у вигляді розробки – це роботи по створенню проектів нової продукції, процесів, методів виробництва на основі конкретних результатів наукових досліджень.

Наукові дослідження проводяться:

- а) в інститутах Академії наук;
- б) в проблемних лабораторіях вузів;
- в) в науково-дослідних інститутах міністерств, науково-виробничих об'єднаннях;
- г) в конструкторських та виробничих підрозділах підприємств;
- д) технопарках, технополісах.

Найбільш ефективна форма організації НДР - концентрація в крупних науково-дослідних інститутах і лабораторіях, які можуть спеціалізуватись по:

а) тематичній спеціалізації, яка найбільш розповсюджена і характеризується концентрацією НДР певного напрямку з чітко визначеним кінцевим результатом, направлених на створення виробів, які мають спільні чи подібні конструкторсько-технологічні ознаки.

б) спеціалізації по видах досліджень і розробок, що вирішує задачі, які пов'язані з покращенням функціональних властивостей виробів (наприклад, підвищення надійності).

в) функціональній спеціалізації, що дозволяє проведення НДР, результати яких застосовуються для кількох різних напрямків (наприклад, розробка спеціального технологічного і контрольно-вимірювального обладнання).

На промислових підприємствах НДР в основному займаються науково-дослідницькі лабораторії. При необхідності підприємства можуть заключати договори з відповідними організаціями, інститутами та вузами.

В умовах ринкової економіки ефективні дослідження проводяться в технопарках – територіальних науково-виробничих структурах. Ці дослідження в

основному носять прикладний характер (нові технології, вироби) і через це мають великий попит.

### **7.1.2. Етапи наукового дослідження**

Процес наукового пізнання починається з постановки проблеми як вихідного пункту направленої наукової діяльності. В нашій країні, як і в більшості держав світу, перелік наукових проблем загальнодержавного характеру визначається комплексними науковими програмами. Програми поділяються на національні, державні, регіональні, галузеві, програми підприємств, закладів. Національні та державні програми формуються Національною Академією наук спільно з Кабінетом міністрів України, затверджуються Верховною Радою та Президентом. Всі інші – відповідними адміністративними органами з погодженням відповідних колегіальних органів.

Вихідним документом для формування програми та для проведення наукового дослідження є технічне завдання. Воно визначає мету, зміст, порядок роботи, метод реалізації результатів дослідження. Технічне завдання розробляється на основі наукового прогнозування, аналізу передових досягнень науки і техніки.

Виділяють основні етапи науково-технічного дослідження: інформаційний пошук і складання методики дослідження; попередня розробка дослідження; підготовка і проведення експериментальної частини дослідження; обробка і аналіз даних експерименту; впровадження закінчених розробок.

На першому етапі проводиться збір інформації щодо умов і методики розв'язання задач даного типу. Результати такого аналізу зручніше всього оформляти у вигляді картотеки. Картотеки являються основою для написання реферату про стан досліджуваної проблеми. Якщо метою досліджень є розробка способу одержання чого не будь, або створення певного пристрою, то обов'язковим етапом буде патентне дослідження.

Наступним етапом є складання попереднього плану дослідження. При складанні плану необхідно оцінювати термін виконання кожного етапу дослідження. Це реалізується на основі сітьового графіка. В плані визначаються затрати на виконання кожного етапу і джерела фінансування.

Результати, викладені у рефераті й одержані в процесі планування, оформляються у вигляді методики, в якій і визначаються способи проведення дослідження, дані про умови проведення дослідів чи економічних експериментів, обмеження тощо.

На етапі попередньої розробки досліджень обґрунтовується й формулюється робоча гіпотеза, здійснюється її інформаційний і логіко-математичний розвиток з одержанням висновків, співвідношень, матриць тощо. При цьому вибудовується інформаційна (описова) модель процесу, дослідження, яка після вибору математичного апарату може переводитись на мову математики, комп'ютерної техніки. Етап закінчується видачею технічного завдання, на базі якого проводиться подальша розробка самого проекту, програми.

Підготовка й проведення експериментальної частини дослідження проводиться в таких напрямках:

впровадження попередньої розробки дослідження на окремому підприємстві, групі підприємств;

продовження проведення дослідів у промислових умовах;

аналіз моделі, яка одержана на етапі попередньої розробки;

Етап завершується оформленням результатів досліджень у формі протоколу.

В цілому дослідження завершується обробкою отриманих результатів, даних і представленням їх у формі звіту, який має наступні розділи:

а) зміст;

б) анотація;

в) перелік позначень, термінів і визначень;

г) вступ – розкривається мета, зміст, степiнь новизни, обґрунтування iдеї проведеної роботи;

д) технічно-економічне обґрунтування доцiльностi розробки в цiлому;

е) програма i методика досліджень;

е) теоретичні i розрахункові цiлі;

ж) дані експериментальних досліджень;

з) висновки i рекомендації;

и) додатки;

і) лiтература.

До звітi додаються:

1. Інформаційна карта НДР i їх етапи.
2. Патентний формуляр, якщо такий потрібний.
3. Авторські заявки на передбачувані відкриття i винаходи.
4. Карта технічного рiвня i якостi виробiв.
5. Протоколи випробувань.

В процесі наукових досліджень можна зробити відкриття, винаходи, рацпропозиції.

Відкриття – це встановлення раніше невідомих об'єктивно існуючих закономірностей, властивостей i явищ матеріального свiту (в СРСР з 1957 по 1987 рр. зареєстровано приблизно 300 відкриттiв). На відкриття видаються дипломи.

Винахід – це нове суттєво відмінне, технічне рішення задачі в будь-якій області народного господарства, соціально-культурного будiвництва чи оборони країни, яке дає позитивний ефект.

Об'єктами винаходу можуть бути: новий пристрій, спiсiб (процес обробки), речовина та їх застосування по-новому призначенню.

На винахід видається:

- патент – ним визнається автор, якому гарантуються права і пільги, передбачені законом. Право на використання винаходу залишається за державою або автором;
- авторське свідоцтво – передбачає право автора на винахід. Діє 20 років.

