

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
"НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ"**

**Ю.Т. РАЗУМНИЙ
А.В. РУХЛОВ**

**АСПЕКТИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ
НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

Монографія

Дніпропетровськ
НГУ
2012

УДК 621.311
ББК 31.354
Р 85

Рекомендовано до друку вченою радою Державного ВНЗ "Національний гірничий університет" (протокол №1 від 31.01.2012).

Рецензенти:

Костишин В.С. – д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри електропостачання та електрообладнання промислових підприємств Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

Фомичев Є.П. – канд. техн. наук, проф., завідувач кафедри енергетичного менеджменту Одеського національного політехнічного університету.

Разумний, Ю.Т.

Р 85 Аспекти вирішення проблеми нерівномірності споживання електричної енергії [Текст]: моногр. / Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 95 с.

ISBN 978–966–350–328–8

Наведено результати досліджень і розробок режимів електроспоживання та їх впливу на техніко-економічні показники роботи енергосистем. Оцінена ефективність використання різних видів газу для газотурбінних технологій.

Робота розрахована на науковців і фахівців, які займаються дослідженням проблем, пов'язаних з нерівномірністю електроспоживання, а також на аспірантів і студентів вищих навчальних закладів.

Приведены результаты исследований и разработок режимов электропотребления и их влияния на технико-экономические показатели работы энергосистем. Оценена эффективность использования разных видов газа для газотурбинных технологий.

Работа рассчитана на научных сотрудников и специалистов, которые занимаются исследованием проблем, связанных с неравномерностью электропотребления, а также на аспирантов и студентов высших учебных заведений.

ISBN 978–966–350–328–8

© Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов, 2012
© Державний ВНЗ "НГУ", 2012

ПЕРЕДМОВА

Необхідність розгляду проблеми нерівномірності електроспоживання визначена технічним і режимним станом теплових електричних станцій (ТЕС) України. У своїй роботі [16] Б. Патон і А. Халатов повідомляють, що "... тривала експлуатація застарілих теплових електростанцій у маневреному режимі є загрозою виходу з ладу енергосистеми України". Треба сподіватися, що у найближчий час така катастрофічна подія не відбудеться, але її ймовірність існує.

Відсутність достатньої потужності маневрених джерел електроенергії є основною причиною роботи ТЕС у маневреному режимі, що обумовлює підвищення питомих витрат палива, величини яких значно більші порівняно з показниками розвинених країн світу. Тому Міністерство енергетики та вугільної промисловості України у програмних документах передбачає реконструкцію діючих та побудову нових ефективних ТЕС із використанням сучасних технологій, де питомі витрати умовного палива складають 290–320 г/кВт·год. Мета цих заходів – зниження останнього показника з 396 у 2009 р. до 340–350 г у.п./кВт·год у 2030 р. Це суттєве зниження питомих витрат, але такого рівня планується досягти тільки за 20 років, коли Німеччина його мала вже у 2000 р., і в 2020 р. прагне досягти значення в 292 г у.п./кВт·год з ефективністю використання палива 42%. З урахуванням маневреності питомі витрати палива на вироблення електроенергії у Німеччини плануються на рівні 310–320 г у.п./кВт·год.

За умов високих цін на природний газ та підвищення вимог до безпеки атомних електростанцій (АЕС) в Україні покриття пікового попиту на електроенергію згідно з програмними документами передбачається за рахунок гідро- (ГЕС) та гідроакумулюючих (ГАЕС) електростанцій, а також вугільних ТЕС. Відомо, що ГЕС можуть працювати у маневреному режимі за наявності достатнього запасу води, а ГАЕС адаптовані до маневреного джерела, але вони розташовані у південно-західній частині України. Водночас найбільше електроспоживання спостерігається у східній та центральній частинах країни. Саме тому тільки у Донецькій області частка генеруючих потужностей складає близько 20% від усіх існуючих в Україні. Загалом з 25 областей (включаючи Автономну республіку Крим) частка тільки 5 (Донецька, Луганська, Харківська, Дніпропетровська та Запорізька) складає більше 57%. Треба звернути увагу на те, що у Донецькій та Луганській областях працюють виключно ТЕС. Покриття пікових на-

вантажень споживачів Сходу за рахунок ГАЕС, розташованих на Заході, не є ефективним. Ідеальним режимом подолання нерівномірності електроспоживання може бути тільки такий, який задовольняє піковий попит на електроенергію там, де він виникає. Такий підхід до вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання дозволяє значно зменшити технологічні витрати на передачу електроенергії.

З метою вирішення вказаної проблеми у регіональному масштабі Донецької та Луганської областей у 1997 р. було запропоновано удруге використання підземного простору вугільних шахт Центрального району Донбасу, що плануються до закриття, в частині створення підземних ГАЕС (див. розд. 4). На превеликий жаль, ці пропозиції не були прийняті.

Наміри здійснити реконструкцію діючих вугільних ТЕС з метою наближення їх до маневрених джерел не можуть бути високо-ефективними. Це призведе до позитивних результатів – збільшення коефіцієнта перетворення палива в електроенергію, що дозволить зменшити першу складову питомих витрат умовного палива. Стосовно другої складової, то вона залежить від коефіцієнта нерівномірності електроспоживання (див. п.3.1 та табл.3.2). Тому нами вперше запропоновано поняття "коефіцієнта перетворення палива" в електроенергію при рівномірному електроспоживанні та "використання палива" при нерівномірному електроспоживанні.

Враховуючи маневрені властивості джерел енергії, у монографії розглядаються газотурбінні технології з використанням природного, генераторного (синтез-газ) та бінарного газів. Не виключається можливість застосування, крім зазначених газів, інших, наприклад, і біогазу, і шахтного метану. Головне – це врахувати їх теплоту згорання та вартість. Унаслідок цього запропоновано систему комбінованого електропостачання, суть якої полягає у фінансовій зацікавленості будь-якого споживача електроенергії. При цьому останній має розраховуватися за споживаний від енергосистеми ресурс за диференційованим протягом доби тарифом. Така система комбінованого електропостачання має бути привабливою для приватного бізнесу.

Треба сподіватися на реалізацію планів розвитку енергетики, викладених у документі Міненерговугілля України "Оновлення енергетичної стратегії України на період до 2030 р. у галузі електроенергетики та вугільної промисловості".

З повагою до читача, автори

1. ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

1.1. Властивість електроенергії

Електроенергія як електрика володіє сукупністю явищ з виявлення предмету її існування. Тоді сутність – внутрішній зміст предмету, що виражається в єдності всіх його різноманітних властивостей та відносин. Однією з основних властивостей електроенергії, що розглядається авторами, є неможливість накопичувати її у достатніх для споживача обсягах, тобто генерація та споживання електричної енергії мають відбуватися одночасно.

Потреби споживача електроенергії викликані іманентним явищем – вільним режимом його роботи або режимом, залежним від технологічних процесів підприємства. Споживач, як правило, не узгоджує з виробником свої наміри щодо режимів роботи та, відповідно, електроспоживання. Головне завдання виробника електроенергії – задовольняти попит споживача. Умовами дотримання властивості електричної енергії, окрім не перевищення, є гнучка і швидка реакція пропозиції щодо зміни попиту. Фактично це означає наявність нерівномірного графіка споживання електроенергії.

Враховуючи властивості та особливості електроенергії, вирівнювання (ущільнення) графіка електричного навантаження є надзвичайно важливою проблемою, вирішення якої створить умови до стійкої роботи атомних і теплових електричних станцій.

1.2. Вплив нерівномірного електроспоживання на витрати палива для ТЕС

Збільшення нерівномірності графіка електричного навантаження (ГЕН) спричиняє умови до зростання витрат палива на генерацію електроенергії. Тому режими нерівномірного навантаження вкрай не вигідні як у енергетичному, так і в економічному відношенні, до того ж призводять до додаткових екологічно шкідливих викидів.

Нерівномірність ГЕН енергосистеми характеризується коефіцієнтом нерівномірності, що змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників:

$$\alpha = P_{\min} / P_{\max}, \quad (1.1)$$

де P_{\min} і P_{\max} – відповідно мінімальне та максимальне електричне навантаження.

Для споживача витрата електроенергії визначається розрахунковим шляхом:

$$W_c = P_{\max} T_m, \quad (1.2)$$

де T_m – число годин використання максимуму навантаження, год.

Для процесу генерації електроенергії її обсяг визначається із співвідношення загальної витрати палива G до питомої g_0 на вироблення 1 кВт·год:

$$W_g = G / g_0. \quad (1.3)$$

Враховуючи основну властивість електроенергії, можна прирівняти W_c до W_g , тобто записати, що $W_c = W_g$. Використовуємо залежності (1.1) – (1.3) для отримання виразу

$$\frac{P_{\min}}{\alpha} T_m = \frac{G}{g_0}. \quad (1.4)$$

Розв'яжемо рівність відносно витрати палива G :

$$G = \frac{T_m P_{\min} g_0}{\alpha}. \quad (1.5)$$

У правій частині рівності (1.5) добуток $P_{\min} T_m$ замінимо значенням електроенергії, що дорівнює 1 кВт·год. Тоді остаточно отримаємо залежність витрати палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії від нерівномірності ГЕН:

$$G = g_0 / \alpha. \quad (1.6)$$

Із залежності (1.6) випливає, що при $\alpha = 1,0$ $G = g_0$. Припустимо, що $g_0 = 0,36$ кг/кВт·год і $\alpha = 0,9$, тоді $G = 0,4$ кг/кВт·год. Збільшення витрати палива ΔG при нерівномірному графіку електроспоживання ($\alpha = 0,9$ порівняно з $\alpha = 1,0$) складає 0,04 кг/кВт·год.

Наведені тут підхід і розрахунок тільки підтверджують значний вплив нерівномірності електроспоживання на загальну витрату пали-

ва при генерації електроенергії. Однак на практиці існують доволі складні фізико-технічні та технологічні процеси. Достатньо відзначити, що величина α функціонально залежить від значень P_{\min} . Крім того, витрати палива залежать від швидкості зміни попиту на електроенергію та здатності енергоустановки задовольнити цю зміну. Тому більш коректні підходи до визначення питомої витрати палива залежно від нерівномірності електроспоживання наведені у розд. 3.

Без наявності необхідних маневрених потужностей зростання нерівномірності ГЕН призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Зараз ця проблема в деякій мірі вирішується за допомогою паротурбінних енергоблоків ТЕС, що з цієї причини працюють у дуже неекономічних режимах глибокого розвантаження, а також із нічними зупинками. Це призводить до суттєвого зменшення експлуатаційного коефіцієнта корисної дії ТЕС. Останнє наочно ілюструється статистичними даними Мінпаливенерго. У 2007 р. усіма ТЕС України вироблено 88,6 млрд кВт·год електроенергії та витрачено 34,5 млн т у.п. (1,8 млн т мазуту, 20,58 млрд м³ природного газу та 18 млн т кам'яного вугілля). Поділивши теплову енергію цього обсягу палива на вироблену електроенергію, середній коефіцієнт його використання складає 29,5% проти 35–36% при роботі ТЕС у базовому режимі (при рівномірному ГЕН).

Коефіцієнт нерівномірності добового графіка навантаження змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників. Так, наприклад, у 2002 році в робочий день він становив 0,791, суботу – 0,816, неділю – 0,797, понеділок – 0,763. Різниця між вечірнім максимумом споживання потужності (28354 МВт) і нічним мінімумом (22439 МВт) у грудні в робочий день становила 5915 МВт, що відповідає $\alpha = 0,791$. Найбільшу різницю в 7200 МВт було зафіксовано у понеділок при $\alpha = 0,763$. Взимку різниця між максимумом і мінімумом споживання потужності в середньому становить 5900 – 6200 МВт, а в деякі дні досягає 6800 – 7200 МВт. Регулювальний діапазон ГЕС та ГАЕС становить тільки 2500 – 2800 МВт. Решта частини маневрених потужностей у 3200 – 3700 МВт забезпечується енергоблоками ТЕС, регулювання режимів роботи яких здійснюється шляхом їх зупинки на ніч з подальшим вмиканням. У такому режимі працюють енергоблоки потужністю 150 – 800 МВт з діапазоном регулювання від 21 до 29%. Деякі енергоблоки потужністю 800 МВт розвантажуються до 500 МВт [1, 2].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових витрат палива на ТЕС. Так, наприклад, питома витрата палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії в енергосистемі в години максимуму становить 600 г, а в години нічного провалу – 300. Витрата умовного палива на пуск блока К-300-240 становить 70 т, а при роботі в режимі холостого ходу – 10 – 15 т/год [3]. При роботі паротурбінного блока в режимі напівпіку (3500 год/р.) приріст питомої витрати палива через пускові втрати досягає 21 г/кВт·год, а при збільшенні кількості пусків і зменшенні часу використання до 2000 год – зростає до 41 г/кВт·год [4]. При навантаженнях, що становлять 50% від номінальних, витрати палива збільшуються на 16–26 г/кВт·год [5]. Усі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС у маневреному режимі.

Кількість зупинок енергоблоків у резерв також негативно впливає на питомі витрати умовного палива. Враховуючи те, що атомні електростанції працюють тільки в базовому режимі і нездатні брати участь у регулюванні електроспоживання в енергосистемі (потужностей ГАЕС та ГЕС для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності відбувається у нерозрахунковому маневреному режимі з щодобовими зупинками на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальшими пусками. Наприклад, тільки за вісім місяців 2003 р. зафіксовано 923 зупинки енергоблоків у резерв. Особливо це відноситься до блоків потужністю 200 МВт. Наслідком є збільшення питомих витрат палива на відпущену електроенергію. Тому, навіть при поліпшенні якості вугілля, в ринкових умовах важко вимагати значного зниження питомих витрат умовного палива, оскільки режим роботи енергоблоків визначається ще й ціновими заявками.

Водночас не використовуються повною мірою можливості щодо зменшення нерозрахункових маневрених режимів шляхом застосування методів керування енергоспоживанням, як це робиться в світі. Наприклад, в один із днів осені 2007 р. (13 жовтня) мінімальне нічне споживання електричної енергії в системі Мінпаливенерго становило 15962 МВт, а максимальне (о 19.30) – 22407 МВт, що свідчить про низький рівень впливу методів керування енергоспоживанням на вирівнювання добового ГЕН. Сьогодні ця проблема в Україні вирішується, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними усім суб'єктам енергоринку, що створює завади їхньому впровадженню на місцях.

Не дають сподівань на істотне зниження питомих витрат палива обсяги виконаних ремонтів на теплових енергетичних установках. Так, 91,7% енергоблоків уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год), зокрема 65,9% енергоблоків перетнули визнану в світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу, а 38,6% енергоблоків – навіть межу фізичного і морального зносу [1].

Виходячи з існуючого нині фінансово – економічного стану компаній та підприємств паливно – енергетичного комплексу, неможливо забезпечити оновлення основних фондів, здійснити модернізацію та реконструкцію існуючого морально застарілого обладнання в необхідних обсягах та масштабах. Без наявності необхідних маневрених потужностей зростання нерівномірності графіка навантаження призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Це створює дуже важкий режим її роботи зі значними коливаннями частоти струму, що не тільки значно обмежує можливості паралельної роботи енергосистем України, Центральної Європи та Росії, але і погіршує стабільність енергопостачання та обмежує можливість передачі енергії на експорт.

В інших країнах світу проблема, що пов'язана з нерівномірністю графіка споживання енергії, вирішується шляхом спорудження парогазових (ПГУ) або газотурбінних (ГТУ) установок (наприклад, Росія та Німеччина) і використання існуючих ГЕС (Росія та ін.).

У табл. 1.1 наведені характеристики, а на рис. 1.1 – графіки електричних навантажень енергосистеми України за I півріччя 2008 та 2009 рр.