Під раціоналізаторською пропозицією розуміють нове технічне рішення, яке є новим і корисним для підприємства, організації чи установи, в яких воно подано і передбачає зміну конструкції виробу, технології виробництва і техніки або зміну складу матеріалу.

На раціоналізаторську пропозицію видається посвідчення.

### **7.1.3. Науково-технічна інформація та її використання**

Для прискорення наукових досліджень і зменшення витрат велике значення має своєчасне одержання науково-технічної інформації.

Це дозволяє:

1. Забезпечити актуальність і прогресивність досліджень.
2. Скоротити витрати праці, що пов'язані з повторною розробкою уже наявних рішень.
3. Усунути дублювання наукових і технічних рішень.
4. Зменшити строки і витрати на проведення робіт.
5. Полегшити роботи по уніфікації та стандартизації рішень на рівні підприємств, галузей і держави.

Вся інформація поділяється на 3 категорії: внутрішню, проміжну, зовнішню.

Внутрішня – це чисто виробнича інформація. Відображається у документах, що створені на підприємстві і циркулюють всередині нього.

Проміжна – інформація, що виникає всередині міністерств, структур управління ПЕК у вигляді наукових звітів, креслень та іншої документації.

Зовнішня – інформація, використання якої дозволяє дослідникам, конструкторам, технологам, менеджерам використовувати найновіші досягнення вітчизняної і зарубіжної науки і техніки в своїх розробках.

Найважливішим джерелом наукової інформації та засобом її передачі служить науковий документ (книги, журнали). Документи ділять на первинні і вторинні.

Первинними є ті документи, в яких переважно містяться нові наукові ідеї.

Вторинні є ті джерела інформації, що містять інформацію про первинні документи (наприклад, довідкова література).

Для організації ефективного інформаційного обслуговування в країні створена довідкова мережа інформаційних органів, які об'єднані Державною системою НТІ, в яку входять організації трьох категорій:

- державні – обробляють в основному друковані вітчизняні та зарубіжні науково-технічні, економічні видання.
- центральні галузеві – обробляють і готують матеріали, створювані в межах галузі.
- регіональні – обробляють інформацію, що стосується певного регіону.

На підприємстві інформаційним забезпеченням займається служба НТІ. Її основні функції:

1. Пошук інформації у відповідності з інтересами спеціалістів.
2. Відбір інформації з метою виключення непотрібної.
3. Перетворення інформації у форму, доступну для сприйняття.
4. Передача інформації.

Оперативне отримання наукової інформації по технічному, економічному забезпеченню галузі та її впровадження сприяє конкурентоспроможності, стабільності роботи, стратегічному розвитку енергетичних підприємств.



### ***Питання для самопідготовки***

- 1. Класифікація НДР.*
- 2. Особливості організації НДР у ринкових умовах.*
- 3. Стадії прикладних НДР.*
- 4. Дифеніція “наукове відкриття”, “винахід”.*
- 5. Особливості організації раціоналізаторської роботи в сучасних умовах.*
- 6. Науково-технічна інформація та її місце в системі економічних знань.*
- 7. Організація патентної служби в Україні.*
- 8. Патент, його структура, функції.*
- 9. Винахідництво в ПЕК.*
- 10. Розвиток раціоналізаторської роботи на енергетичних підприємствах в умовах нестабільної економіки.*

## **7.2. Економічна ефективність наукових досліджень**

### **7.2.1. Ефективність фундаментальних та прикладних наукових досліджень**

Ефективність наукових досліджень проявляється в підвищенні продуктивності праці за рахунок створення нових машин, обладнання, високих технологій, поліпшенні стану охорони праці та довкілля, в заміні ручної праці працею машин, в цілому у покращенні життєвого рівня людей.

Фундаментальні теоретичні дослідження які інколи приводять до вагомих відкриттів, важко виміряти будь-якими кількісними показниками. Їх впровадження, одержання значних результатів, розширюється на нові галузі, сфери та в часі. Тим самим, саме вони збагачують науку, розширюють горизонти знань людства і рано чи пізно дають відчутні результати.

Прикладні наукові дослідження освоюються в порівняно короткий термін (1-3 роки). При цьому дають, теж значні результати, економічний ефект. В ринкових умовах впровадження у виробництво результатів прикладних досліджень приносить фірмам значний вигреш у конкурентній боротьбі. Через це в розвинутих країнах функціонує ринок наукових, науково-технічних розробок, інновацій. Під цей ринок створюється відповідна структура та інфраструктура.

### **7.2.2. Визначення ефективності наукових досліджень окремих наукових працівників**

Ефективність наукових досліджень окремих наукових працівників оцінюється кількістю авторських свідоцтв, патентів, опублікованих наукових праць, їх значимістю.

Загальна формула для визначення економічної ефективності має вигляд:

$$K = \frac{E}{Z}, \text{ де} \quad (7.1)$$

E – економічний ефект від впровадження наукових досліджень;

Z – затрати на виконання і впровадження.

Якщо результати наукових досліджень продані в іншу країну то економічну ефективність оцінюють коефіцієнтом  $K_e$

$$K_e = \frac{D}{\sum Z} , \text{ де} \quad (7.2)$$

$D$  – валютний дохід;

$\sum Z$  – сумарні затрати на проведення наукових досліджень, оформлення і продаж ліцензій і т.п.

### 7.2.3. Визначення попередньої, очікуваної, фактичної економічної ефективності

В залежності від стану наукового дослідження розрізняють попередню, очікувану і фактичну економічну ефективність.

Попередня ефективність розраховується по укрупнених орієнтовних показниках при складанні плану ( програм) досліджень.

Очікувана ефективність під час виконання досліджень, після визначення стану досліджуваного питання і даних про програму впровадження результатів дослідження.

Фактична економічна ефективність визначається після впровадження наукових досліджень у виробництво, галузь, сферу.

Значення економічного ефекту  $E$  в формулі (7.1) розраховується як різниця затрат  $Z_1$ , при старих процесах, конструкції технології і нових, науково обґрунтованих  $Z_2$ , тобто

$$E = Z_1 - Z_2 \quad (7.3)$$

В свою чергу затрати  $Z_1$  і  $Z_2$  визначаються за формулою:

$$Z_1 = C_1 + f_n \cdot B_1 \quad (7.4)$$

$$Z_2 = C_2 + f_n \cdot B_2 \quad (7.5)$$

де  $C_1$  і  $C_2$  – собівартість одиниці продукції, до і після впровадження нововведення;

$B_1$  і  $B_2$  – капітальні витрати на одиницю продукції в рік до і після впровадження нововведення;

$f_n$  – галузевий нормативний коефіцієнт економічної ефективності ( $f_n = 0,06 - 0,1$ ).

### ***Питання для самопідготовки***

- 1. Види наукових досліджень*
- 2. Суть та завдання фундаментальних наукових досліджень.*
- 3. Прикладні наукові дослідження.*
- 4. В чому полягає суть ринку наукових, науково-технічних розробок в ПЕК?*
- 5. Законодавче забезпечення захисту інтелектуальної власності в Україні.*
- 6. Інфраструктура ринку науково-технічних розробок (НТР).*
- 7. Визначення попередньої, очікуваної, фактичної економічної ефективності наукових розробок в енергетиці.*
- 8. Наукові школи в Україні, їх значення.*

## 7.3 Економічна ефективність інноваційної діяльності

### 7.3.1. Критерії економічної ефективності енергетичного виробництва

В ринкових умовах основним критерієм роботи галузі є прибуток, який визначається шляхом співставлення доходу (ефекту) із затратами.

$$П = Д - З, \text{ де} \quad (7.6)$$

П-прибуток;

Д-дохід;

З-затрати.

Наряду із ним визначається фондвіддача, рентабельність, затрати на одну гривню товарної продукції, ефект від нововведень та їх ефективність.

Поряд із цим визначають і специфічні показники для кожної галузі: використання сировини, палива, матеріалів, робочої сили. В енергетиці це:

питомі витрати палива;

штатний коефіцієнт електростанції;

фондоозброєність.

Показниками загальної ефективності капвкладень є:

- відношення приросту чистої продукції до капітальних вкладень, теж інноваційних затрат;
- питомі капітальні вкладення на одиницю виробничої потужності;
- термін окупності;
- коефіцієнт загальної ефективності ( $k$ ) – це відношення річного прибутку ( $П_p$ ) до капітальних вкладень ( $K$ ).

$$k = \frac{П_p}{K} \quad (7.7)$$

Термін окупності повних капітальних вкладень в проектуючий, або об'єкт, що будується, розраховується по формулі:

$$T_{ок} = \frac{K}{Ц - И} = \frac{K}{m} \quad (7.8)$$

де,  $K$  – калькуляційна вартість об'єкту;

$C$  – вартість річного випуску продукції в оптових цінах;

$I$  – річні витрати виробництва;

$m$  – річний прибуток підприємства.

Обернена величина терміну окупності характеризує суму прибутку в розрахунку на гривню капвкладень (інвестицій).

### **7.3.2 Методи визначення ефективності нової техніки**

Основними напрямками технічного прогресу в енергетиці є модернізація, реконструкція, автоматизація, впровадження інноваційних технологій та "ноу-хау".

Ефективність інновацій повинна перевірятися з допомогою техніко-економічних розрахунків. В якості узагальнюючих критеріїв порівняльної економічної ефективності використовують вартісні показники, такі як капіталовкладення, термін окупності, витрати виробництва, приведені витрати, річний економоефект.

Якщо нова техніка, що впроваджується дорожча, то різницю у вартості розглядають як додаткові капіталовкладення, які повинні бути співставленими з економією в річних витратах виробництва. Результати розрахунків повинні показати, чи являється економічно вигідним в даних умовах використання даного виду нової техніки, і яким буде при цьому економічна ефективність.

Всі розрахунки повинні вестися з врахуванням вимог економічної і енергетичної співставленості варіантів і суміжних витрат. Зокрема, необхідно враховувати збільшення потужностей, в цілому змін обсягів виробництва.

Завжди потрібно правильно вирішити питання із старим обладнанням: замінити його, автоматизувати, модернізувати, утилізувати тощо, використовувати на іншій ділянці.

При оцінці порівняльної ефективності нового обладнання, процесу необхідно обґрунтувати із аналогом. На етапі проведення науково-дослідних та дослідно-

конструкторських робіт завданням економічних розрахунків є обґрунтування вибору варіанту створення нової техніки. В якості аналогу приймається краща техніка у світі. При впровадженні нової техніки на діюче виробництво в якості аналога використовується замінююча техніка.

Розрахунок річного економеефекту від використання нової техніки, автоматизації і реконструкції виробництва проводиться по формулі:

$$\Delta Z = Z_1 - Z_2 = (J_1 + E_H \cdot K_1) - (J_2 + E_H \cdot K_2), \text{ де} \quad (7.9)$$

$Z_1 - Z_2$  – приведені затрати відповідно по варіантах замінюючої і нової техніки;

$J_1$  і  $J_2$  – відповідні річні витрати виробництва по тих варіантах;

$K_1$  і  $K_2$  – капіталовкладення по першому і другому проектних варіантах;

$E_H$  – нормативний коефіцієнт порівнювальної ефективності капіталовкладень.

Перегрупувавши доданки у формулі (7.9) і замінивши річні витрати виробництва  $J$  добутком собівартості  $S$  на річний випуск продукції  $\varepsilon$ , одержимо формулу річного економічного ефекту грн/рік:

$$\Delta Z = \Delta S \varepsilon - K_H \Delta K, \text{ де} \quad (7.10)$$

$\Delta S$  – економія (зниження) собівартості енергії, рівна  $S_1 - S_2$ .