Таблиця 1.1

Характеристики ГЕН енергосистеми України

Місяць	2008 р.			2009 р.		
	P_{\min} , ГВт	P_{\max} , ГВт	α	P_{\min} , ГВт	P_{\max} , ГВт	α
Січень	22	28,75	0,76	18,5	25	0,74
Лютий	21,5	27,5	0,78	18,5	24,5	0,75
Березень	20	25,7	0,78	17,8	22,8	0,78
Квітень	18,5	24,3	0,76	15,5	20,5	0,76
Травень	17,5	21,75	0,8	14,8	19,5	0,76
Червень	17,1	21,55	0,79	14,5	18,9	0,77

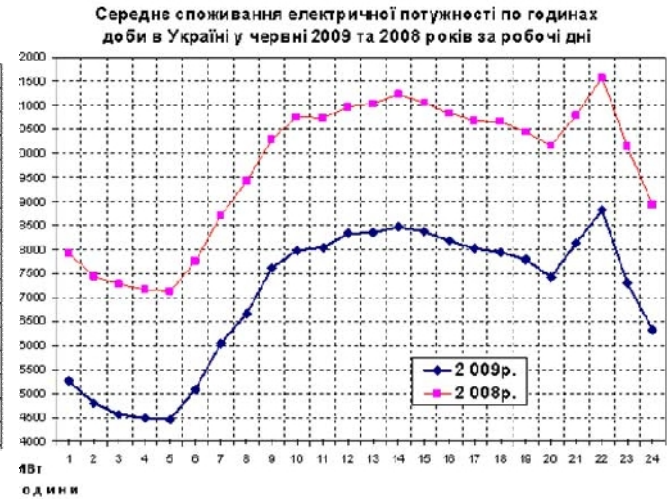
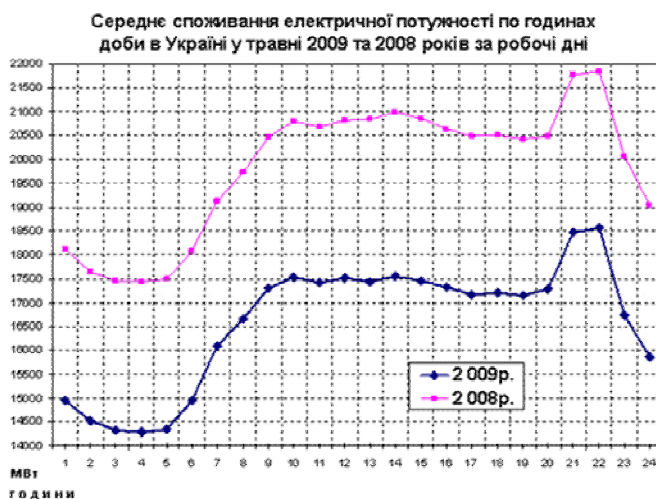
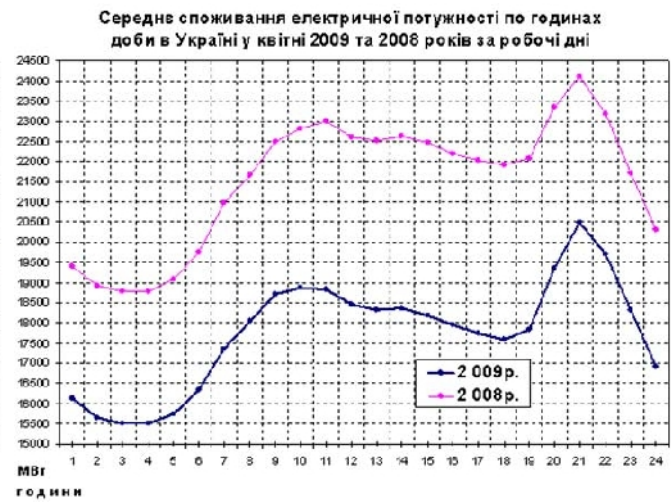
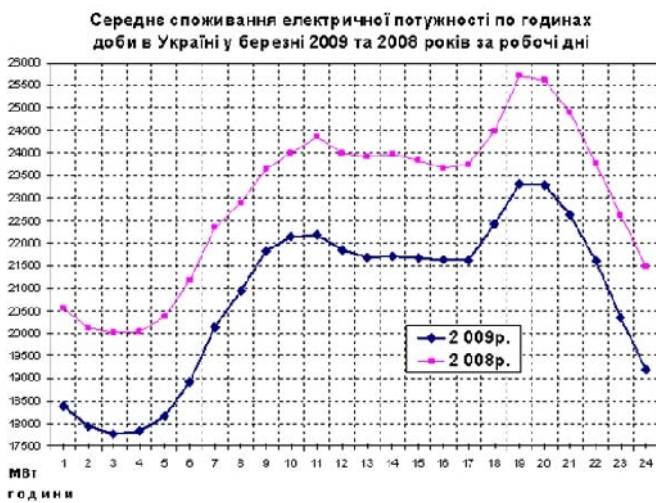
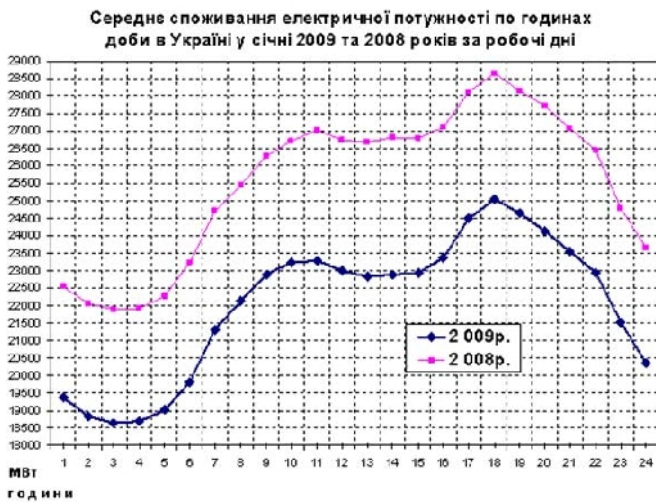


Рис. 1.1. Графіки електричного навантаження енергосистеми України за I півріччя 2008 та 2009 рр.

На рис. 1.2 розглянуті графіки щодобового споживання електроенергії в Україні протягом місяця за I півріччя 2008 та 2009 рр.

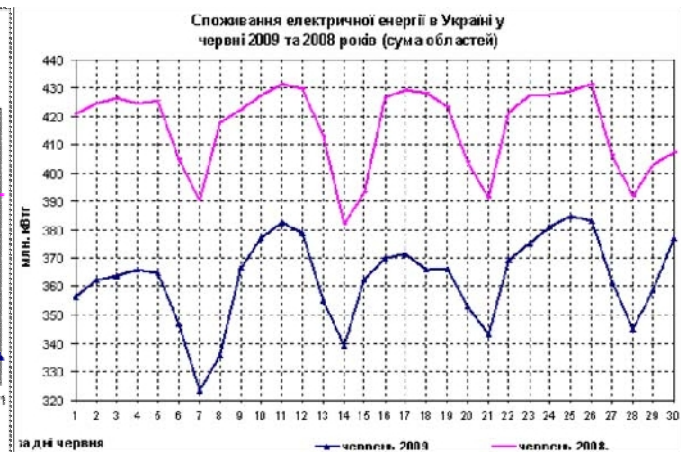
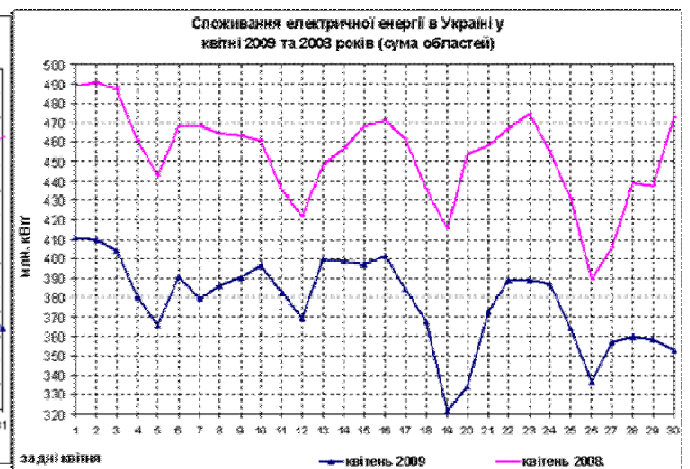
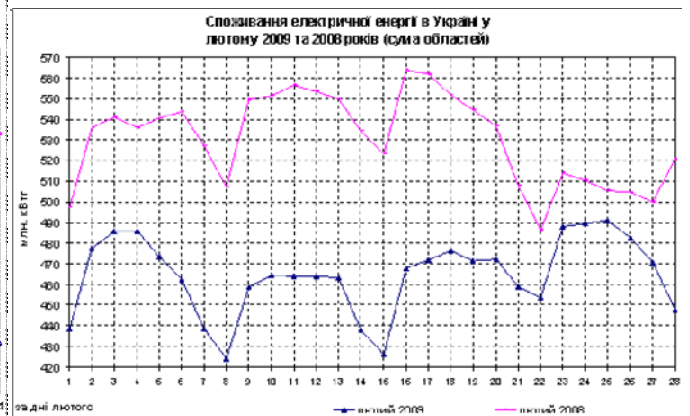
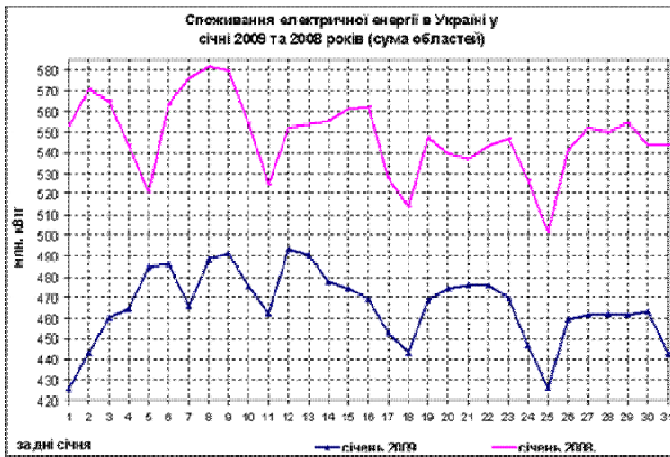


Рис. 1.2. Щодобові графіки споживання електроенергії в Україні протягом місяця за I півріччя 2008 та 2009 рр.

Аналізуючи графіки споживання електричної потужності протягом доби в Україні за робочі дні у першому півріччі 2008 та 2009 років, можна зробити такі висновки:

1. Споживання електричної потужності у 2009 р. скоротилося на 13–15% (3,0 – 3,75 МВт) порівняно з 2008 р.;

2. Різниця у споживанні електричної потужності у нічний провал та вечірній максимум складає 6,0 – 6,5 ГВт;

3. Середній коефіцієнт нерівномірності графіка електричного навантаження $\alpha = 0,74 - 0,8$.

Треба відзначити, хоча добове енергоспоживання в Україні у 2009 р. значно скоротилося порівняно з відповідним періодом 2008 р. (на величину до 25%), форма ГЕН залишилася майже колишньою, що свідчить про незмінний характер навантаження та режим електроспоживання споживачами електроенергії країни.

Ущільнення графіка навантаження дозволяє енергосистемі знизити капітальні витрати, необхідні для забезпечення споживачів необхідною кількістю електроенергії, зменшити питому витрату палива на вироблення 1 кВт·год і вимоги до маневреності енергетичного устаткування, підвищити фондівіддачу галузі, знизити фондомісткість виробництва електроенергії, поліпшити умови експлуатації, зменшити обсяги шкідливих викидів при виробленні електроенергії та вартість її генерації.

Покриття змінної частини добових графіків навантаження, особливо їх піків, коли за малі проміжки часу (хвилини та десятки хвилин) відбуваються різкі зміни режиму електроспоживання, є не тільки технічно складним завданням, але й викликає значне збільшення витрат енергоресурсів у енергосистемі.

1.3. Загальні та питомі витрати палива на діючих теплових електростанціях України

Електроенергія в Україні виробляється на електростанціях трьох типів: теплових, атомних та гідравлічних. У табл. 1.2 дана оцінка електростанціям різного типу за ступенем використання в Україні, включаючи теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та інші джерела енергії.

Таблиця 1.2

Оцінка електростанцій різного типу за ступенем використання в Україні

Показник	Місце, яке займають електростанції різного типу в Україні				
	1	2	3	4	5
За встановленою потужністю	ТЕС	АЕС	ГЕС	ТЕЦ	Інші
За використанням встановленої потужності	АЕС	ТЕЦ	Інші	ГЕС	ТЕС
За виробленою електроенергією	АЕС	ТЕС	ТЕЦ	ГЕС	Інші

Аналіз табл. 1.2 виявив, що за встановленою потужністю ТЕС знаходяться на першому місці, а за ступенем використання – на останньому. Разом з тим за обсягом виробленої електроенергії ТЕС посідають друге місце за АЕС. Частково це пояснюється участю теплових станцій у маневрених режимах із заниженим числом годин використання максимуму навантаження T_m . Однак головне, що зношеність основних фондів ТЕС України не створює умов для їх роботи в маневрених режимах. Про це свідчать значні питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії на ТЕС при використанні їх для покриття пікового (напівпікового) навантаження, що наведені в табл. 1.3 [1].

Таблиця 1.3

Питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії енергетичними компаніями і ТЕС України

Підприємство	Питомі витрати умовного палива, г/кВт·год, за			
	квітень		4 місяці	
	2005 р.	2006 р.	2005 р.	2006 р.
Криворізька ТЕС	369,3	393,2	373,3	381,8
Придніпровська ТЕС	391,5	413,0	385,2	391,9
Запорізька ТЕС	356,0	362,2	362,4	367,4
"Дніпроенерго"	371,2	386,2	373,7	380,3
Старобешевська ТЕС	414,5	416,4	413,2	413,2
Слав'янська ТЕС	430,7	424,1	426,3	406,6
"Донбасенерго"	420,6	419,2	418,5	410,5
Бурштинська ТЕС	416,2	417,2	414,8	413,9
Добротворська ТЕС	414,6	415,9	414,9	420,0
Ладизинська ТЕС	377,6	374,5	373,2	374,2
"Західенерго"	405,9	405,7	404,5	403,4
Вуглегорська ТЕС	388,1	385,2	388,2	385,6
Трипільська ТЕС	396,3	425,3	404,4	420,0
Зміївська ТЕС	411,7	427,2	405,5	407,3
"Центренерго"	398,8	412,2	399,8	404,7
"Київенерго"	245,9	233,4	219,8	212,0
"Полтаваобленерго"	332,9	309,6	301,3	278,5
НАК "ЕКУ", усього	366,6	377,4	363,8	371,7
Мінпаливенерго, усього	367,5	377,3	365,3	371,6
Зуївська ТЕС	358,6	359,8	356,1	354,1
Луганська ТЕС	437,2	415,8	429,8	410,9
Курахівська ТЕС	403,9	401,1	403,4	397,2
ТОВ "Східенерго"	395,9	392,1	390,9	386,1
Усього по Україні	373,0	381,8	369,3	375,7

Взагалі, починаючи з 1990 р. значно знизилася використання потужностей ТЕС (див. табл. 1.4 та рис. 1.3), а з 1998–1999 рр. цей

показник стабілізувався на рівні близько 28%. Водночас це створює певні резерви щодо зменшення питомих витрат шляхом виведення з числа діючих найбільш неефективних генеруючих блоків. ТЕС в Україні будувалися з урахуванням використання вугілля з теплотою згорання 6600 ккал/кг, зольністю до 17% і вмістом сірки не більше 1,0%. У той же час теплота згорання палива знизилася, а зольність збільшилася, що значно ускладнює процеси спалювання вугілля на ТЕС України [6–8].

Таблиця 1.4

Динаміка використання потужностей та питомих витрати палива на ТЕС України

Рік	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007
Використання встановленої потужності ТЕС, %	68,4	62,1	55,4	46,7	39,7	36,9	30,7	29,1	26,8	28,3	28,2	28,6	28,8	28,2	28,2	27,6	27,6
Питома витрата палива, г у.п./кВт*год	346,1	348,5	351,8	355,4	360,6	365,1	365,4	365,3	369,0	374,8	373,5	372,6	367,7	370,4	371,0	373,4	396,0

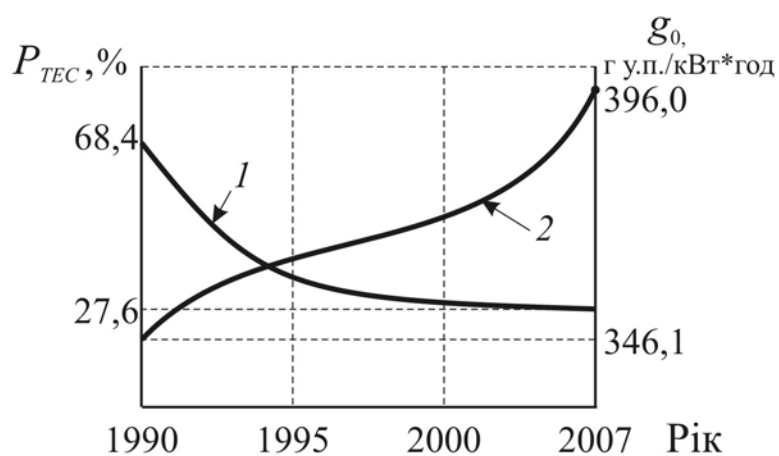


Рис. 1.3. Криві динаміки використання потужності ТЕС (1) та питомих витрат умовного палива на вироблення електроенергії (2)

За рахунок підвищення якості палива та оптимізації паливного балансу за останні два роки на ТЕС удалося досягти зменшення одного з основних показників, що характеризує ефективність її роботи, – питомих витрат умовного палива.

З даних табл. 1.4 та рис. 1.3 бачимо, що за 1990 – 2007 рр. відбулися значні зміни у використанні потужності ТЕС і питомих витрат умовного палива на вироблення електроенергії. Так, у 1990 р. потужності ТЕС використовувалися на 68,4%, а в 2007 р. – тільки на 27,6%.

Питомі витрати умовного палива збільшилися за цей період з 346,1 до 396,0 г у.п./кВт·год. Отже, в 2007 р. при виробленні 84,2 млрд кВт·год електроенергії перевитрати палива порівняно з 1990 р. перевищують 4 млн т у.п. Слід зазначити, що загострюється проблема ефективного використання палива, тому збільшення видобутку вугілля без істотного підвищення ефективності його використання не може бути економічно доцільним, що підтверджує розвиток енерговикористання.

Існуючий значний вплив зношеності основних фондів ТЕС на економічні показники їх роботи обумовив необхідність класифікувати теплові електростанції за роками їх експлуатації. Така вибірка наведена в табл. 1.5, аналіз показників якої дозволяє зробити висновок, що при експлуатації ТЕС 40 та більше років питомі витрати умовного палива перевищують 400 г у.п./кВт·год, а коефіцієнт корисної дії (ККД) використання палива не перевищує 30%. Значно кращі ці показники при експлуатації ТЕС 30 та 20 років.

Таблиця 1.5

Характеристика енергоблоків ТЕС України

ТЕС	Проектна потужність енергоблоків, МВт	Роки вводу в експлуатацію	Строк експлуатації, років	Питома витрата палива, г/кВт·год	ККД використання палива, %
Старобешівська	10×200	1961-1967	45	417-416	29,5
Луганська	8×200	1961-1969	45	415-429,8	28,6
Слав'янська	2×800	1967-1971	41	430-426	28,6
Бурштинська	12×200	1965-1969	44	417-415	29,5
Добротворська	2×150	1963-1964	46	414-416	29,6
Трипільська	6×300	1969-1972	41	425-404	29,0
Запоріжська	4×300	1972-1979	31	362	34,0
Зуївська	4×300	1981-1988	22	354-359	34,6

Однією з основних електростанцій в енергетичній компанії "Дніпроенерго" є Придніпровська ТЕС, техніко-економічні показники якої наведено у табл. 1.6.