Очевидно, що умовою економічного правильного рішення є:

$$\Delta S \varepsilon > E_H \Delta K \quad (7.11)$$

Плануючий приріст річного прибутку від зниження собівартості енергії, грн./рік ( $\Delta m$ ):

$$\Delta m = (S_1 - S_2) \cdot \varepsilon \quad (7.12)$$

$S_1$  і  $S_2$  – собівартість енергії до і після впровадження нової техніки ;

$\varepsilon$  – кількість виробленої електроенергії.

Строк окупності додаткових капіталовкладень в нову техніку  $\Delta K$ , визначається по формулі:

$$T_{OK} = \frac{\Delta K}{\Delta m} \quad (7.13)$$

Зведений госпрозрахунковий ефект ( $\Delta Z$ ) визначається:

$$\Delta Z = \Delta m - E_H \cdot \Delta K \quad (7.14)$$

## Приклади

### Задача 1

На підприємстві енергетичного машинобудування на базі серійного виробу впроваджується виробництво нового виробу. Трудомісткість базового (серійного) виробу складає  $t_n=100$  н/год. Проектний річний випуск відповідає базовій програмі  $N=600$  од. Трудомісткість нового виробу зменшено за рахунок спрощення конструкції на  $\Delta t=30\%$ . Термін досягнення проектного річного випуску  $T$  зменшено на  $\Delta T=40\%$ . Постійні затрати на один новий виріб дорівнюють аналогічним затратам на базовий виріб і складають  $П_1=130$  грн/од. Змінні затрати на програму однакові і складають  $П_2=15000$  грн.

Визначити:

- 1.Трудомісткість виготовлення нового виробу.
- 2.Скорочення часу освоєння виробництва нових виробів, побудувати графік.
- 3.Додаткову кількість продукції, отриману внаслідок впровадження нових виробів у виробництво.
- 4.Зниження собівартості продукції.
- 5.Річну економію, отриману в результаті впровадження нових виробів.

Розв'язування

1. Визначаємо трудомісткість виготовлення нового виробу:

$$\bar{t}_n = \bar{t} \cdot \Delta t = 100 \text{ н/год} \cdot 30\% = 100 \cdot (1 - 0,3) = 70 \text{ н/год}$$

2. Розраховуємо тривалість циклу виготовлення нового виробу, скорочення циклу та будуємо для наглядності графік.

Тривалість циклу ( $T_n$ )

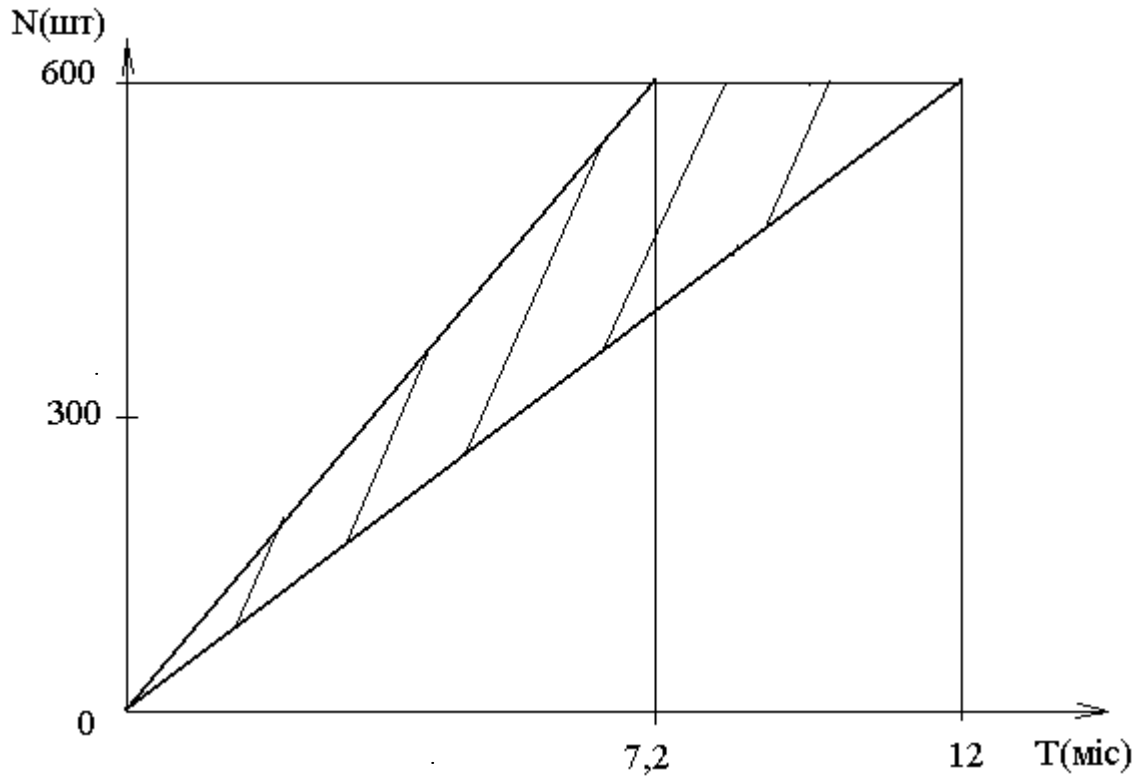
$$T_n = T \cdot \Delta T = 12 \text{ міс} \cdot 40\% = 12 \cdot (1 - 0,4) = 7,2 \text{ міс}$$

Скорочення циклу виготовлення нового виробу ( $T_{ск}$ ):

$$T_{ск} = T - T_n = 12 - 7,2 = 4,8 \text{ міс}$$



Будуємо графік:



Мал. 1 Графік освоєння виробництва нових виробів.

3. Розраховуємо додаткову кількість продукції, отриману внаслідок впровадження нових виробів у виробництво ( $N_{\text{дод}}$ )

$$N_{\text{дод}} = \frac{N}{12} \cdot (T - T_n) = \frac{600}{12} \cdot (12 - 7,2) = 240 \text{ н. виробів}$$

4. Розраховуємо собівартість базового ( $C_1$ ) та нового ( $C_2$ ) виробів та її зниження:

а) при річній програмі  $N = 600$  виробів та тривалості 12 місяців;

б) при річній програмі  $N_n = N + N_{\text{дод}} = 600 + 240 = 840$  вир., та тривалості 12 місяців.

$$C_1 = \Pi_1 + \frac{\Pi_2}{N} \quad , \quad C_2 = \Pi_1 + \frac{\Pi_2}{N_n}$$

Підставляємо у формули значення, отримаємо:

$$C_1 = 130 + \frac{15000}{600} = 155 \text{ грн/од.}$$

$$C_2 = 130 + \frac{15000}{840} = 147,86 \text{ грн/од.}$$

Зниження собівартості ( $\Delta C$ ) у % визначаються:

$$\Delta C = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100\% = \frac{155 - 147,6}{155} \cdot 100\% = 4,6\%.$$

5. Річна економія складе ( $E$ ):

$$E = N(C_1 - C_2) = 840 (155 - 147,86) = 5997,6 \text{ грн.}$$

## Задача 2

Коефіцієнт середньої ефективності горіння в паровому котлі дорівнює 79%. Котел має ручну систему продувки, на яку затрачується 1% енергії спожитої котлом. В результаті аудиту котельні визначено наступні показники:

Паливо, що поступає = 62 000 ГДж – 100%

Втрати часу в газопроводі = 13 020 ГДж – 21%

Теплота поглинання котлом = 48 980 ГДж – 79%

Всього: = 62 000 ГДж – 100%

Тепловтрати обшивки котла = 1000 ГДж

Тепловтрати при продувці = 500 ГДж

Корисна теплота для пари = 47 480 ГДж

Всього: = 48 980 ГДж

Пропонується в котельні установити систему тримірування кисню і систему автоматичної продувки. Перша підвищить ефективність горіння до 83 %, друга – скоротить продувку на 50%.

Визначити:

1. Величину річного економічного ефекту;
2. Назвати фактори, які повинні бути враховані при визначенні економоефективності.

Розв'язування

1. Зниження рівня продувки зекномить 50% біжучого енергоспоживання :

$$500 \text{ ГДж} \cdot 0,5 = 250 \text{ ГДж.}$$

Звідси загальна величина потрібної теплоти :

$$Q_{\text{заг}} = Q_{\text{заг.фак}} - Q_{\text{ек}},$$

де  $Q$  загальна фактична теплота, згідно умови задачі дорівнює 48980 ГДж  $Q_{\text{ек}}$  – теплота, що буде зекномлена за рахунок ефективної продувки.

$$Q_{\text{заг}} = 48980 - 250 = 48730 \text{ ГДж} .$$

2. При підвищенні середньої ефективності горіння рівній 83 % , кількість енергії , що необхідна для генерування цієї теплоти рівна :

$$48730 \text{ ГДж} / 0,83 = 5874 \text{ ГДж} .$$

3. Річний економоефект складе :

$$62000 - 58711 = 3289 \text{ ГДж} .$$

4. При розрахунку економоефективності необхідно врахувати : цінові показники палива , тарифи на теплоенергію , амортизація , затрати на обслуговування систем автоматичного регулювання , зниження затрат на води тощо.

### ***Питання для самопідготовки***

1. Основні показники економічної ефективності в:
  - електроенергетиці;
  - теплоенергетиці;
  - магістральних та локальних електромережах.
2. Показник загальної ефективності капіталовкладень, його визначення.
3. Термін окупності капіталовкладень в інновації, його визначення.
4. Модернізація, реконструкція, їх зміст.
5. Поняття інновації та науково-технічного прогресу, їх взаємозв'язок.
6. Порівняльна ефективність нового обладнання, процесу.
7. Порядок розрахунку річного економоефекту від використання нової техніки.
8. Госпрозрахунковий (зведений) економоефект, його визначення.

## **7.4. Розміщення електростанцій та підприємств енергомашинобудування**

### **7.4.1. Основні принципи розміщення електростанцій**

Розміщення електростанцій залежить від наявних ресурсів, на основі яких вони працюють, потреби в електроенергії у даному регіоні, інфраструктури машинобудування, наявності кваліфікованого персоналу, довкілля тощо.

Виробництво і споживання енергії складає єдиний технологічний процес, суміщений в часі, виключає можливість її нагромадження, складування.

Завдання по визначенні раціонального розміщення теплових електростанцій полягає у визначенні потреби в електро та теплоенергії у даному регіоні, співставленні затрат на перевезення вугілля, розрахунку втрат в електричних та теплових мережах, врахуванні вимог екологічних нормативів.

Атомні електростанції розміщують в регіонах, де є гостра нестача електроенергії, необхідність використання тепла для обігріву соціальних та промислових зон, необхідні водні ресурси і дозволяє будівництво їх геологічна структура землі, а точніше – в сейсмостійких районах. При цьому враховуються природоохоронні фактори.

Розрахунки, пов'язані із розміщенням гідроелектростанцій, залежать від водних ресурсів і проводяться одночасно з оцінкою економічної ефективності будівництва ГЕС у порівнянні із ТЕЦ. Іншими словами, вирішальним елементом розрахунків стає аналіз економічної ефективності капітальних вкладень.

В даний час набуває розвитку нетрадиційна енергетика, яка використовує енергоресурси вітру, сонця, малих річок, біогазу тощо. Будівництво вітрових, сонячних, малих електростанцій пов'язується виключно із економічною доцільністю.

В усіх варіантах враховуються експлуатаційні розходи по передачі електроенергії, її неминучих втратах в електричних мережах. Розраховується також і вартість доставки вугілля на ТЕЦ, ядерного палива на АЕС, утилізація відходів та інші фактори.

Розрахунки, пов'язані із визначенням раціонального розміщення електростанції, ускладнюються необхідністю врахування багатьох факторів, в першу чергу передаючої потужності електроенергії і напруги, від вибору яких залежить рівень капітальних вкладень і вартість передачі енергії. В теплових і атомних станціях розраховують і використання тепла, що ними виробляється як технологічно необхідне (низькопотенційна відпрацьована пара від турбін та те, що одержується від охолодження реакторів).