На рис. 1.4 розглянуто залежність питомих витрат умовного палива від ККД його використання. Заштрихована площа – зона реальних можливих інтересів зміни питомих витрат палива, результати аналізу яких на прикладі зміни ККД від 30 до 50% та умовно прийнятого вироблення електроенергії на ТЕС в обсязі 50 млрд кВт·год наведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.6

Техніко-економічні показники Придніпровської ТЕС

Показник	Одиниця виміру	2008 рік			
		Грудень		3 початку року	
		план	факт	план	факт
Коефіцієнт готовності	%	53,6	55,2		
Робоча потужність	МВт	853,4	909,5	797,3	839,9
Вироблення електроенергії	тис. кВт·год	418000	345695	4540000	4066581
Відпуск електроенергії	тис. кВт·год	372651	305093	4071853	3638375
Питома витрата палива	г/кВт·год	404,7	403,1	407,8	414,3
Структура палива: газ	%	9,3	7,3	9,6	10,6
мазут	%	0,2	0	0,3	0,1
вугілля	%	90,5	92,7	90,1	89,4
Собівартість	коп./кВт·год	37,96	37,47	33,83	33,02
у т.ч. паливна складова:	коп./кВт·год	30,44	28,5	25,56	25,21
газ	коп./кВт·год	2,83	2,08	2,45	2,67
мазут	коп./кВт·год	0,06	0	0,08	0,03
вугілля	коп./кВт·год	27,55	26,42	23,03	22,51
Ціна натур. палива: газ	грн/1000 м ³	1547,76	1547,76	1202,28	1203,84
мазут	грн/т	2308,33	1333,33	2308,33	1313,92
вугілля	грн/т	530,55	534,21	444,79	429,51
Обсяг натур. палива: газ	1000 м ³	13621	8931	147995	148878
мазут	т	300	6	4800	704
вугілля	т	198032	160889	2078628	1873724
Питома витрата палива	кг/Гкал	180	180,1	180,5	184,6

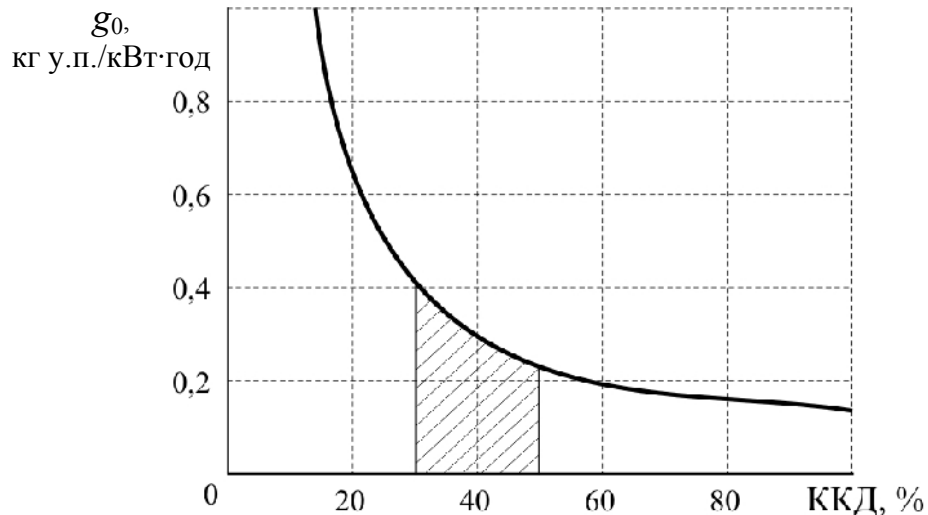


Рис. 1.4. Питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії залежно від ККД

Тут слід звернути увагу на зменшення питомих витрат палива при збільшенні ККД, враховуючи нелінійну залежність. Так, економія витрат умовного палива для вироблення 50 млрд кВт·год енергії при

зростанні ККД з 30 до 40% складає $20,45 - 15,35 = 5,1$ млн т у.п., а при підвищенні ККД з 40 до 50% (тобто також на 10 %) – $15,35 - 12,3 = 3,05$ млн т у.п. Різниця в $5,1 - 3,05 = 2,05$ млн т у.п. суттєво позначається на економіці енергетики. Треба враховувати такі науково-технічні можливості підвищення ККД: з 30 до 40% – цей варіант не викликає труднощів та більш економічний, а з 40 до 50% – викликає значні технологічні труднощі та менш економічний. Тут діє закон "ефекту від масштабу".

Таблиця 1.7

Результати аналізу витрат палива на ТЕС

ККД, %	Питомі витрати умовного палива, кг у.п./кВт·год	Зниження питомих витрат палива відносно попереднього показника, %	Витрати умовного палива для вироблення 50 млрд кВт·год електроенергії, млн т у.п.	Економія умовного палива відносно попереднього показника, млн т у.п.
30	0,409	-	20,45	-
35	0,351	14,18	17,55	2,9
40	0,307	12,5	15,35	2,2
45	0,273	11,1	13,65	1,7
50	0,246	9,89	12,3	1,35

Проте теперішній рівень питомих витрат, як порівняно з 1990 р., так і відносно зарубіжних показників, вимагає послідовних зусиль щодо їх зменшення, оскільки зумовлює незначну ефективність електроенергетичної галузі. Підвищення питомих витрат палива на вироблення електроенергії на теплових електростанціях відбулося внаслідок погіршення якості вугілля та у зв'язку з низкою факторів режимного і експлуатаційного характеру. Тут слід зазначити, що світова енергетика пішла далеко вперед. Електричний ККД парогазових ТЕС, які будуються на Заході, досягає 50 – 55%, а з урахуванням комбінованого вироблення теплової та електричної енергії коефіцієнт використання енергії палива сягає 80 – 90%. Це забезпечує більш низький рівень питомих витрат палива на таких ТЕС порівняно з наведеними вище показниками для українських електростанцій.

Теплова енергетика України перебуває під впливом багатьох негативних чинників, зокрема: значно збільшилася питома вага використання низькокалорійного вугілля з високим вмістом золи і сірки, що негативно позначилося на етапі спалювання та екологічній ситуації; зросли ціни на природний газ та мазут, що призвело до зменшення обсягів їх споживання через відсутність коштів.

Вироблення електроенергії на ТЕС не відповідає сучасному технічному рівню. Подальша експлуатація обладнання теплових електростанцій без проведення реконструкції, технічного переоснащення, впровадження нових технологій може призвести до необоротного процесу деградації енергетики України, що негативно вплине на енергетичну безпеку держави.

1.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на втрати електроенергії в електричних мережах

Неоптимальні режими роботи електростанцій, збільшення реверсивних перетоків потужності в електричних мережах і ряд інших чинників призвело до зростання відносних (від відпуску електроенергії в мережу) і абсолютних втрат електроенергії. Для окремих енергопостачальних компаній ця величина коливається в значних межах залежно від території обслуговування (мережевого району), щільності графіка електричного навантаження, побудови мережі, кількості ступенів трансформації, режимів роботи електростанцій та ін. У табл. 1.8 наведені деякі показники роботи основних енергопостачальних компаній за 2006 р. (за даними департаменту електроенергетики Мінпаливенерго України), у тому числі фактичні витрати електроенергії на передачу, що включають технологічні втрати та додаткові втрати від перетоків електроенергії. Бачимо, що цей показник сягає 28%, а це свідчить про високий рівень втрат.

Таблиця 1.8

Основні показники роботи енергопостачальних компаній

Енергопостачальна компанія	Електроспоживання, млн кВт·год	Витрати електроенергії на її передачу, %	Максимальне навантаження, МВт
ВАТ ЕК "Дніпрообленерго"	30404,6	6,0	4018
ВАТ "Донецькобленерго"	12047,0	25,12	1917
ВАТ ЕК "Житомиробленерго"	2238,13	16,65	432,6
ВАТ "Запоріжжяобленерго"	13638,0	8,09	1772
АК "Київенерго"	9099,5	13,78	1555
ВАТ "Львівобленерго"	4509,6	14,42	798
ВАТ ЕК "Херсонобленерго"	2433,0	17,08	417
ВАТ ЕК "Чернівціобленерго"	1346,6	28,34	314

В основі активної енерго- та паливозберігаючої політики лежить найважливіше завдання – зменшення технологічних витрат електроенергії на її передачу (транспортування). Технологічні витрати електроенергії в електричних мережах – це один із важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, наглядний показник технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі.

У зв'язку з впровадженням ринкових відносин в електроенергетиці питання щодо зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах стало в один ряд з головними завданнями, спрямованими на забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних компаній, а також на збереження паливно-енергетичних ресурсів у галузі. Зважаючи на це, Мінпаливенерго видало наказ за №183 від 28.03.2002 р., яким роботу щодо зниження технологічних витрат визнано особливо важливою й яким намітило конкретні завдання щодо дотримання затверджених нормативних показників та зниження понаднормативної величини технологічних витрат енергії.

Першопричиною такого кроку з боку Мінпаливенерго стало те, що за 2001 р. загальні технологічні витрати електроенергії в електромережах у цілому по Міністерству склали 33,6 млрд кВт·год або 21,4% від відпуску електроенергії в електромережу, що на 1,5% більше, ніж за 2000 рік. Тільки для покриття зазначених обсягів технологічних витрат 2001 р. енергогенеруючими компаніями додатково використано понад 12 млн т умовного палива. Так, за січень – червень 2002 р. неприпустимо високий рівень загальних технологічних витрат електроенергії спостерігався: "Крименерго" – 40,8% від відпуску електроенергії в мережу; "Чернівціобленерго" – 37,3%; "Миколаївобленерго" та "Одесаобленерго" – на рівні 35,0%; "Херсонобленерго" – 34,0%; "Волиньобленерго" та "Вінницяобленерго" – на рівні 32,0%. Зазначені рівні в 1,5–2 рази перевищують середнє значення технологічних витрат електроенергії в цілому по Мінпаливенерго [9, 10].

Найвищий рівень технічної складової технологічних витрат електроенергії, яка в цілому по Мінпаливенерго за звітний період поточного року становить 11,1 млрд кВт·год або 14,0%, мають: "Закарпаттяобленерго" та "Чернівціобленерго" – на рівні близько 23,0%, "Тернопільобленерго" – 21,0%, "Херсонобленерго" – 19,0%, "Хмельницькобленерго" та "Житомиробленерго" – 18,0%.

Поелементний аналіз електромереж свідчить, що такий рівень технічних втрат цих енергопостачальних компаній пояснюється неоптимальними режимами роботи повітряних ЛЕП 110 кВ, нераціональною побудовою схеми 110 кВ та неефективним завантаженням силових трансформаторів на підстанціях 10–110 кВ, у результаті чого втрачається до 21% сумарної величини технічних втрат електроенергії в мережі. Але найбільші технічні втрати енергопостачальних компаній спостерігаються в електромережах 0,4 кВ і сягають сьогодні 35% від сумарних технічних втрат в мережі 0,4–110 кВ. У таких енергопостачальних компаніях, як "Київенерго", "Закарпаттяобленерго", "Севастопольенерго", "Тернопільенерго", "Миколаївенерго" технічні втрати у вищезазначених мережах сягають до 53%.

Для визначення особливостей технологічного процесу передачі електроенергії необхідно проаналізувати фізичну суть її втрат та виявити основні математичні залежності. Відомо, що при передачі електроенергії від джерел до споживачів і перетворенні напруги за допомогою трансформаторів її частина неминуче витрачається на нагрів провідників і створення електромагнітних полів. Це – технологічна витрата на передачу електроенергії. Для трифазної мережі змінного струму її величина визначається за виразом [11]

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \left[3R_i \int_0^T I_i^2(t) dt + \frac{\Delta P_{xi}}{U_{номi}^2} \int_0^T U_i^2(t) dt \right], \quad (1.7)$$

де n – кількість елементів у мережі; R_i – активний опір i -го елемента; T – величина розрахункового періоду; $I_i(t)$ – повний струм i -го елемента в момент часу t ; ΔP_{xi} – втрати потужності холостого ходу i -го елемента при номінальній напрузі (паспортні втрати обладнання); $U_{номi}$ – номінальна напруга i -го елемента; $U_i(t)$ – фактичне значення напруги на i -му елементі в момент часу t .

З виразу (1.7) видно, що сумарні технологічні втрати складаються з втрат навантаження та втрат холостого ходу. Згідно із законом Джоуля-Ленца навантажувальні втрати в опорі прямо пропорційні квадрату струму та часу його проходження. Втрати холостого ходу залежать від підведеної напруги і не залежать від струму навантаження. Проаналізуємо складові формули втрат.

Активний опір лінії залежить від марки і перерізу дроту, кількості провідників у фазі, довжини лінії, а також від температури

дроту. Квадрат повного струму в елементі електричної мережі визначається відношенням суми квадратів активної і реактивної потужностей, що протікають по лінії, до квадрата лінійної напруги мережі. У свою чергу реактивна потужність, що протікає по лінії, залежить від характеру навантаження, індуктивного опору і ємнісної провідності лінії. Реактивні параметри лінії визначаються маркою дроту, типом використовуваних опор ЛЕП, розщеплюванням фази, повнотою циклу транспозиції тощо. На рівень напруги впливає розподіл реактивних потужностей у системі.

Втрати потужності холостого ходу в лінії складаються з кліматичних втрат (або втрат на корону) і втрат від струмів витоку по ізоляторах. Втрати на корону залежать від перерізу дроту, конструкції фази, робочої напруги, а також від погоди. Втрати на корону при поганій погоді значно зростають. При паморозі їх значення в 25–40 разів вище, ніж за хороших погодних умов [12]. Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній залежать від забрудненості атмосфери, числа гірлянд ізоляторів та їх стану. У районах, розташованих поблизу ТЕЦ, вугільних шахт, металургійних і хімічних підприємств втрати від струмів витоку в 20 разів вище, ніж у сільськогосподарських районах [13].

Підкреслимо, що втрати електроенергії поділяються на умовно-змінні (навантаження) і умовно-постійні (холостого ходу). У складі змінних враховуються втрати в активному опорі проводів ЛЕП і обмоток трансформаторів, у складі постійних – втрати в сталі трансформаторів, у шунтових конденсаторних батареях, синхронних компенсаторах, реакторах. Орієнтовна поелементна структура втрат наведена у табл. 1.9, з якої видно, що найбільш суттєвими є навантажувальні втрати в активному опорі проводів ліній електропередачі.

Таблиця 1.9

Структура втрат електроенергії, %

Елементи мережі	Втрати		
	Змінні	Постійні	Усього
Лінії електропередачі	55	10	65
Підстанції	15	20	35
У тому числі:			
- трансформатори	15	12	27
- інші елементи	-	8	8
Усього	70	30	100

Для аналізу втрат використаємо математичну модель. Для різних напруг та відповідно до них перерізів проводів розраховують втрати активної потужності на 1 км довжини від навантаження, що залежать від таких параметрів, як потужність, струм або коефіцієнт завантаження лінії, який змінюється від 0,1 до 1,0 з кроком 0,1. У моделі використовуються такі основні залежності.

Струм навантаження [14]

$$I = K_3 I_{\text{дон}}, \quad (1.8)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження лінії; $I_{\text{дон}}$ – допустимий струм проводу ЛЕП.

Потужність навантаження

$$P = \sqrt{3} I U \cos \varphi, \quad (1.9)$$

де U – напруга мережі; φ – кут між векторами струму та напруги.

Втрати потужності

$$\Delta P = \frac{P^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}, \quad (1.10)$$

де R – активний опір лінії, що визначається як

$$R = r_0 L, \quad (1.11)$$

де r_0 – питомий опір проводу (знаходиться за довідниками); L – довжина лінії (в моделі приймаємо 1 км).

Далі для різних напруг та відповідно до них перерізів проводів будується графік втрат активної потужності на 1 км довжини ЛЕП від потужності навантаження. Графік будується в межах від 0 до допустимої потужності $P_{\text{дон}}$, що розраховується за формулою (1.9), підставляючи замість струму значення $I_{\text{дон}}$. У моделях розглядаються залежності втрат потужності в ЛЕП на 1 км довжини від величини навантаження для різних напруг та перерізів проводів марки АС при $\cos \varphi = 0,9$.

Врахування коефіцієнта завантаження лінії пов'язане з нерівномірністю електроспоживання та наявністю перетоків електроенергії,

які наочно представлені на рис. 1.5. Наприклад, о 6-й годині ранку вихідного дня (рис. 1.5, б) електроспоживання значно перевищує генерацію, що свідчить про постачання електроенергією споживачів від іншої енергосистеми. І навпаки, о 20-й годині того ж самого дня обсяг споживання енергії менший за обсяг вироблення, що підтверджує її перетік до іншого регіону.

Модель застосовуємо для визначення втрат у мережах напругою 110, 220, 330, 500 та 750 кВ. Крім того, вона може бути використана і для інших рівнів напруг.