Підвищення передаючої потужності і напруги зменшує капітальні вкладення і різко понижуює втрати при передачі електроенергії, а тим самим здешевлює саму передачу. Так, втрати в електропередачі Волжської ГЕС – Москва при потужності 600000 кВт і напрузі 400 кВ на віддалі 925 км складають лише 4,5%, проти 6,5%, якщо би ця передача здійснювалася б при потужності 400000 кВт і напрузі 220 кВ.

Чим вища якість вугілля, тим вигідніше його перевозити залізнодорожнім транспортом. Але ТЕЦи працюють на низькоякісному вугіллі, а залізнодорожні перевезення дорожчають. Через це необхідно порівнювати економічні показники собівартості кВт/год електроенергії та тарифу на неї.

Питання розміщення електростанцій пов'язано із розміщенням енергоємних виробництв, так як в собівартості продукції, яка ними виробляється, затрати на електроенергію складають для:

- алюмінієвих заводів – 13,3%;
- азотних і їм подібних заводів – 32%;
- підприємств, що виробляють солі – 22%.

Енергоємні підприємства повинні розміщуватись поблизу електростанцій.

При виборі місця будівництва електростанції аналіз варіантів економічної ефективності різних районів можна вести по наступній формулі:

$$K_p \cdot P + v_{пост}^P + v_{нал} \cdot KWh_b + v_{змін} \cdot KWh_b + v_{втр} \cdot KWh_{пер} \rightarrow \min, \text{ де} \quad (7.15)$$

$K_p$  – капітальні вкладення та інші одноразові затрати;

$P$  – плата за фонди, встановлена у відсотках для даної галузі, або виходячи із типової методики визначення економічної ефективності, коефіцієнт ефективності встановлюється в розмірі 0,12% від вартості основних фондів.

$v_{пост}^P$  - постійні річні затрати;

$v_{пал}$  - вартість палива на 1 кВт/год виробленої енергії;

$KWh_b$  - виробітка електроенергії, кВт/год;

$v_{змін}$  - змінні затрати;

$v_{втр}$  - вартість втрат в сітці на 1 кВт переданої енергії по кожному варіанту;

$KWh_{пер}$  - кількість переданої енергії.

Економічна доцільність будівництва вітрових, геліоелектростанцій та інших, які базуються на використанні нетрадиційних джерел енергії, розраховується на основі порівняння собівартості виробляючої ними електроенергії та тарифів на закупку електроенергії на енергоринку. В собівартість включаються всі затрати з врахуванням амортизаційних відрахувань та обсяги відпущеної в загальну мережу електроенергії.

#### **7.4.2. Розміщення енергомашинобудівних підприємств**

Розміщення промисловості – це планово-прогнозний розподіл основних фондів, робочої сили і випуску продукції по окремих регіонах країни.

В ринковій економіці такий розподіл здійснюється на основі програмно-цільового методу розвитку народного господарства та генеральних планів розвитку (будівництва) окремих міст, сіл, областей, районів.

Енергетичне машинобудування характеризується як матеріалоємна складна, вибухонебезпечна, високоточна галузь. Вона включає штампувальні виробництва, ливарні цехи, металообробку, гальваніку, фарбування, науково-дослідні та дослідно-

конструкторські заклади, системи контролю за вимірювальним інструментом, приладами тощо.

На розміщення енергомашинобудівних заводів впливає складність виробництва, висока кваліфікація інженерно-технічних працівників та робітників. Цей фактор історично визначив створення багатьох заводів в регіонах із потужними науково-технічними центрами та розвинутою машинобудівною промисловістю.

Основою енергетичного машинобудування є турбобудування, котлобудування, виробництво електрогенераторів. Особливо, виробництво турбін, як тепло, так і гідро, є досить матеріалозатратним, з низьким коефіцієнтом використання металу. Коефіцієнт розходу матеріалів визначається за формулою:

$$\eta_P = \frac{\sigma_P}{\sigma_{II}}, \text{ де} \quad (7.20)$$

$\eta_P$  – коефіцієнт розходу матеріалів;

$\sigma_P$  – вага матеріалу, який розходиться на виготовлення продукції;

$\sigma_{II}$  – чиста вага продукції.

Цей коефіцієнт визначає напрям переважного тяжіння виробництва до матеріально-ресурсного, або споживчого регіону.

В практиці на енергомашинобудівних заводах вираховується коефіцієнт використання металу. Він представляє собою співвідношення ваги готової продукції і чорнової ваги виробу (заготовки і т.п.).

$$\eta_{\text{вик}} = \frac{\sigma_{\Gamma}}{\sigma_3}, \text{ де} \quad (7.21)$$

$\eta_{\text{вик}}$  – коефіцієнт використання металу;

$\sigma_{\Gamma}$  – вага обробленої заготовки (деталі, збірної одиниці);

$\sigma_3$  – першопочаткова вага заготовки, поковки, вала.

Якщо врахувати ливарне і ковальське виробництво і значну питому вагу термічних процесів, то коефіцієнт виходу готової продукції по відношенню до

загальної потреби всіх матеріалів, сировини і палива складе: на паротурбінних заводах – не більше 0,4 , на котельних – 0,7. Через це енергомашинобудівні заводи мають тяжіння до матеріально-сировинних баз.

В умовах сучасного розвитку технологічного процесу, ринкових відносин при розміщенні заводів необхідно враховувати фактор часу, необхідний для їх будівництва. Введення в дію нового заводу в розвиненому промисловому центрі і тим більше реконструкція старого заводу, завжди вимагає менше часу і обходиться дешевше, ніж в районах з незначною промисловістю.