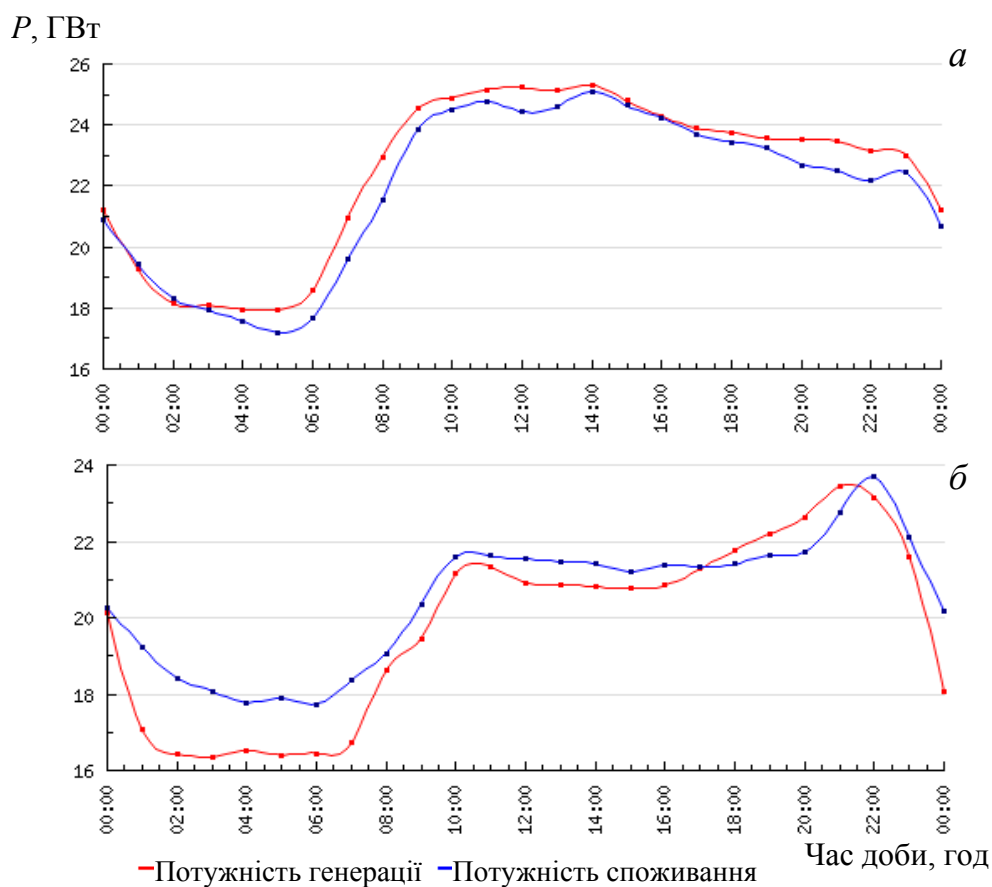


Рис. 1.5. Графіки електричного навантаження енергетичної системи протягом робочого (а) та вихідного (б) днів тижня

У табл. 1.10 наведено результати розрахунків втрат електричної потужності залежно від навантаження для деяких найбільш застосовуваних рівнів напруг та перерізів проводів ЛЕП. Отримані залежності графічно зображені на рис. 1.6, з якого видно, що вони мають нелінійний характер.

Швидкість зростання втрат потужності при однаковому збільшенні навантаження при більшому завантаженні більша, ніж при меншому. З цього робимо висновок, що заходи з розвантаження

повітряних ліній електропередач з метою зменшення втрат потужності в них є найбільш ефективними при більшому завантаженні ЛЕП.

Таблиця 1.10

Втрати електричної потужності залежно від навантаження для різних рівнів напруг та перерізів проводів ЛЕП

K_3	АС-185; $U = 110$ кВ			АС-240; $U = 110$ кВ			$2 \times$ АС-400; $U = 330$ кВ			$4 \times$ АС-400; $U = 750$ кВ		
	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$
0,1	51	8,7	1,2	61	10,5	1,3	82,5	42,4	0,7	82,5	96,5	0,4
0,2	102	17,5	5,0	122	20,9	5,3	165,0	84,9	3,0	165,0	192,9	1,5
0,3	153	26,2	11,2	183	31,4	11,9	248,0	127,3	6,7	248,0	289,4	3,4
0,4	204	35,0	19,9	244	41,8	21,1	330,0	169,8	11,9	330,0	385,8	6,1
0,5	255	43,7	31,0	305	52,3	32,9	413,0	212,2	18,6	413,0	482,3	9,5
0,6	306	52,5	44,7	366	62,8	47,4	495,0	254,6	26,8	495,0	578,7	13,7
0,7	357	61,2	60,8	427	73,2	64,5	578,0	297,1	36,5	578,0	675,2	18,7
0,8	408	70,0	79,4	488	83,7	84,3	660,0	339,5	47,7	660,0	771,6	24,4
0,9	459	78,7	100,5	549	94,1	106,7	743,0	382,0	60,4	743,0	868,1	30,9
1,0	510	87,5	124,1	610	104,6	131,7	825,0	424,4	74,5	825,0	964,5	38,2

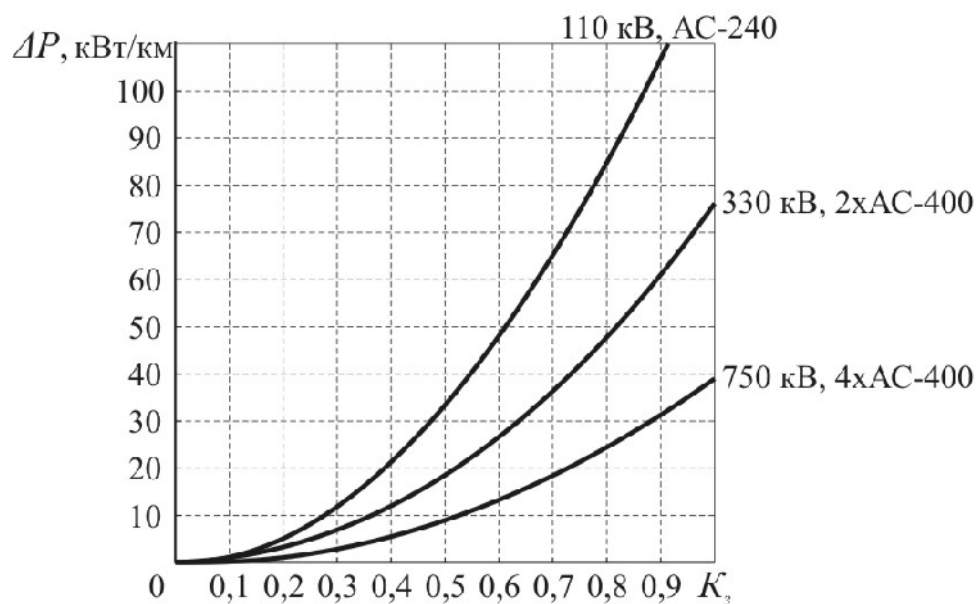


Рис. 1.6. Криві питомих втрат потужності в повітряних ЛЕП

Для визначення втрат електроенергії використовуються такі формули. Струм, що протікає по повітряних ЛЕП, кА,

$$I_{mi} = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_i},$$

де S_m – споживана потужність, МВ·А; U_i – напруга лінії, кВ; i – порядковий номер рівня напруги: $i = 1 - U = 35$ кВ, $i = 2 - U = 110$, $i = 3 - U = 150$, $i = 4 - U = 330$ кВ.

Час найбільших втрат

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right) \cdot 8760,$$

де T_m – кількість годин використання максимуму навантаження, год/р.
Тоді втрати електроенергії

$$\Delta W_i = 3I_{mi}^2 r_i \tau_m,$$

де r_i – питомий опір лінії, Ом/км.

Наведені формули використовуються також для всіх рівнів напруг – 35, 110, 150 та 330 кВ. За таких умов було визначено втрати електричної енергії у магістральних повітряних ЛЕП; результати розрахунку графічно відображені на рис. 1.7.

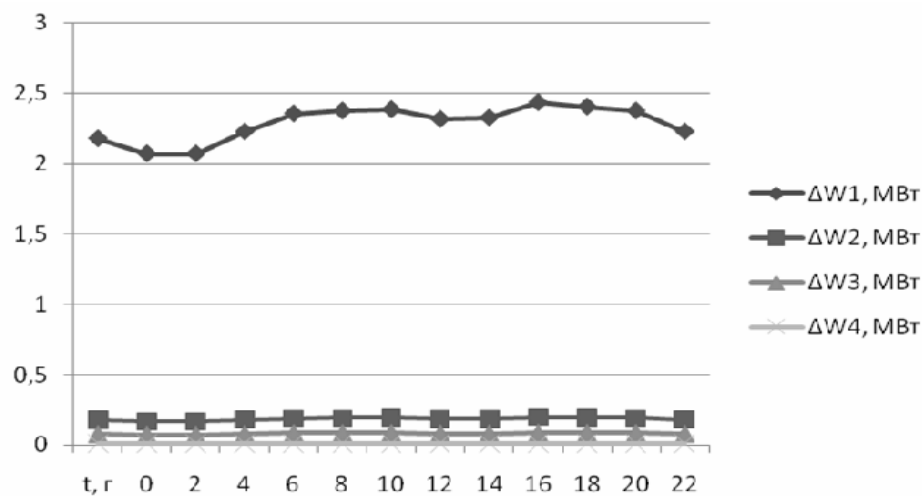


Рис. 1.7. Залежності втрат електроенергії ΔW від часу доби, де ΔW_1 , ΔW_2 , ΔW_3 , ΔW_4 відповідають напругам 35, 110, 150 та 330 кВ

Аналіз графіків (рис. 1.7) виявив, що:

- форма графіка електричного навантаження пов'язана з формою графіка втрат електроенергії у повітряних ЛЕП (особливо чітко це помітно при нарузі 35 кВ – помітні два піки втрат та їх різке зниження у години нічного провалу);

- рівень споживання електричної енергії визначає втрати енергії у повітряних ЛЕП;

- при напрузі 35 кВ спостерігаються значно більші втрати електроенергії у повітряних ЛЕП, ніж при напругах 110, 150 та 330 кВ, що викликано більшими струмами у лініях.

В експлуатаційному обслуговуванні НЕК "Укренерго" на 01.01.2007 р. знаходилося 21159,04 км повітряних ліній електропередач (ЛЕП) по трасі. З них напругою, кВ:

- 880 – 98,54 км;

- 750 – 4119,60;

- 500 – 374,76;

- 400 – 338,95;

- 330 – 12638,30;

- 220 – 3049,35;

- міждержавних 35-110 кВ – 539,54.

Якщо підвищити коефіцієнт нерівномірності ГЕН з $\alpha = 0,8$ до 0,9 тільки для ЛЕП 110, 330 і 750 кВ з урахуванням їхньої довжини $L_{лен}$, то можна отримати зменшення втрат електроенергії на 1280 млн кВт·год. При цьому річний час найбільших втрат τ_m приймається виходячи з максимального навантаження, що дорівнює 6 годинам на добу. Тоді $\tau_m = 6 \cdot 365 = 2190$ год на рік.

Такий розрахунок виконаний з урахуванням напруги лінії та різниці питомих втрат потужності ΔP_U відповідно для $\alpha = 0,8$ і $\alpha = 0,9$:

$$\Delta W_U = \Delta P_U L_{лен} \tau_m.$$

Подібне зниження втрат електроенергії дозволить зберегти близько 500 тис. т умовного палива на рік.

2. ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1. Загальні умови та обставини

Для вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання створені нині практично всі умови. Так, наприклад, ДСТУ 3440-96 "Системи енергетичні" визначає, що системною оптимізацією режимів електропостачання є низка заходів, які спрямовані на забезпечення ефективності вироблення, розподілення та постачання електроенергії й які базуються на новітніх науково-технічних засобах та проблемно-орієнтованих знаннях. Таке визначення пов'язано з енергозбережним функціонуванням енергосистеми – науково-технічним, фінансово-економічним, адміністративно-правовим, організаційним та іншим регулюванням процесів вироблення, перетворення, передачі й використання енергетичних ресурсів. У свою чергу енергозбережне функціонування більшою мірою визначається економією паливно-енергетичних ресурсів, тобто відносним зменшенням витрат паливно-енергетичних ресурсів. Таке зменшення відбувається за допомогою регулювання попиту на енергію шляхом розроблення та впровадження стратегічних програм, що враховують потреби енергосистеми та споживачів енергії.

Для реалізації загальних наукових та методично-правових умов ДСТУ роз'яснює, за рахунок яких технічних засобів можливо здійснювати, насамперед, вироблення електроенергії, та наводить тлумачення понять: блок-станція, базисна, напівпікова та пікова електростанція, базисний та маневрений режими електростанції та ін. Окрім того, у ДСТУ 2790-94 роз'яснюється поняття "комбінована електропостачальна система".

З урахуванням існуючої проблеми нерівномірності електроспоживання та за наявності правових законодавчих засад нами виконана певна деталізація та економічне обґрунтування способу електропостачання підприємства, в якому шляхом уведення інших технологічних параметрів створюється можливість вирівнювання ГЕН в енергосистемі, забезпечується зниження рівня споживаної потужності на підприємстві та, як наслідок, економія палива на ТЕС, зменшення собівартості вироблення енергії й енерговитрат, а також керування режимами електроспоживання підприємства [15]. Задача вирішується за допомогою того, що у відомому способі підприємство здійснює

електропостачання від централізованої енергосистеми (ЦЕС), визначає періоди пікових (напівпікових) навантажень в енергосистемі та згідно з винаходом, протягом цих періодів електропостачання здійснюється від автономного маневреного джерела підприємства (АМДП). Спосіб реалізується таким чином. Для добового інтервалу часу визначають періоди пікових, напівпікових навантажень і нічного провалу в ЦЕС. Також задають рівень споживаної потужності підприємства з урахуванням особливостей режиму електроспоживання. У періоди пікових (напівпікових) електричних навантажень електропостачання підприємства здійснюється від АМДП, що дозволяє знизити дефіцит маневреної потужності в енергосистемі та зменшити тривалість роботи і навантаження ТЕС, які вимушені функціонувати в такі періоди в маневреному режимі з підвищеною питомою витратою палива та рівнем фізичного зносу. При цьому очікуване зниження витрати палива складає 500 т у.п. на 1 МВт зменшення потужності в періоди пікових навантажень в енергосистемі за рік. При настанні періоду нічного провалу навантажень в енергосистемі виконують автоматичне перемикання джерела електропостачання з АМДП на ЦЕС. Для цього встановлюють пристрій синхронізації систем електропостачання з метою виключення перерв в подачі електроенергії працюючим електроприймачам підприємства. Запропонований спосіб електропостачання окрім зменшення витрати палива на ТЕС дозволяє значно скоротити витрати на електроенергію для підприємства (до 1 млн грн на 1 МВт споживаної потужності за рік залежно від наявності власного палива для АМДП) при оплаті за диференційованим тарифом. Цього досягають за рахунок ефективного керування системами електропостачання: в періоди пікових (напівпікових) навантажень в енергосистемі, коли електроенергія коштує дорого (коефіцієнт до тарифу складає 1,68 і 1,02 відповідно), електропостачання здійснюють від АМДП; в період нічного провалу, коли вартість електроенергії у ЦЕС значно знижується (коефіцієнт до тарифу складає 0,35), підприємство купує її в енергосистемі.

Крім того, у роботі [16] говориться, що енергетичні газові турбіни середньої та великої потужності можуть стати альтернативою для покриття дефіциту електроенергії в Україні в денний час та згладжування добового графіка навантаження. Зменшення навантаження на застарілу українську теплоенергетику в денний час та її експлуатація в умовах, близьких до постійного навантаження протягом доби, дозволять продовжити ресурс використання багатьох ТЕС країни.

Незважаючи на спроможність вирішення проблеми та наявність необхідних умов, існують ускладнюючі обставини, що полягають у правильному обліку всіх витрат, пов'язаних із спорудженням власного джерела [17]. Найпоширенішою помилкою є те, що при визначенні цих витрат на першому етапі розрахунків, коли, власне, і ухвалюється саме рішення, враховують тільки вартість спорудження самих енергоблоків, використовуючи цінові показники їх виробників, чого явно недостатньо. В кращому разі враховують також витрати, пов'язані з реконструкцією електричних, теплових і газових мереж внутрішнього енергопостачання. Наприклад, реконструкція внутрішньої системи енергопостачання може бути потрібна:

- у зв'язку із зростанням струмів короткого замикання при приєднанні до мереж додаткових джерел електроенергії;
- для забезпечення стійкої роботи генераторів при коротких замиканнях у внутрішній мережі;
- при перебудові релейних захистів і автоматики в системі внутрішнього електропостачання.

Проте цього недостатньо. Необхідно також урахувати витрати на реконструкцію зовнішнього електро- і газопостачання. Ці витрати у кожному конкретному випадку можуть істотно відрізнитися за величиною залежно від місцевих умов. Практика засвідчила, що іноді вони виявляються зіставними з вартістю спорудження незалежного джерела. Природно, така споруда стає економічно недоцільною. У цьому випадку вельми неприємним сюрпризом виявляються технічні умови енергосистеми, що вимагають великих, не врахованих економічним розрахунком, витрат на реконструкцію зовнішніх мереж. Так, з практики відомий випадок, коли підприємству, яке мало намір спорудити власне додаткове джерело електропостачання, що складається з чотирьох генераторів потужністю по 1000 кВт кожний, технічними умовами енергосистеми було приписане спорудження нової підстанції 220/110/6 кВ на додаток до вже існуючої на підприємстві підстанції 110/6 кВ. Зрозуміло, що ні про яку окупність енергоблоків у такій ситуації не може бути й мови.

Все ж таки, як не парадоксально здається на перший погляд, при більш кмітливому вивченні ситуації можна углядіти, що певні мотиви для подібних вимог у енергосистеми можуть бути. Так, у згаданому вище випадку, свої вимоги енергосистема обґрунтувала тим, що повітряні ЛЕП 110 кВ, від яких живиться існуюча заводська підстанція 110/6 кВ, є занадто важливими, оскільки здійснюють зв'язок по-

тужної районної підстанції з великою ТЕЦ. Крім того, від цих ліній відпайками живляться ряд підстанцій міських і промислових районів. При приєднанні додаткових генераторів існуючі системи релейного захисту та автоматики можуть працювати з відхиленнями, що може призвести до значних системних аварій.

Виявляється вельми суперечливим питання, чи правомірно перекладати тягар реконструкції мереж енергосистеми на підприємства, які проявляють ініціативу спорудження додаткових джерел електроенергії, що фактично розвантажують мережі енергосистеми як за активною, так і за реактивною потужностями, полегшують режими її роботи, сприяють стабілізації рівнів напруги? Така політика може лише налякати й без того нечисленних інвесторів, які вкладають свій капітал в розвиток малої енергетики, а у споживачів відбити всяке бажання мати власне джерело електропостачання.

Крім того, існує проблема якості електроенергії, тому що практично всі її показники погіршуються із зменшенням потужності автономно працюючих генераторів. Так, величини коливань напруги при швидкій зміні навантаження обернено пропорційні потужності короткого замикання в мережі або сумарній потужності генераторів. Аналогічним чином, тільки різною мірою, залежать від потужності генераторів й інші показники якості електроенергії. У ряді випадків їх значення виходитимуть за межі, встановлені ГОСТ 13109-97. При цьому будуть потрібні розрахунки і, можливо, спеціальні заходи щодо забезпечення якості електроенергії. Ускладнюються питання стосовно забезпечення чутливості релейних захистів у системі автономного електропостачання, постає проблема забезпечення надійності живлення ланцюгів оперативного струму.

Існує світовий досвід, де сьогодні більше 65% нових електрогенеруючих потужностей, що вводяться в експлуатацію (базовий і маневрений режими), базуються на використанні парогазових установок та газотурбінних ТЕС, які за багатьма показниками перевершують традиційні пилувугільні паротурбінні станції.

Незважаючи на такий досвід і на переваги та економічну доцільність впровадження маневрених потужностей на рівні промислових підприємств та окремих регіонів за рахунок бізнес-структур, НКРЕ не проводить активну політику з вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання.

2.2. Наявність газотурбінних маневрених джерел енергії

За даними роботи [16], не дивлячись на дефіцит природних енергоносіїв, приблизно 75% газових турбін потужністю більше 15 МВт використовуватимуть як паливо природний газ. Швидке зростання світових цін на газ і труднощі його доставки в деякі райони світу, навіть у зрідженому стані, сприятимуть підвищенню ролі вугілля як джерела енергії. Тому швидкий розвиток енергетичного газотурбобудування буде супроводжуватися розробкою і впровадженням нових технологій отримання синтетичного газу з вугілля та інших природних енергоносіїв.

Україна виробляє газотурбінні установки простого циклу, які можуть застосовуватися для покриття дефіциту електроенергії в денний час і згладжування навантаження на теплову енергетику. До них відносяться серійні промислові газові турбіни потужністю до 25 МВт, газова турбіна ГТЕ-60 потужністю 60 МВт (ДП НВКГ "Зоря-Машпроект"), яка буде введена в експлуатацію найближчим часом, а також газова турбіна російсько-українського виробництва UGT-110000 потужністю 114 МВт. Ці турбіни не поступаються західним аналогам за економічністю, більш того, установка UGT-110000 за ваговими характеристиками перевершує зарубіжні газові турбіни: при масі близько 60 тонн її питома вагова характеристика складає тільки 0,52 кг на кіловат встановленої потужності.

Перспективним буде для України використання ПГУ в металургійному комплексі, де власна потреба в електроенергії складає до 2000 МВт, причому частина цієї потужності використовується в денний час. За даними ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", утилізація теплоти доменного газу при використанні парогазових установок ПГУ-150 потужністю 150 МВт дозволить не тільки підвищити ККД утилізації з 10 – 12% (паротурбінний блок) до 40 – 45%, але й виробити для України до 2,0 ГВт·год електроенергії, які можуть бути направлені на потреби металургії. Це допоможе істотно знизити навантаження на теплову енергетику. Алчевській металургійний комбінат розпочав будівництво трьох парогазових установок на доменному газі потужністю 150 МВт кожна фірми Mitsubishi (вартість будівництва – близько 480 млн дол.). Проте розрахунки, виконані в ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", свідчать, що економічно привабливішим є проект створення української ПГУ-150 на базі ГТУ типу UGT-110000, який може бути втілений протягом двох-трьох років.

Ще одним важливим напрямом використання ПГУ-150 є нафтопереробний комплекс України. При освоєнні технології глибокої переробки нафти з утилізації відходів нафтопереробних заводів України можна отримати майже 1,5 ГВт·год електроенергії, які можуть бути направлені на згладжування графіка денного електроспоживання.

Для вирішення цієї проблеми сьогодні в Україні є всі умови. Розробляються і виробляються конкурентні на світовому ринку газові турбіни простого циклу та парогазові установки малої і середньої потужності, а в кооперації з Росією – ПГУ великої й надвеликої потужностей. Зокрема, для покриття денного дефіциту потужності в обсязі 1100 МВт в Україні необхідно встановити сім ПГУ-150 сумарною вартістю близько 1 млрд дол.

При правильній організації українська енергомашинобудівна промисловість може виробити до 80% елементів ПГУ великої та надвеликої потужностей. Хороші перспективи має створення установок, працюючих на низькокалорійних газах – доменному газі та відходах глибокої переробки нафти. Важливого значення для розвитку газотурбобудування набуває промислова газифікація вугілля з українських родовищ, що дозволить зменшити споживання природного газу.

З метою підвищення ефективного використання палива на ТЕС енергосистеми та створення сприятливих умов для роботи АЕС доцільно споруджувати електричні станції середньої потужності безпосередньо на підприємствах з взаєморозрахунками за електроенергію за прогресивним диференційованим тарифом. У першу чергу споруджувати власні станції необхідно на великих підприємствах, наприклад, гірничо-металургійного профілю, споживана електрична потужність яких складає 100 МВт і більше. При цьому необхідно передбачати спорудження сучасних електричних станцій, ефективно працюючих в маневреному режимі з високим значенням ККД (не менше 45%).

Паливом для ГТУ традиційно може бути природний газ з теплою згорання 33 МДж/м^3 або синтез-газ за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля з теплою згорання 15 МДж/м^3 , а також за технологією підземної газифікації ($11,58 \text{ МДж/м}^3$).

Стосовно особливостей роботи ГТУ або ПГУ, то вони широко розкриті у відповідній літературі. Як основне обладнання пропонується використовувати реально апробоване газотурбінне устаткування вітчизняних і світових виробників:

- ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", м. Миколаїв;

- ВАТ "Мотор Січ", м. Запоріжжя;
- ДП "Івченко-Прогрес", м. Запоріжжя;
- ВАТ "Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе", м. Суми;
- ВАТ "АК "Південтрансенерго", м. Запоріжжя;
- фірми "General Electric", "Siemens" тощо.

Величина ККД з вироблення електроенергії в розімкненому циклі газотурбінної установки знаходиться в межах 30 – 45%. З метою підвищення ефективності згорання палива газова турбіна оснащується котлом-утилізатором. Тип котла-утилізатора визначається залежно від наявності споживача теплової енергії:

а) когенераційні установки:

- за наявності опалювального навантаження застосовується водонагрівальний котел-утилізатор;

- за наявності потреби в технологічній парі встановлюється паровий котел-утилізатор на параметри пари, що вимагаються. Коефіцієнт використання тепла палива на когенераційних установках може досягати 90%;

б) парогазові установки:

- у разі потреби в тепловій енергії може бути створена ПГУ. У цьому випадку паровий котел розробляється на енергетичні параметри пари. Пара після котла-утилізатора використовується в паровій турбіні для додаткового вироблення електроенергії. ККД з вироблення електроенергії на парогазових установках на основі сучасних газових турбін досягає 55% і більше, а загальний коефіцієнт використання тепла палива – до 90%.

Для ГТУ може використовуватися як газоподібне, так і рідке паливо (наприклад, дизельне). Для спалювання в газових турбінах може застосовуватися:

- природний газ;
- попутний газ нафтопереробки;
- шахтний метан із вмістом метану 45% і більше;
- зворотні гази металургійного, коксохімічного, нафтохімічного та інших виробництв.

Встановлюваний котел-утилізатор розробляється у кожному конкретному випадку з урахуванням характеристик газової турбіни, потреби в тепловій енергії та теплової схеми енергоустановки.

ТОВ "Енерготехпром" (м. Дніпропетровськ) розробило прогресивні газові проекти та технології, які були впроваджені у виробництво (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Енергетичні проекти ТОВ "Енерготехпром"

Назва розробки	Підприємство, де було введено розробку	Обсяги впровадження	Рік впровадження
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 25 МВт у складі газової турбіни UGT-25000 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор продуктивністю 100 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Концерн "Стирол", м. Горлівка, Донецька обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2006
Парогазова електростанція ПГУ-52 МВт потужністю 2 МВт у складі двох газових турбін ГТЕ-20С "Салют", двох котлів-утилізаторів продуктивністю по 40 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С, одна парова турбіна ПТ-12-3,4/1,0-1 ВАТ "КТЗ". Паливо – природний газ	ТЕЦ ВАТ "Ліпецька генеруюча компанія", м. Єлець, Росія	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2009
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 200 МВт у складі 8-ми газових турбін MS 5001 фірми GE з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ГТЕСН Ванкорського родовища ЗАТ "Банкорнафта", Росія	Запроектовано. Побудовано. І черга (4 блока) уведена в експлуатацію	2010
Когенераційний енергоблок потужністю 15 МВт у складі газової турбіни ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор з тиском 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Картонно-тарний комбінат, м. Рубіжне, Луганська обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2003
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 48 МВт у складі 3-х газових турбін ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект" з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ТЕЦ м. Кизил-Орда, Казахстан	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2005

2.3. Розташування джерел енергії в Україні

На території України розташовані електростанції трьох основних типів: атомні, теплові та гідроелектростанції. Останній тип поділяють на два види: безпосередньо гідро- та гідроакумуючі. На рис. 2.1. наведено карту об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, на якій розташовані усі основні електростанції, підстанції та зображені магістральні лінії електропередач на території країни. За допомогою магістральних ЛЕП різних рівнів напруги електростанції та підстанції об'єднані в єдину енергетичну систему. Функціонування цієї системи неможливо без ще одного елемента – споживачів електроенергії. Бачимо, що ОЕС України досить розгалужена та переплітається з енергетичними системами усіх сусідніх держав.

Об'єднана енергетична система України

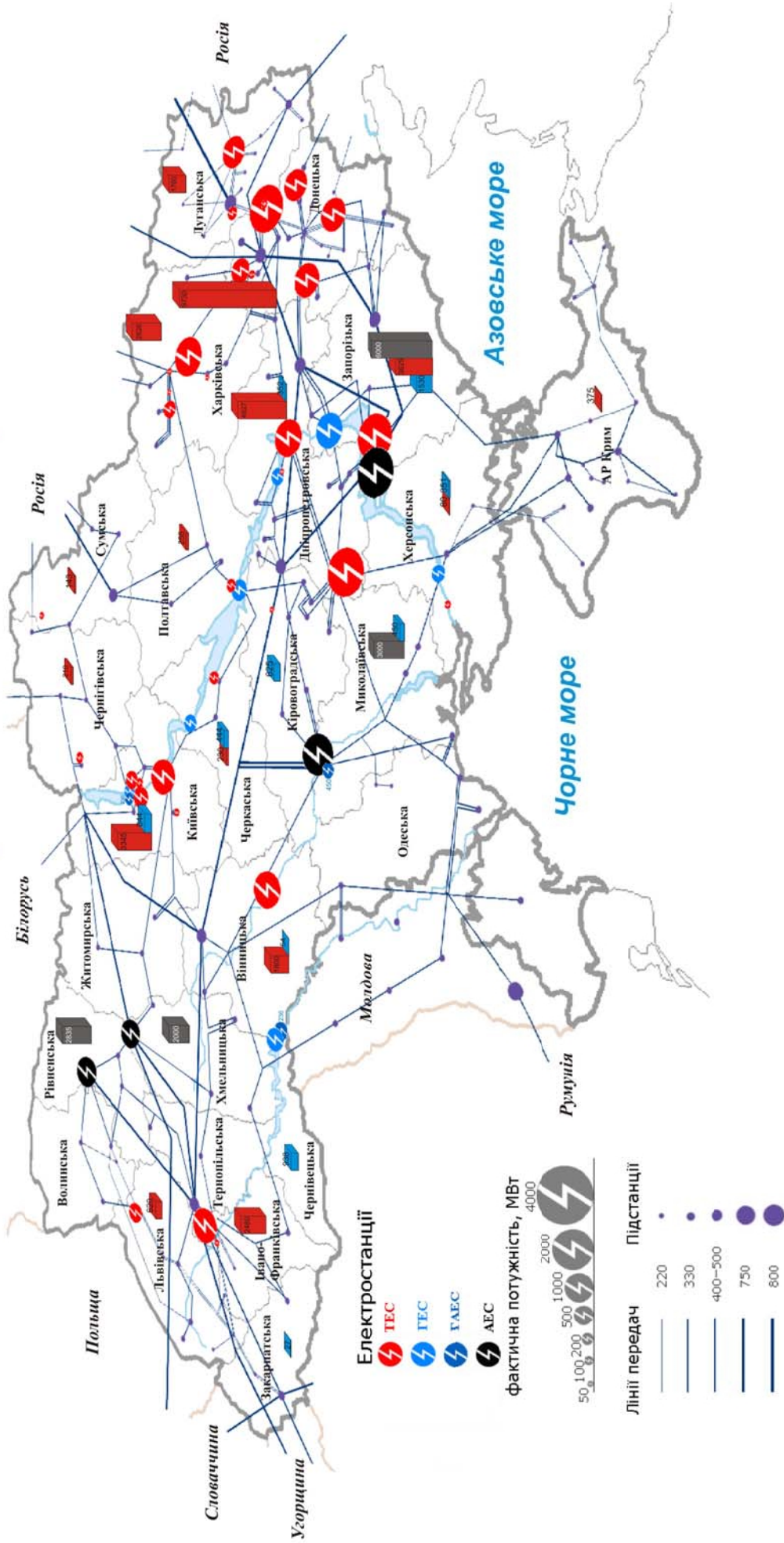


Рис. 2.1. Карта об'єднаної енергетичної системи України

На карті можна побачити, що за встановленою потужністю на першому місці знаходяться теплові, на другому – атомні, на третьому – гідроелектростанції. Також видно, що значне місце серед ліній електропередач займають повітряні ЛЕП напругою 750 та 330 кВ.

Основні потужності ТЕС розташовані в тих промислово розвинутих районах, де знаходиться більшість потужних споживачів електроенергії та є великі запаси палива (вугілля). Це Донецька (загальна генеруюча потужність складає 10120 МВт), Запорізька (8951 МВт), Дніпропетровська (5247 МВт) та Харківська (2816 МВт) області. "Велика" гідроенергетика розташовується лише на річках з найбільш сприятливими умовами – Дніпрі та Дністрі. Атомні електростанції будуються в місцях з нестачею електричних потужностей та наявністю великих водоймищ. Взагалі електростанції розкидані по всій території України залежно від необхідної потужності для кожного її регіону, але це стосується тільки базової частини ГЕН.

Як бачимо з рис. 2.1, ГЕС і ГАЕС віддалені від потужних споживачів, а оскільки вони є джерелом покриття максимумів навантажень (змінної частини ГЕН), то вимушені передавати значні обсяги електроенергії по магістральних ЛЕП на значні відстані до цих споживачів. Це в свою чергу призводить до значних втрат енергії та потужності в повітряних ЛЕП, що викликані її перетоками. І чим більша потужність передається – тим значніші втрати. Електростанції інших типів (зокрема, ТЕС і ТЕЦ) також передають електроенергію до споживачів у пікову та напівпікову зони графіка електроспоживання, але на меншу відстань, тому втрати на транспортування не такі значні.

Електростанції різних типів працюють кожна у своєму режимі. Атомні станції працюють лише в рівномірному режимі, тобто вони цілодобово генерують майже однакову потужність, яка може регулюватися в незначному діапазоні (0,85 – 0,95). Вони є базою графіка електричних навантажень. Гідроелектростанції є маневреним джерелом енергії та працюють в нерівномірному режимі з діапазоном регулювання потужності від нуля і до максимального значення залежно від потреб споживачів. ГЕС та ГАЕС в основному задіяні в години піків для покриття максимумів навантаження. Багато ТЕС вимушені працювати також у маневреному режимі, але зі значно меншим діапазоном регулювання потужності (0,7 – 0,9), а деякі енергоблоки взагалі розвантажуються до величини 0,5 від номінальної потужності. Також можлива і тимчасова їх зупинка з наступним запуском, але цей процес займає багато часу і не дає можливості швидко реагувати на

перепади споживаної потужності. Теплові електростанції задіяні у змінній частині ГЕН і частково в піковій зоні. Однак робота ТЕС у маневреному режимі неекономічна й призводить до більш швидкого зношення обладнання. Причина такого неефективного режиму – недостатність маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС для повного покриття пікових навантажень.

Показником можливості зміни потужності енергоагрегатів електростанцій служить так званий технічний мінімум навантаження K_{mex} – відношення якнайменшої допустимої потужності до встановленої. Значення K_{mex} для різних видів електростанцій наведені у табл. 2.2, звідки випливає, що за цим показником ГЕС і ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ і АЕС.

Таблиця 2.2

Режимні значення показників різних електростанцій

Електростанції	Технічний мінімум навантаження K_{mex}	Час набору повної потужності з "холодного" стану, хв
Атомні	0,85–0,95	390–660
Теплоелектроцентралі	0,8	90–180
Паротурбінні конденсаційні	0,7–0,9	90–180
Газотурбінні	0	15–30
Гідравлічні	0	1–2

Слід зазначити, що в Україні сумарна встановлена потужність теплових і атомних станцій перевищує, і досить значно, мінімальну потужність, потрібну вночі, а тому виникає проблема розвантаження у період провалу графіка добового навантаження.