При проектуванні нового заводу, необхідно робити багатоваріантні розрахунки, беручи за основу формулу:

$$K_P \cdot P + v_{\text{пост}}^P + v_{\text{зм}} \cdot P_P + \sigma \cdot l_M \cdot Z_M + P_P + \sigma \cdot l_P \cdot Z_P \rightarrow \min, \text{ де} \quad (7.22)$$

$K_P$  - капвкладення та інші одноразові затрати;

$P$  - плата за фонди, встановлена для даної галузі;

$v_{\text{пост}}^P$  - постійні річні затрати по кожному варіанту;

$v_{\text{зм}}$  - змінні затрати на одиницю продукції;

$P_P$  - об'єм випуску продукції, однаковий для всіх варіантів;

$\sigma$  - вага матеріалів, напівфабрикатів, комплектуючих виробів;

$l_M$  - середня віддаль перевезення матеріалів, напівфабрикатів комплектуючих виробів;

$Z_M$  - тариф на перевезення матеріалів;

$l_P$  - середня віддаль перевезення готового виробу;

$Z_P$  - тариф на перевезення готового виробу.



### **7.4.3. Проблеми перспективного розвитку підприємств енергетики**

В перспективі розвиватиметься атомна енергетика, як така, що найбільше відповідає сучасним вимогам науково-технічного прогресу, так і з економічних проблем. Атомна енергетика на залежить від місця знаходження палива.

Поряд із атомною енергетикою буде розвиватись нетрадиційна енергетика, яка не потребує органічного палива. В Криму, Закарпатті побудовані і будуються потужні вітроелектростанції. Таке будівництво буде вестись в усіх регіонах України, де енергія вітру достатня для ефективної роботи вітроагрегатів. В сонячних зонах, де в рік більше 180 сонячних днів, буде вестись будівництво малопотужних сонячних електростанцій, колекторів. Поряд із цим буде розвиватись для фермерських господарств біоенергетика. Невеликі біоелектроустановки будуть використовуватись у містах, вони працюватимуть на каналізаційних газах, газах, що утворюються при переробці побутового сміття. На малих річках відновлюватиметься робота гідроелектростанцій, вони будуть реконструйовуватись та будуватись, адже ресурси малих рік використовуються не більше, ніж на 7%. А це практично дармова екологічно чиста енергія.

У великій енергетиці будуть вдосконалюватись технології виробництва електроенергії на теплових та гідроелектростанціях. Будуватимуться нові блоки, які працюватимуть на природному газі та будуть менше засмічувати довкілля.

Появиться реальна можливість наблизити центри виробництва електроенергії та тепла до підприємств, комунальної сфери, які найбільше їх споживають. При цьому скоротиться віддаль електропередачі, відповідно і втрати.

При електропередачі тенденція розвиватиметься в напрямку використання високовольтних ліній постійного струму, що теж скоротить втрати при передачі електроенергії. Будуть підвищуватись напруги і потужності високовольтних ліній змінного струму.

Розвиток електроенергетики сприятиме перебудові енергомашинобудівних підприємств, введенню в дію нових потужностей по випуску високоефективного енергетичного обладнання.

Перш за все, в Україні буде налагоджено замкнений цикл виготовлення ядерного палива. Для цього є всі передумови: уранові рудники, хімічний завод первинного збагачення урану. Потрібно побудувати підприємства по вторинному збагаченню урану, доведенню цього до промислового використання в сучасних та перспективних реакторах. Розвиватиметься будівництво підприємств по виготовленню обладнання для АЕС. Вестимуться розробки по утилізації ядерних відходів, розширюватимуться сховища для ядерних відходів, підвищуватиметься їх безпека, надійність.

Харківські заводи: турбінний та генераторів налагодять випуск необхідних серій турбін та генераторів, в тому числі і для малої енергетики. Вітростанції будуватиме та розроблятиме Південний машинобудівний завод. Системи керування та трансформатори – виготовлятимуть підприємства як енергетичного комплексу, так і інших галузей промисловості.

Все це викличе значні зміни в побудові єдиної системи розвитку енергетики, розвиток якої буде здійснюватись на основі комплексної цільової наукової програми.

### *Приклади*

#### *Задача 1*

Визначити приріст річного прибутку від застосування однієї нової гідротурбіни на ГЕС за такими вихідними даними:

№ п/п	Показники	Од. вимірюв.	Базовий період	Розрахунковий період
1.	Ціна гідротурбіни	млн. грн.	172	190
2.	Капітальні витрати на встановлення	млн. грн.	36	48
3.	Експлуатаційні витрати	млн.грн./рік	80	90
4.	Річна продуктивність	млн.грн./рік	20	25
5.	Термін використання	рік	20	25
6.	Нормативний коефіцієнт амортизації	–	0,15	0,15

## Розв'язування

1. У разі застосування нових засобів виробництва (машин, турбін, генераторів, приладів тощо) на базі об'єктів промислової власності, приріст прибутку у розрахунковому періоді визначається за формулою:

$$\Pi_p = \{C_{\delta} \cdot (B_n/B_{\delta}) \cdot [(1/T_{\delta} + E_n) / (1/T_n + E_n)] + [(B_n/B_{\delta}) \cdot D_{н\delta} - I_n] / (1/T_n + E_n) + E_n [(B_n/B_{\delta}) \cdot K_{сб} - K_{сн}] / (1/T + E_n) - C_n\} \cdot A_n$$

де  $C_{\delta}$ ,  $C_n$  – ціна базової та нової гідротурбіни;  
 $B_{\delta}$ ,  $B_n$  – річна продуктивність (виробітка) базової та нової гідротурбіни;  
 $T_{\delta}$ ,  $T_n$  – термін служби базової та нової гідротурбіни;  
 $I_{\delta}$ ,  $I_n$  – питомі експлуатаційні вироби на одну турбіну у базовому і розрахунковому періодах;  
 $K_{сб}$ ,  $K_{сн}$  – питомі супутні капкладення у базовому і розрахунковому періодах;  
 $A_n$  – кількість нових гідротурбін.