ГАЕС можуть брати ефективну участь у покритті різних зон змінної частини ГЕН. Пікові ГАЕС працюють у генераторному режимі 4–6 годин на добу, напівпікові – до 12–14 годин. У години провалу графіка навантаження (близько 7 годин на добу) ГАЕС діють у насосному режимі. Завдяки великій маневреності ГАЕС оперативно реагують на будь-які зміни в енергетичній системі, на вмикання і вимикання різних споживачів електроенергії. Аналіз роботи ГАЕС за кордоном виявив, що агрегати включаються у роботу в турбінному або насосному режимі до 20–30 разів на добу.

Потреба в гідроакумулюючих електростанціях різко відчувається в Україні. При пошуку майданчика для побудови ГАЕС традиційного (наземного) типу в країні зіткнулися з певною проблемою. Як

свідчить досвід проектування, за топографічних умов в основному можлива споруда ГАЕС з напором, близьким до 100 м і меншим, що вимагає створення басейнів значної місткості, важких турбін і трубопроводів великого перерізу. Виявлені майданчики розташовані в складних геологічних умовах, на обвальних схилах. Крім того, створення цих ГАЕС вимагає відведення під споруди і басейни значних земельних угідь. Тому з метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більшими напорами (до 300 – 500 м).

Існує ще один тип електростанцій – газотурбінні. Діапазон регулювання потужності у них такий же великий, як і у ГЕС, та час набору її максимальної величини значно менший, ніж у ТЕС і АЕС, що дає всі підстави використовувати їх для покриття максимумів графіка електричних навантажень. Однак, нажаль, такі станції майже відсутні на території України. Побудова декількох таких станцій достатньо великої потужності поблизу найбільших електроспоживачів дозволила би виправити ситуацію з використанням ТЕС у неекономічному режимі та із значними втратами енергії через перетоки потужності.

3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1. Питомі витрати умовного палива

На практиці питомі витрати умовного палива g_0 розраховуються за фактичними даними вироблення електроенергії W та загальними витратами палива G шляхом ділення G на W . Однак такі розрахунки не пояснюють, з яких складових складається витрата умовного палива.

У роботі [3] автор запропонував залежність, що враховує дві складові: першу, постійну (при рівномірному ГЕН), та другу, залежну від нерівномірності графіка електроспоживання. Він вважав, що зміна паливної складової витрат залежно від кількості годин використання максимуму навантаження T_m зумовлена техніко-економічними характеристиками енергетичного обладнання. Витрата палива може бути визначена за паливними характеристиками, що відображають залежність витрати палива від виробленої електроенергії, режиму вироблення та техніко-економічних показників роботи основного обладнання, тобто

$$g_0 = 0,29 + \frac{200}{T_m}. \quad (3.1)$$

Загальний вигляд цієї залежності такий:

$$g_0 = g_{0w} + g_{0p}, \quad (3.2)$$

де g_{0w} – питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії при рівномірному ГЕН; g_{0p} – питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії для покриття (забезпечення) нерівномірної частини ГЕН.

Залежність (3.1) не може бути репрезентативною для теоретичного розгляду складових будь-яких реалізацій ГЕН. Вона не враховує якості палива, наявності відповідної кількості маневрених потужностей, можливості розгляду добових графіків електроспоживання, які є основою режимів роботи ТЕС. Зрозуміло, що для умов роботи Єдиної енергетичної системи колишнього СРСР 70–80 років минулого

століття з її структурою генеруючих потужностей і для загальної оцінки питомої витрати умовного палива тільки якогось узагальнюючого ГЕН великої країни можна було користуватися залежністю (3.1).

Якщо припустити, що ГЕН рівномірний, тобто $T_m = 8760$ год, то другий доданок $200/T_m$, що дорівнює питомій витраті умовного палива на вироблення електроенергії для покриття нерівномірної частини графіка, повинен обертатися в нуль, проте він складає $0,023$ кг/кВт·год. Питома витрата умовного палива за залежністю (3.1) для наведених умов буде $0,29 + 0,023 = 0,313$ кг/кВт·год, що не відповідає дійсності (див. табл. 3.1). Тому такий підхід для визначення питомих витрат умовного палива на генерацію електроенергії є простим з математичної точки зору, однак призводить до помилковості з причини недостатнього врахування впливу процесів фізичного характеру. Найбільш адекватні моделі можна отримати шляхом фізичного обґрунтування. З наведеного випливає необхідність проведення досліджень для вирішення важливої наукової задачі з визначення витрат умовного палива з урахуванням нерівномірності графіка електроспоживання.

Таблиця 3.1

Період року	Тарифні зони		
	Пік	Напівпік	Ніч
Осінньо-зимовий	538	382	369
Весняно-літній	423	371	365
Середньозважені за рік	504,5	380,2	367,6

При зміні навантаження на ΔP протягом часу $t_1 - t_2$ зміна витрати палива

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} \varphi \Delta P(t) dt, \quad (3.3)$$

де φ – відносний приріст витрати палива – перша похідна витрати палива з навантаження або збільшення витрати палива при зміні навантаження на одиницю. Цей показник змінюється залежно від навантаження. При переводі ТЕС із базового режиму в напівпіковий та далі в піковий (рис. 3.1) потужність станції збільшується і відповідно витрачається додаткова кількість палива, необхідна для забезпечення підвищеного навантаження.

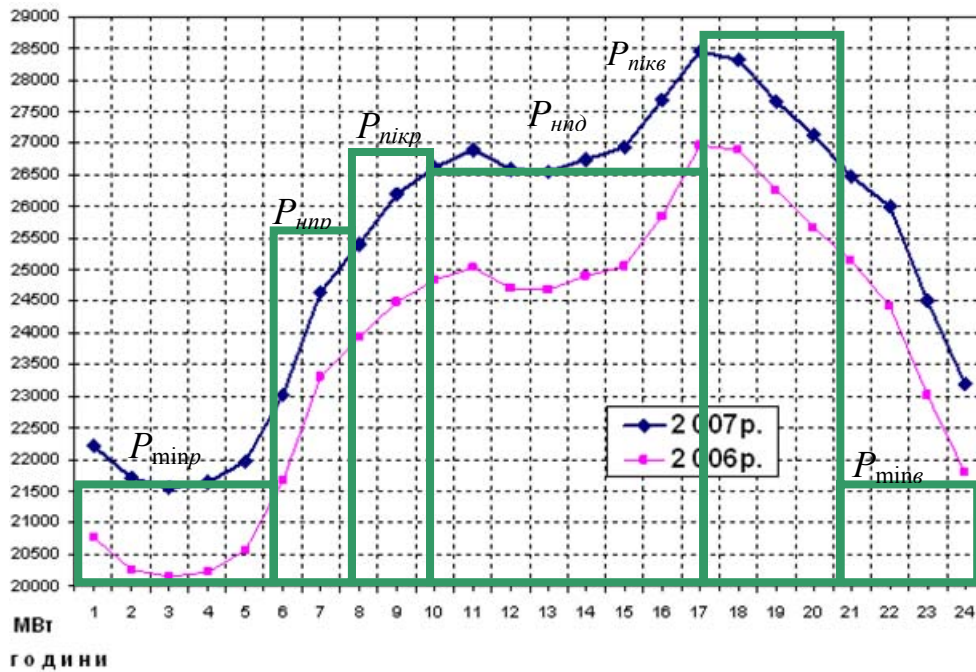


Рис. 3.1. Добовий ГЕН енергетичної системи України у грудні 2006 та 2007 років за робочі дні

Узагальнюючи дані з приросту потужності в періоди максимальних і мінімальних електричних навантажень, питомих витрат палива на один пуск енергоблока та їх кількість, ефективність використання палива за тарифними зонами, питомих витрат палива на холостому ході, були отримані показники для оцінки енергоефективності, що відповідають умовам залежності (3.3), див. табл. 3.1.

Розглянемо першу складову g_{0w} залежності (3.2). Із фізики відомо, що теоретична кількість теплової енергії, яка міститься у 1 кВт·год, $Q_w = 3,6$ МДж, а теплота згорання умовного палива $Q_{yn} = 29,3$ МДж/кг. Тоді, поділивши 3,6 на 29,3, отримаємо теоретичну кількість умовного палива для вироблення 1 кВт·год енергії ($g_{0m} = 0,12287$ кг у.п./кВт·год). Фактична кількість умовного палива при рівномірному ГЕН $g_{0w} = g_{0m} / \eta_{nn}$, де η_{nn} – коефіцієнт перетворення палива, що залежить від технічного стану котельного агрегата та його ККД, якості палива. З урахуванням усіх складових η_{nn} бачимо, що його значення знаходиться в межах 0,3 – 0,45. Тоді $g_{0w} = 0,4 - 0,27$ кг у.п./кВт·год.

Друга складова g_{0p} залежності (3.2) з'являється у випадку нерівномірності ГЕН. Враховуючи залежність (3.3), по суті необхідно отримати відносний приріст витрати палива у вигляді коефіцієнта, що відображає властивості ГЕН, наведеного на рис. 3.1.

Графіки електричних навантажень описуються різними показниками. Нерівномірність графіка у часі характеризує коефіцієнт форми. Своє найменше значення, тобто одиницю, він приймає при рівномірному у часі навантаженні. У роботі [18] доведено, що залежність коефіцієнта форми від коефіцієнта нерівномірності ГЕН α має такий вигляд: $K_\phi = \frac{1 + \alpha}{2\sqrt{\alpha}}$.

Оскільки коефіцієнт нерівномірності характеризує нерівномірність усього ГЕН, а зміна величини потужності відбувається декілька разів на добу, то вводимо поняття α_Σ – середньозважений коефіцієнт нерівномірності електричного навантаження. Він являє собою середньоарифметичне від коефіцієнтів нерівномірності в періоди проходження ранкового напівпіка, ранкового піка, денного напівпіка й вечірнього піка (рис. 3.1), тобто у часи підвищення навантаження:

$$\alpha_\Sigma = \frac{\alpha_{\min p}^{npr} + \alpha_{npr}^{nikr} + \alpha_{nnd}^{nikv}}{3},$$

$$\text{де } \alpha_{\min p}^{npr} = \frac{P_{\min p}}{P_{npr}}; \alpha_{npr}^{nikr} = \frac{P_{npr}}{P_{nikr}}; \alpha_{nnd}^{nikv} = \frac{P_{nnd}}{P_{nikv}}.$$

Таким чином, у формулу для визначення питомої витрати умовного палива вводимо другий доданок, чутливий до змін електричного навантаження:

$$g_{0p} = \frac{g_{0m}}{\eta_{nn}} (K_\phi - \alpha_\Sigma) = \frac{0,12287}{\eta_{nn}} (K_\phi - \alpha_\Sigma).$$

Для отримання α_Σ треба мати ГЕН, проте в статистичних даних найчастіше можна отримати значення просто α . Також треба встановити залежність між середньозваженим та загальним коефіцієнтами нерівномірності ГЕН. Для цього було проаналізовано понад 100 графіків електричних навантажень різних енергетичних систем за 2007 рік, для кожного з них були розраховані α та α_Σ (рис. 3.2).

Для визначення залежності використовуємо метод найменших квадратів. Відомо, що при емпіричному (експериментальному) вивченні функціональної залежності однієї величини y від іншої x роблять ряд вимірів y при різних значеннях величини x . Задача полягає у встановленні аналітичної залежності, що може описати резуль-

тати експерименту (рис. 3.2). Її особливість полягає у тому, що наявність випадкових похибок вимірювання (або "шуму" в експерименті) робить недоцільним підбір такої формули, яка б точно описувала всі значення, отримані експериментально. Іншими словами, графік функції не повинен проходити через усі точки (рис. 3.2), він має згладжувати "шум".

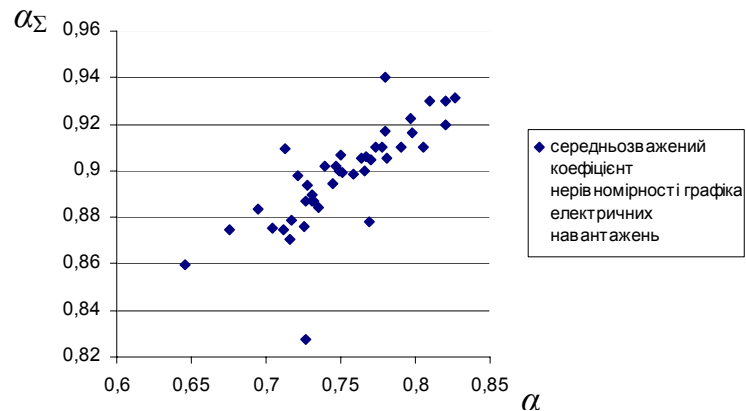


Рис. 3.2. Експериментальна залежність середньозваженого коефіцієнта α_Σ від загального коефіцієнта α нерівномірності ГЕН

В основі методу найменших квадратів лежить ствердження, що лінія регресії є найкращим приближенням до вихідного значення. Таким чином отримана залежність $\alpha_\Sigma = 0,415981\alpha + 0,5843$, що графічно зображена на рис. 3.3. Використовуючи такий підхід, отримана загальна залежність питомих витрат умовного палива з урахуванням нерівномірності ГЕН:

$$\begin{aligned}
 g_0 &= g_{0w} + g_{0p} = \frac{0,12287}{\eta_{nn}} + \frac{0,12287}{\eta_{nn}}(K_\phi - 0,416\alpha - 0,584) = \\
 &= \frac{0,12287}{\eta_{nn}} \left[1 + \left(\frac{1 + \alpha}{2\sqrt{\alpha}} - 0,416\alpha - 0,584 \right) \right].
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Вірогідність отриманої залежності можна підтвердити, проаналізувавши ГЕН енергосистеми України за 2007 рік протягом доби. Наприклад, для грудня (рис. 3.1): $\alpha_{\min p}^{nnp} = 0,84$; $\alpha_{nnp}^{nikp} = 0,95$; $\alpha_{nno}^{nikv} = 0,93$; $\alpha_\Sigma = 0,907$; $\alpha = 0,75$. Використовуючи залежність (3.4), можна розрахувати питомі витрати умовного палива в зоні реальних навантажень енергосистеми України.

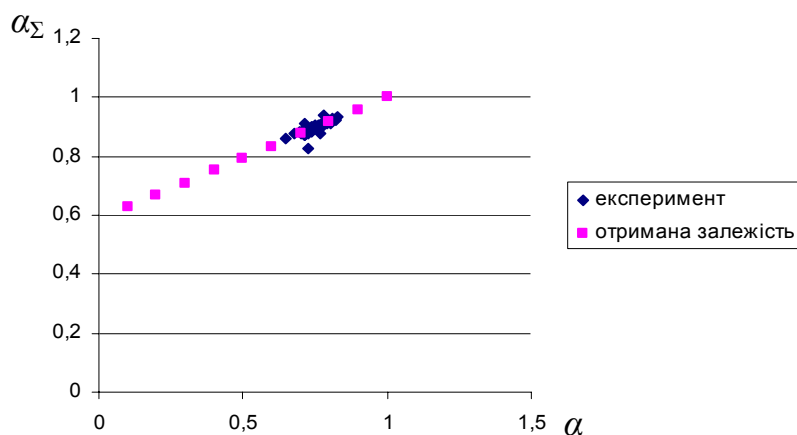


Рис. 3.3. Отримана залежність середньозваженого коефіцієнта α_{Σ} від загального коефіцієнта α нерівномірності ГЕН

Графічне порівняння отриманої залежності (3.4) із залежністю В.В. Михайлова (3.1), адаптованою до сучасних умов роботи ТЕС України, наведено на рис. 3.4.

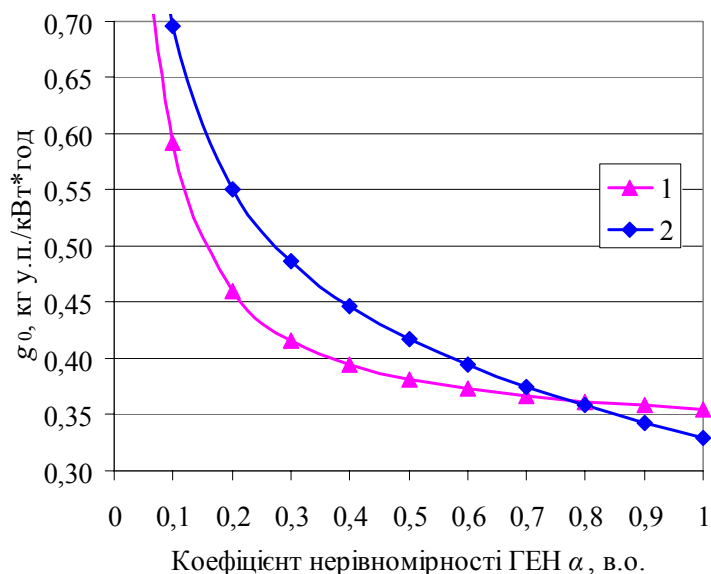


Рис. 3.4. Графіки питомих витрат умовного палива g_0 (1 і 2), отримані відповідно за залежностями (3.1) і (3.4)

Залежність питомих витрат умовного палива від нерівномірності графіка електроспоживання дозволяє коректно оцінювати її вплив на загальну та питому витрати палива, а також його вартість при виконанні техніко-економічних розрахунків регулювання режимів електроспоживання. Крім того, залежність враховує якісні характеристики процесу використання вугілля та дозволяє аналізувати добові, тижневі, місячні або річні ГЕН.

При використанні залежності (3.4) у разі коефіцієнта нерівномірності $\alpha = 1$ друга складова обертається в нуль, що свідчить про рівномірність графіка електроспоживання. Друга складова залежності (3.4) матиме відповідне значення при $\alpha < 1$. Як показують розрахунки, при $g_{0w} > g_{0p}$ сумарні питомі витрати палива g_0 при зменшенні α будуть зростати. Виникає необхідність оцінити їх величину за допомогою коефіцієнта. Тому запропоновано розрізняти коефіцієнти перетворення палива η_{nn} та використання питомих витрат умовного палива $k_{gn} = \frac{0,12287}{g_{0w} + g_{0p}}$. Таке тлумачення приводить до висновку, що

$k_{gn} \leq \eta_{nn}$. При цьому коефіцієнти будуть дорівнювати один одному при $\alpha = 1$.

У табл. 3.2 наведені основні результати розрахунків за формулою (3.4), аналіз яких підтверджує, що при достатньо високому $\eta_{nn} = 0,4$ за рахунок зміни α з 0,95 до 0,75 питомі витрати умовного палива від нерівномірності ГЕН g_{0p} зростають на 28,6 г, а при $\eta_{nn} = 0,33$ аналогічне зростання складає 34,8 г, що говорить про залежність g_{0p} не тільки від нерівномірності графіка електроспоживання, але і від величини η_{nn} .

Таблиця 3.2

Питомі витрати умовного палива

Коефіцієнти			Питомі витрати умовного палива, кг/кВт·год		
η_{nn}	k_{gn}	α	g_{0w}	g_{0p}	g_0
0,4	0,392	0,95	0,307	0,0064	0,313
	0,359	0,75	0,307	0,035	0,342
0,33	0,324	0,95	0,372	0,0072	0,38
	0,296	0,75	0,372	0,0425	0,414
0,3	0,282	0,85	0,409	0,0268	0,436

Треба звернути увагу на залежність питомих витрат палива від нерівномірності ГЕН при коефіцієнті перетворення палива $\eta_{nn} = 0,33$ та 0,3 і відповідно $\alpha = 0,75$ та 0,85. Різниця між ними $\Delta g_{0p} = 0,0425 - 0,0268 = 0,0157$ кг у.п./кВт·год. Таке суттєве збільшення Δg_{0p} відбулося за рахунок змінення коефіцієнта нерівномірності ГЕН α , незважаючи на краще значення η_{nn} (0,33 замість 0,3), що свідчить про чутливість величини g_{0p} до нерівномірності електропоживання.

З точки зору наведених результатів (див. табл. 3.2) та з обережністю до розрахунків можна запропонувати наступне. При удосконаленні діючих ТЕС або заміні на новітні технології генерації енергії з'явилася б можливість підвищити коефіцієнт перетворення палива з 33 до 38%, що дозволяє зменшити питомі витрати умовного палива за першою складовою g_{0w} на 0,049 кг/кВт·год. Друга складова питомих витрат g_{0p} може бути зменшена на величину до 0,02 кг у.п./кВт·год за рахунок підвищення коефіцієнта нерівномірності ГЕН α з 0,85 до 0,95. Загалом упровадження таких рішень дозволить отримати економію умовного палива 60–70 г у.п./кВт·год. З урахуванням обсягів вироблення електроенергії на ТЕС економія складе до 4 млн т умовного або близько 5 млн т натурального палива, що у грошовому еквіваленті дорівнює приблизно 5 млрд грн.

3.2. Собівартість виробленої електроенергії за газотурбінними технологіями

Для визначення питомої вартості 1 м³ газу, грн/м³, використовуємо формулу

$$C_{0zi} = \frac{C_{zi} K_e}{V_2}, \quad (3.5)$$

де C_{zi} – i -та вартість газу, дол. за 1000 м³; $K_e = 8$ – курс обміну валют, грн/дол.; $V_2 = 1000$ м³ – об'єм газу при його i -й вартості.

Для первинного аналізу техніко-економічних показників нами прийнятий такий ряд вартості газу:

$$C_2 = \{100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400\} \text{ дол./1000 м}^3.$$

При цьому значення $C_2 = \{100, 125, 150\}$ дол./1000 м³ відносяться до синтез-газу; для природного газу його вартість з урахуванням можливих змін у найближчій перспективі прийнята в межах 200–400 дол./1000 м³.

Питома витрата газу на вироблення 1 кВт·год енергії

$$g_{0i}^2 = \frac{Q_{0wm}}{Q_{zi} K_{ni}}, \quad (3.6)$$

де $Q_{0\text{вм}} = 3,6$ МДж/кВт·год – теоретичний вміст теплоти в 1 кВт·год енергії; Q_{zi} – i -та теплота згорання газу, МДж/м³; K_{ni} – коефіцієнт перетворення теплоти газу в електроенергію.

Теплота згорання синтез-газу, отриманого за технологією підземної газифікації вугілля на експериментальній установці, склала 11,58 МДж/м³. Фахівці припускають на основі виконаних розробок отримати синтез-газ за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля з теплою згорання, близькою до 15 МДж/м³. Прийнятий ряд значень коефіцієнта перетворення теплоти згорання газу в електроенергію має такий вигляд: $K_{ni} = \{0,4; 0,5; 0,6\}$. Значення $K_n < 0,5$ відносяться до сучасних газотурбінних установок, а $K_n \geq 0,5$ – до парогазових.

За виразом (3.6) з урахуванням даних табл. 3.3 виконаний розрахунок питомих витрат газу, результати якого наведено на рис. 3.5.

Таблиця 3.3

Питомі витрати газу залежно від технології його отримання та коефіцієнта перетворення, м³/кВт·год

Джерело газу (технологія)	Теплота згорання газу, МДж/м ³	Коефіцієнт перетворення		
		0,4	0,5	0,6
Підземна газифікація вугілля	11,58	0,78	0,62	0,52
Внутрішньоциклова газифікація вугілля	15,0	0,6	0,48	0,4
Природний газ	33,0	0,273	0,22	0,182

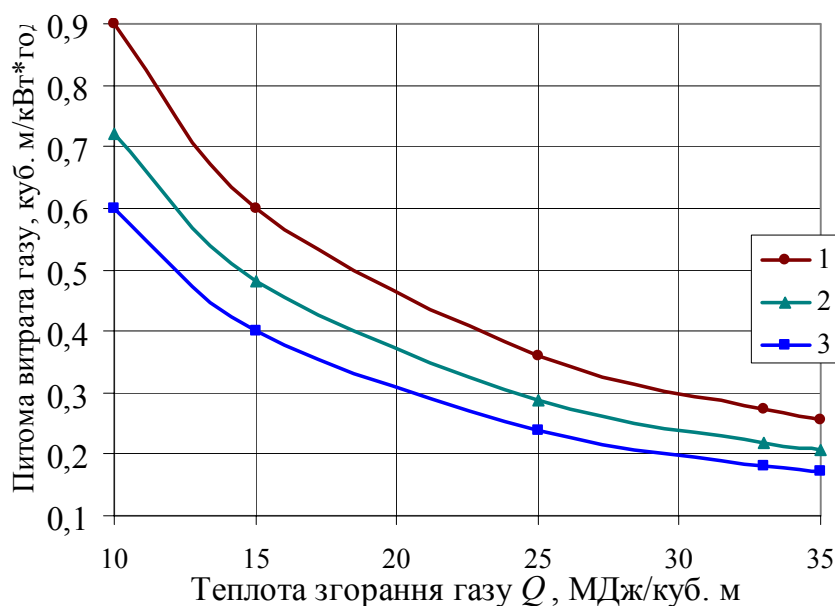


Рис. 3.5. Криві питомих витрат газу (1, 2, 3) залежно від теплоти його згорання при $K_n = 0,4, 0,5$ та $0,6$ відповідно

Повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії

$$C_{0wi} = g_{0i}^2 C_{0zi} (1 + B_e), \quad (3.7)$$

де B_e – витрати на експлуатацію обладнання при виробленні електроенергії на ГТУ або ПГУ, в. о.

За своєю суттю витрати на експлуатацію B_e є частиною витрат від паливної складової, їх значення коливаються у певних межах і вони нелінійно залежать від вартості палива. За узагальненими даними нами отримані значення математичного сподівання витрат на експлуатацію. При цьому зі збільшенням вартості газу їх частка зменшується. Слід відзначити, що вказані витрати для ПГУ більші, ніж для ГТУ.

Ця обставина врахована і графічно розглянута на рис. 3.6. Безумовно, наведені значення витрат на експлуатацію мають похибки та великі довірчі інтервали, однак дозволяють оціночно розраховувати економічну ефективність систем вироблення енергії з газотурбінними технологіями.

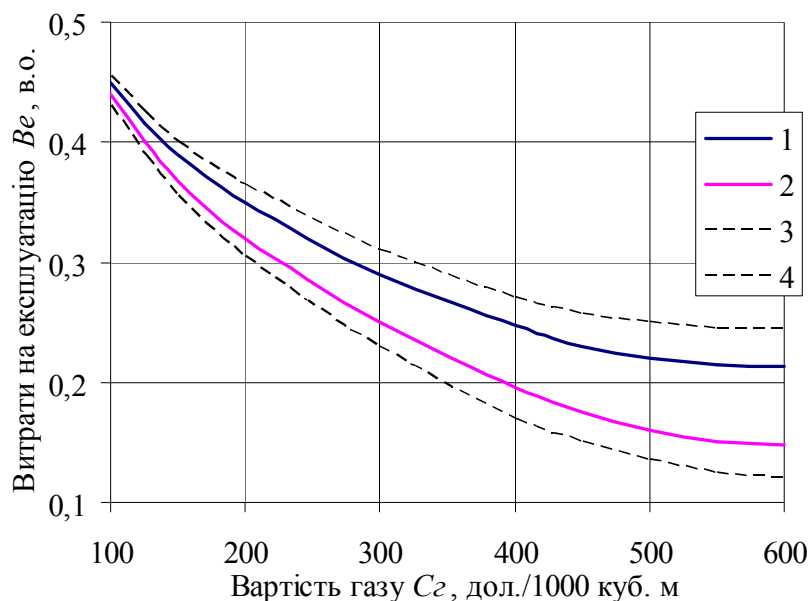


Рис. 3.6. Криві витрат на експлуатацію електрообладнання (в. о.) залежно від вартості газу: 1, 2 – відповідно математичне сподівання для ПГУ та ГТУ; 3, 4 – довірчі інтервали

З урахуванням залежностей (3.5) – (3.7) та постійних Q_{0wm} , K_e і V_e сумарна питома вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії

$$C_{0wi} = 0,0288 \frac{C_{zi}}{Q_{zi} K_{ni}} (1 + B_e). \quad (3.8)$$

За допомогою залежності (3.8) отримані розрахункові значення питомих вартостей вироблення електроенергії на ГТУ (ПГУ) для синтез-газу з теплою згорання 15 МДж/м³ (див. табл.3.4 з графічним відображенням на рис. 3.7). У табл. 3.5 та на рис. 3.8 наведені питомі вартості для природного газу з теплою згорання 33 МДж/м³.

Таблиця 3.4

Вартість вироблення 1 кВт·год енергії на ГТУ (ПГУ)
з використанням синтез-газу, грн/кВт·год

Вартість синтез-газу, дол./1000 м ³	Коефіцієнт перетворення K_n , в. о.	Вартість вироблення електроенергії при теплоті згорання газу, грн/кВт·год	
		11,58 МДж/м ³	15 МДж/м ³
100	0,4	0,9	0,7
	0,5	0,72	0,56
	0,6	0,6	0,46
125	0,4	1,09	0,84
	0,5	0,87	0,67
	0,6	0,74	0,57
150	0,4	1,3	1,0
	0,5	1,04	0,8
	0,6	0,86	0,67
200	0,4	-	1,28
	0,5	-	1,04
	0,6	-	0,87

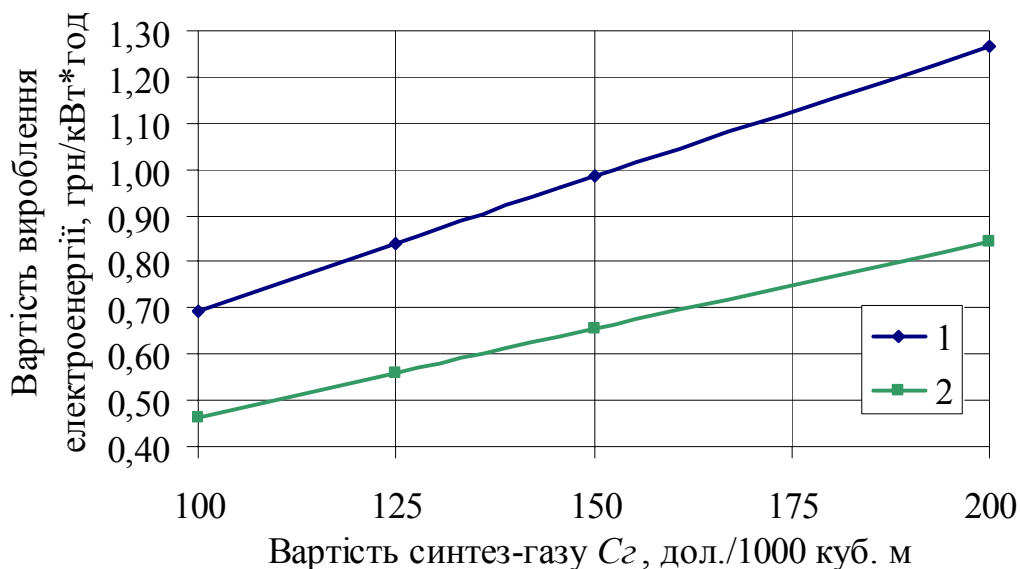


Рис. 3.7. Криві вартості вироблення електроенергії C_{0w}^{e2} залежно від вартості синтез-газу при $K_n = 0,4$ (1) та $0,6$ (2)

Таблиця 3.5

Вартість вироблення 1 кВт·год енергії на ГТУ (ПГУ)
з використанням природного газу, грн/кВт·год

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Вартість вироблення електроенергії при коефіцієнті перетворення K_n , грн/кВт·год		
	0,4	0,5	0,6
200	0,58	0,46	0,387
250	0,7	0,56	0,47
300	0,82	0,65	0,546
350	0,936	0,755	0,624
400	1,05	0,84	0,7
450	1,16	0,93	0,81
500	1,26	1,01	0,89
550	1,38	1,1	0,98
600	1,5	1,27	1,06

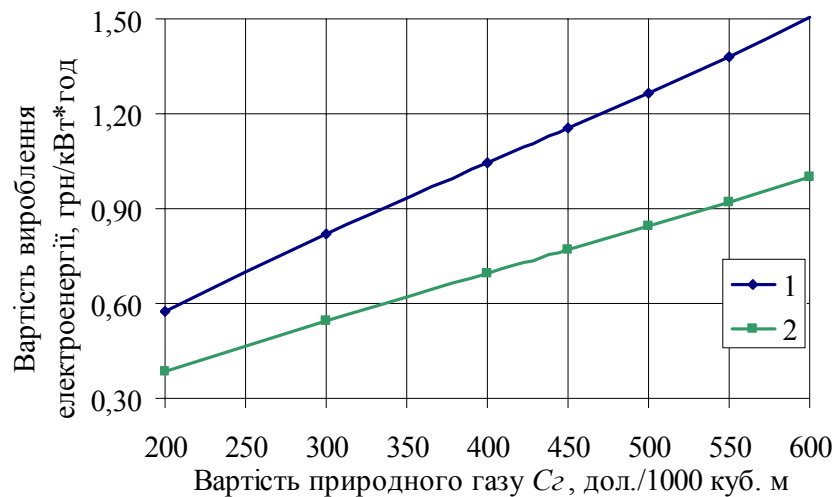


Рис. 3.8. Криві вартості вироблення електроенергії C_{0w}^{ng} залежно від вартості природного газу при $K_n = 0,4$ (1) та $0,6$ (2)

Аналізуючи табл. 3.4 і 3.5, приходимо до висновку, що при ціні газу 200 дол./1000 м³ та відповідному коефіцієнті перетворення K_n вартість вироблення електроенергії для синтез-газу в 2,2 раза більше, ніж для природного. Це пояснюється різницею теплоти згорання газів ($33/15 = 2,2$).

3.3. Вартість електроенергії для споживачів при електропостачанні від компаній енергосистеми

Відповідно до рішення Національної комісії регулювання електроенергетики України (НКРЕ) на грудень 2010 р. роздрібні та-

рифи на електроенергію з урахуванням граничних рівнів при поступовому переході до формування єдиних роздрібних тарифів для споживачів на території України згідно з класом напруги складають (без ПДВ, коп./кВт·год):

- 1 клас (35 кВ і вище) – 55,27;
- 2 клас (6–10 кВ) – 68,6.

Згідно з повноваженнями, наданими Законом України "Про електроенергетику", НКРЕ має право відповідними постановами затверджувати тарифи на електроенергію на певні періоди часу. Тому є складність щодо прогнозування їх рівня на подальшій час. Для вирішення такої невизначеності прийнята вартість електроенергії з урахуванням ПДВ і в сторону збільшення, і в сторону зменшення. Такий підхід пов'язаний з бажанням охопити всі можливі зміни вартості електроенергії. Тому прийнятий такий ряд тарифів на електроенергію (грн/кВт·год): $C_{0w}^m = \{0,5; 0,75; 1,0; 1,25; 1,5\}$, що охоплює всю множину можливих змін, включаючи перспективу зростання вартості палива.

Відносно тарифних коефіцієнтів при розрахунках вартості електроенергії за диференційованим тарифом, то НКРЕ постановою № 1262 від 04.11.2009 р. встановила такі їх значення: для піку – 1,68, напівпіку – 1,02, нічного провалу – 0,35 на відміну від раніше діючих відповідно 1,8; 1,02; 0,25. Такі зміни тарифних коефіцієнтів відбулися внаслідок певного зменшення нерівномірності графіка електроспоживання, подальше вирівнювання якого може призвести ще до більших змін коефіцієнтів. Тому врахування таких можливих змін шляхом визначення пропорцій до тих, що вже відбулися, дозволяє прийняти такі тарифні коефіцієнти на майбутнє: для піка – 1,56; напівпіка – 1,02; нічного провалу – 0,45.