2. Підставляємо значення цих показників у вищеприведену формулу, отримуємо величину приросту річного прибутку:

$$\Pi_p = \{172 \cdot (25/20) \cdot [(1/20 + 0,15) / (1/25 + 0,15)] + [(25/20) \cdot 80 - 90] / (1/20 + 0,15) + 0,15 [(25/20) \cdot 36 - 48] / (1/20 + 0,15) - 190\} \cdot 1 = 72,75 \text{ млн. грн.}$$

## Задача 2

Підприємство планує випустити виріб А в кількості  $N_A = 1\,630$  шт. Необхідно встановити реальність завдання і у випадку зриву його виконання розрахувати обсяги вводу нових потужностей, приймаючи коефіцієнт освоєння нових потужностей в плануючому періоді  $k_{o,n} = 0,6$ . Нормативний коефіцієнт використання середньорічної потужності  $k_{e,n} = 0,98$ . Баланс виробничих потужностей зводимо в таблицю.

Таблиця

Баланс виробничих потужностей

	шт.	
	Базовий рік	Плануючий рік
Потужність на початок року, $M_n$	1 550	
Приріст потужності за рахунок:		
технічного переозброєння і проведення організаційно-технічних заходів, $M_{в.в.т}$	90	95
реконструкції діючого виробництва, $M_{в.в.р}$	15	20
вводу в дію нових потужностей, $M_{в.в.н}$	0	0
вибування потужностей, $M_{виб}$	35	50

## Розв'язування

1. Потужність на початку планового періоду

$$M_{n.nl} = M_n + M_{e.e.m.} + M_{e.e.p.} - M_{eub} = 1550 + 90 + 15 - 35 = 1620 \text{ шт.}$$

Підприємству необхідно ввести нові потужності для випуску запланованих обсягів продукції.

2. Середньорічна потужність підприємства в базовому році:

$$M_{b.p.} = M_n + (M_{e.e.m.} + M_{e.e.p.} + M_{e.e.n.} - M_{eub}) \cdot 0,35 = 1574,5 \text{ шт.}$$

- в плануючому році:

$$M_{p.nl} = 1620 + (95 + 20 - 50) \cdot 0,35 = 1643 \text{ шт.}$$

3. Випуск продукції в плановому році:

$$N_{An} = M_{p.nl} \cdot k_{e.n.} = 1643 \cdot 0,98 = 1610 \text{ шт.}$$

4. Обсяг продукції для якої необхідно введення в дію нових потужностей:

$$\Delta N_A = N_A - N_{An} = 1630 - 1610 = 20 \text{ шт.}$$

5. Середньорічна потужність для виробництва продукції, випуск якої не забезпечений наявними потужностями:

$$\Delta M_{p.d.} = \frac{\Delta N_A}{k_{on.}} = \frac{20}{0,6} = 33,3 \text{ шт.}$$

6. Обсяг вводу нових потужностей:

$$\Delta M_{e.e.} = \Delta M_{p.d.} / 0,35 = 33,3 / 0,35 = 95 \text{ шт.}$$

7. Середньорічна потужність для виконання завдання підприємства:

$$M_p = 1643 + 33,3 = 1676,3 \text{ шт.}$$

8. Випуск продукції при умові вводу нових потужностей:

$$N_A = 1610 + 33,3 \cdot 0,6 = 1630 \text{ шт.}$$

## ***Питання для самопідготовки***

- 1. Які види електростанцій працюють в Україні?*
- 2. В чому полягають основні принципи розміщення електростанцій?*
- 3. Яка перспектива розвитку атомної енергетики в Україні?*
- 4. В чому полягають проблеми тепло та гідроенергетики?*
- 5. Охарактеризуйте перспективи розвитку нетрадиційної енергетики.*
- 6. В якому напрямку вдосконалюватиметься система електропередачі?*
- 7. Назвіть причини взаємозв'язку між розміщенням електростанцій та енергоємними виробництвами.*
- 8. Напишіть формулу по якій розраховуються варіанти вибору місця будівництва електростанцій. Дайте їй інтерпретацію.*
- 9. Від яких чинників залежить розміщення енергомашинобудівних підприємств?*
- 10. Як визначаються коефіцієнти розходу та використання матеріалів в енергомашинобудуванні?*
- 11. Назвіть фактори, які повинні враховуватись при виборі варіанту будівництва нового машинобудівного підприємства для енергетики.*
- 12. Окресліть основні напрямки перспективного розвитку підприємств електроенергетики.*

## Література

1. Андрущків Б.М., Федішин Б.П., Костюк Б.Я. Програма відновлення та реконструкції малих гідроелектростанцій, використання нетрадиційних джерел енергії в Тернопільській області. – Тернопіль: Облстат, 1993. – 30 с.
2. Економіка підприємства: Навчальний посібник для студентів економічних спеціальностей вузів./Під редакцією Бойчик І.М. – К.: „Каравела”; Львів: „Новий світ – 2000”, 2001. – 298 с.
3. Экономика энергомашиностроения. Нелидов И.Е. – М.: “Высшая школа”, 1972. – 350 с.
4. Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.І. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – К.: ІЕЕ НТУУ „КПІ”, 2001. – 472 с.
5. Основи економічної теорії. За редакцією д.е.н., проф. С.В. Мочерного. – К.: “Видавничий центр ”Академія”, 1998. – 462 с.
6. Принципы работы оптового рынка электроэнергии Украины. – Coopers & Lybrand, РДЦ, Вариант 1: 19 июля 1996. – 34 с.
7. Руководство для ГАЭК по формированию регулируемых розничных тарифов. – К.: ESBI CONSULTANTS LIMITED, 1996. – 33с.
8. Украина: энергетика и экономика. – ЕС – Energy Centre Kiev, Ukraine, 1995. – 128с.
9. Федішин Б.П., Бакушевич І.В. Методологія наукових досліджень. – Тернопіль: ТДТУ, 2001. – 54 с.
10. А.А. Чернухин, Ю.Н. Флаксерман. Экономика энергетики СССР. – М.: ”Энергия”, 1980. – 345 с.