Проаналізуємо дію тарифних коефіцієнтів з точки зору їх впливу на розмір оплати за спожиту електроенергію згідно з прийнятою умовою, що її вартість дорівнює одиниці, а добовий графік електроспоживання – рівномірний. За такою умовою отримаємо залежність інтегрального за добу тарифного коефіцієнта до вартості електроенергії:

$$K_m^{\partial} = \frac{K_m^n t_n + K_m^{nn} t_{nn} + K_m^H t_H}{t_{\partial}}, \quad (3.9)$$

де K_m^n , K_m^{np} , K_m^h – відповідно тарифні коефіцієнти для зон піку, напівпіку та нічного провалу; t_n , t_{np} , t_h – відповідно тривалість зон піку, напівпіку та нічного провалу, год; $t_d = 24$ год – тривалість доби.

Після підстановки у вираз (3.9) наведених вище тарифних коефіцієнтів отримаємо відповідні значення K_m^d : для раніше діючих – 0,99, діючих – 0,98958, майбутніх передбачаємих – 0,97375. З погляду розглядаємих значень інтегрального тарифного коефіцієнта різниця між ними дуже мала, тому для подальших розрахунків приймаємо діюче значення $K_m^d = 0,98958$. Треба звернути увагу на те, що навіть при рівномірному графіку електроспоживання при диференційованому тарифі споживач сплачує на понад один відсоток менше, ніж при одноставковому. Результати розрахунків вартості електроенергії при діючих тарифних коефіцієнтах наведені у табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Вартість електроенергії за зонами доби при різних базових тарифах, грн/кВт·год

Зони доби	Тарифи на електроенергію, грн./кВт·год				
	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5
Пік	0,84	1,26	1,68	2,1	2,52
Напівпік	0,51	0,765	1,02	1,275	1,53
Нічний провал	0,175	0,2625	0,35	0,4375	0,525

Особливістю застосування споживачем диференційованого за зонами доби тарифу полягає в тому, що рівень оплати за спожиту електроенергію має значно знизитися порівняно з одноставковим. Таке зниження оплати за електроенергію можливе за умови, що споживач у години максимальних навантажень в енергосистемі може зменшити споживання електроенергії, а в нічний час – збільшити. Перехід на такі режими електроспоживання здійснюється за рахунок споживачів-регуляторів, яких ДСТУ 3465-96 "Системи електропостачальні загального призначення" визначає як споживачів, режим роботи яких передбачає можливість обмеження електроспоживання в години максимуму і збільшення в години мінімуму з метою вирівнювання графіка навантаження. До укладання договору на поставку електроенергії між компаніями енергосистеми і споживачем, останнім ретельно вивчаються режими електроспоживання і визначається доцільність застосування диференційованого тарифу. За суттю, має виконуватися умова

$$B_w^o = C_{0w}^m W_c > B_w^d = C_{0w}^m (K_m^n W_n + K_m^{nn} W_{nn} + K_m^H W_H), \quad (3.10)$$

де B_w^o , B_w^d – вартість оплати за електроенергію відповідно при одноставковому та диференційованому тарифах, грн; C_{0w}^m – тариф на електроенергію, грн/кВт·год; W_c – спожита за добу електроенергія, кВт·год; W_n , W_{nn} , W_H – електроенергія, спожита відповідно у зоні піку, напівпіку та нічного провалу, кВт·год.

Вивчення та аналіз деяких договорів і розрахунків, а також оплати за електроенергію виявив, що на всіх підприємствах, які розраховуються за диференційованим тарифом, фінансові витрати на електроенергію зменшуються від 5 до 16%. Математичне сподівання зменшення оплати за електроенергію відносно витрат при одноставковому тарифі складає 10%. Це положення слід урахувувати для споживачів, які працюють за диференційованим тарифом та мають наміри перейти на комбінований режим електропостачання.

Нерівність (3.10) наведена для добового споживання електроенергії. Зручно зіставляти питомі вартості за 1 кВт·год, тобто значення C_{0w}^m з B_w^d / W_c .

3.4. Визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи

Для вибору ефективних рішень на першому етапі сформульовано варіанти для подальших досліджень, що представлені у вигляді множин реалізацій (див. п.3.2 та 3.3). На другому етапі розглянемо множини всіх умов та вихідних положень, з урахуванням яких необхідно вибрати ефективні реалізації. Наприклад, одну з умов можна подати у вигляді такої нерівності:

$$B_{0ijn}^{zm} < \begin{vmatrix} B_{0tk}^n \\ B_{0tk}^{nn} \\ B_{0tk}^H \end{vmatrix}, \quad (3.11)$$

де B_{0ijn}^{zm} – питома вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на основі газотурбінних технологій при i -й вартості, n -й теплоті згорання газу та j -му коефіцієнті його перетворення (табл. 3.4 та 3.5);

$B_{0tk}^n, B_{0tk}^{nn}, B_{0tk}^H$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, отриманої від енергосистеми за t -м тарифом та при k -му періоді тарифних коефіцієнтів (табл. 3.6) відповідно для пікової, напівпікової зони та зони нічного провалу.

Аналіз наведених елементів відповідних множин свідчить, що нерівність (3.11) не може бути виконана для усіх реалізацій, тому можливі умови представляються формальним комплексом:

$$\left. \begin{aligned} B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^n; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^n; \\ B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^{nn}; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^{nn}; \\ B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^H; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^H. \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

З урахуванням тарифних коефіцієнтів при побудові системи диференційованого тарифу на електроенергію строго дотримуються такої нерівності:

$$B_{0tk}^n > B_{0tk}^{nn} > B_{0tk}^H. \quad (3.13)$$

З урахуванням виразу (3.13) алгоритм вибору ефективних рішень спрощується. Достатньо порівняти елементи двох множин B_0^{zm} та B_0^n за умовою $B_{0ijn}^{zm} > B_{0tk}^n$, і якщо вона виконується, то інші порівняння не мають сенсу, оскільки їх реалізація не буде ефективною. Кращі реалізації за критерієм ефективності будуть при виконанні умови

$$B_{0ijn}^{zm} < \left| \begin{array}{c} B_{0tk}^n \\ B_{0tk}^{nn} \end{array} \right|.$$

Третій етап полягає у визначенні показника ефективності прийнятого рішення як цільової функції, за який може бути вибраний термін окупності капітальних витрат на спорудження та впровадження газотурбінних технологій вироблення електричної енергії:

$$t_{oki} = \frac{K_{ei}}{\Delta C_{0wi} T_m}, \quad (3.14)$$

де K_{ei} – i -те значення питомих капітальних витрат, що приймається від 1000 до 2000 дол./кВт; $T_m = 6000$ год/рік – кількість годин використання максимального електричного навантаження; ΔC_{0wi} – питома зниження оплати за споживану електроенергію, грн/кВт·год,

$$\Delta C_{0wi} = K_p B_{0tk}^{cs} - B_{0ijn}^{zm}; \quad (3.15)$$

K_p – коефіцієнт зниження оплати за електроенергію при регулюванні режимів електроспоживання підприємства;

$$B_{0tk}^{cs} = \frac{B_{0tk}^n t_n + B_{0tk}^{nn} t_{nn} + B_{0tk}^H t_H}{t_\partial} - \text{середньозважена вартість 1 кВт·год}$$

електроенергії, отриманої від енергосистеми, грн/кВт·год.

Використання природного газу

Розглянемо декілька практичних реалізацій з визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи системи електропостачання.

1. Приймаємо вартість природного газу 250 дол./1000 м³ та коефіцієнт його перетворення в електроенергію $K_n = 0,5$. За таких умов з табл. 3.5 визначаємо, що вартість електроенергії при виробленні за допомогою газотурбінних технологій B_0^{zm} при використанні природного газу як палива складає 0,56 грн/кВт·год. Вартість електроенергії, отриманої від енергокомпанії за тарифом $C_{0w}^m = 0,75$ грн/кВт·год, складає (табл. 3.6): для пікової зони – $B_0^n = 1,26$; напівпікової – $B_0^{nn} = 0,765$; зони нічного провалу – $B_0^H = 0,2625$ грн/кВт·год. Використовуючи систему нерівностей (3.12), отримаємо: $1,26 > 0,56$, $0,765 > 0,56$, $0,2625 < 0,56$. Наведені співвідношення свідчать про доцільність вибору режимів електропостачання з меншою вартістю електроенергії. Тоді середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії для споживача визначатиметься шляхом вибору відповідного комбінованого режиму, тобто

$$B_0^{ком} = \frac{B_0^{zm}(t_n + t_{nn}) + B_0^H t_H}{t_\partial} = \frac{0,56 \cdot 17 + 0,2625 \cdot 7}{24} = 0,473 \text{ грн/кВт·год.}$$

Порівняємо отримане значення з вартістю електроенергії для споживача з рівномірним графіком електроспоживання при її купівлі у компанії енергосистеми:

$$B_0^{ен} = \frac{B_0^n t_n + B_0^{nn} t_{nn} + B_0'' t_n}{t_0} = \frac{1,26 \cdot 6 + 0,765 \cdot 11 + 0,2625 \cdot 7}{24} = 0,742 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год.}$$

Це значення на 0,8% менше за тариф $C_{0w}^m = 0,75$ грн/кВт·год. Коефіцієнт зниження оплати за електроенергію K_p запропоновано застосовувати до тарифу, що значно спрощує розрахунки. Тоді, наприклад, $B_0^{pez} = K_p C_{0w}^m = 0,91 \cdot 0,75 = 0,6825$ грн/кВт·год.

Зниження оплати за спожиту електроенергію: $\Delta C_{0w} = B_0^{pez} - B_0^{ком} = 0,6825 - 0,473 = 0,2095$ грн/кВт·год. Використовуючи залежність (3.14), при питомих капітальних витратах на ГТУ 1000 дол./кВт отримаємо, що $t_{ок} = \frac{1000 \cdot 8}{0,2095 \cdot 6000} = 6,4$ року. Для інших значень, прийнятих для розрахунків (1250, 1500 та 1750 дол./кВт), терміни окупності складають відповідно 7,9; 9,5 та 11,1 року.

У табл. 3.7 наведені розрахункові значення термінів окупності проектів з вартістю природного газу від 200 до 400 дол./1000 м³ та тарифами на електроенергію 0,75 і 1,0 грн/кВт·год при відповідному коефіцієнті перетворення газу. Аналіз цих даних виявив, що показник ефективності суттєво залежить від вартостей газу та електроенергії, що надходить від енергетичних компаній. На рис. 3.9 наведено графічну інтерпретацію деяких вибіркових залежностей термінів окупності при питомих витратах на газотурбінні технології 1000 дол./кВт. Треба звернути увагу на те, що при вартості газу 300 дол./1000 м³ термін окупності за кривою 1 складає 9,2 року, а за кривою 3 – 3,8 року з різницею у 5,4 року або 59%. Така різниця викликана тільки зміною тарифу на електроенергію на 0,25 грн/кВт·год або 25%.

За кривою 2 при тій самій вартості газу термін окупності складає 6,1 року, а за кривою 4 – 3,2 року з різницею у 2,9 року, що значно менше порівняно з першим варіантом. Однак таке порівняння не буде коректним, оскільки показники визначені з різними коефіцієнтами перетворення газу, тим більше, що значення $K_n = 0,6$ відноситься тільки для ПГУ, для яких питомі капітальні витрати мають бути більшими за 1500 дол./кВт встановленої потужності. Таке некоректне порівняння виконано з метою звернути увагу на складність отримання узагальнених показників ефективності, навіть за наявності коректного підходу та науково обґрунтованої загальної методології.

Таблиця 3.7

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
200	1000	6,8	4,7	4,0	3,4	2,8	2,5
	1250	8,5	5,9	5,0	4,2	3,5	3,1
	1500	10,2	7,1	6,0	5,0	4,1	3,7
	1750		8,3	7,0	5,9	4,8	4,4
	2000		9,4	8,0	6,7	5,5	5,0
250	1000	12,1	6,4	4,9	4,3	3,2	2,8
	1250		7,9	6,1	5,3	4,0	3,5
	1500		9,5	7,3	6,4	4,9	4,2
	1750		11,1	8,6	7,5	5,7	4,9
	2000			9,8	8,5	6,5	5,6
300	1000		9,2	6,1	5,8	3,8	3,2
	1250		11,4	7,6	7,3	4,8	4,0
	1500			9,1	8,8	5,7	4,8
	1750			10,6	10,2	6,7	5,5
	2000					7,7	6,3
350	1000			8,1	9,2	4,9	3,6
	1250			10,2	11,5	6,1	4,5
	1500					7,3	5,5
	1750					8,5	6,4
	2000					9,8	7,3
400	1000					6,3	4,3
	1250					7,8	5,3
	1500					9,4	6,4
	1750					11,0	7,5
	2000						8,6

2. Взагалі зростання вартості природного газу без урахування підвищення тарифів на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, не дає підстав його ефективного використання для розглянутих умов (див. табл. 3.7 та рис. 3.9). Тому проаналізуємо показники ефективності систем енергозабезпечення при одночасному зростанні вартостей газу та електроенергії, що може відбутися у недалекій перспективі.

У табл. 3.8 наведено розрахункові показники, а на рис. 3.10 розглянуто графічну інтерпретацію деяких залежностей терміну окупності від вартості електроенергії, отриманої від енергетичних компаній, при питомих капітальних витратах 1000 дол./кВт та коефіцієнті перетворення газу $K_n = 0,5$.

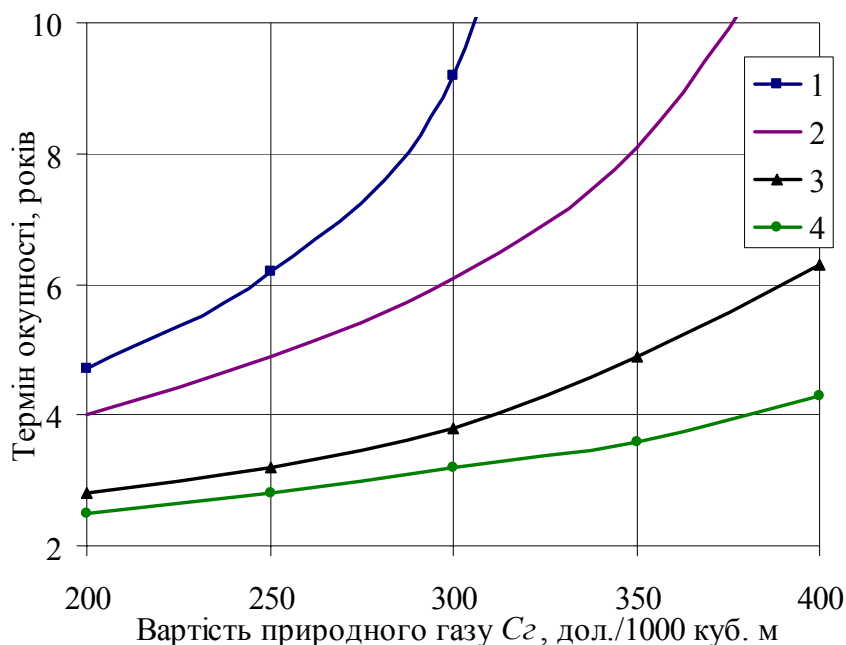


Рис. 3.9. Криві залежності терміну окупності ГТУ від вартості природного газу при питомих витратах на її спорудження 1000 дол./кВт: 1, 3 – при $K_n = 0,5$ та $C_{0w}^m = 0,75$ і $1,0$ грн/кВт·год відповідно; 2, 4 – при $K_n = 0,6$ та $C_{0w}^m = 0,75$ і $1,0$ грн/кВт·год відповідно

Терміни окупності, наведені у табл. 3.8, свідчать про можливість реалізації практично усіх проектів, окрім більшості при $K_n = 0,4$ та тарифі $1,25$ грн/кВт·год. Їх стрімке зростання при зменшенні вартості електроенергії (див. рис. 3.10) спостерігається для усіх значень вартості природного газу. При її рівні 200 дол./ 1000 м³ задовільний термін окупності у 6 років досягається при тарифі на електроенергію приблизно $0,65$ грн/кВт·год, 300 дол./ 1000 м³ – $0,8$ грн/кВт·год, 450 – $1,1$, 550 дол./ 1000 м³ – $1,25$ грн/кВт·год. При бажанні отримати термін окупності у 4 роки за таких самих умов співвідношення вартостей газу та електроенергії мають бути такими: 200 дол./ 1000 м³ – $0,83$ грн/кВт·год, 300 – $0,9$, 450 – $1,2$, 550 дол./ 1000 м³ – $1,4$ грн/кВт·год. Таким чином, з урахуванням величини окупності спостерігається чітка функціональна залежність між вартістю газу та тарифом на електроенергію в контексті розглядуваної задачі.

Таблиця 3.8

Оцінка показників ефективності застосування
газотурбінних технологій у перспективі

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		1,25			1,5		
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
450	1000	7,6	3,9	3,1	3,6	2,5	2,1
	1250	9,5	4,9	3,9	4,4	3,1	2,7
	1500	11,4	5,9	4,7	5,3	3,7	3,2
	1750		6,9	5,5	6,2	4,3	3,7
	2000		7,9	6,3	7,1	5,0	4,3
500	1000	12,7	4,7	3,6	4,4	2,8	2,3
	1250		5,9	4,5	5,5	3,5	2,9
	1500		7,1	5,4	6,6	4,1	3,5
	1750		8,3	6,4	7,7	4,8	4,1
	2000		9,5	7,3	8,8	5,5	4,7
550	1000	19,6	6,1	4,4	6,1	3,2	2,6
	1250		7,6	5,5	7,6	4,0	3,3
	1500		9,2	6,6	9,1	4,8	4,0
	1750		10,7	7,7	10,6	5,6	4,6
	2000		12,2	8,8	12,2	6,4	5,3
600	1000		13,6	5,4	9,9	4,5	3,0
	1250			6,7	12,4	5,6	3,7
	1500			8,1		6,7	4,5
	1750			9,4		7,8	5,2
	2000			10,8		9,0	6,0

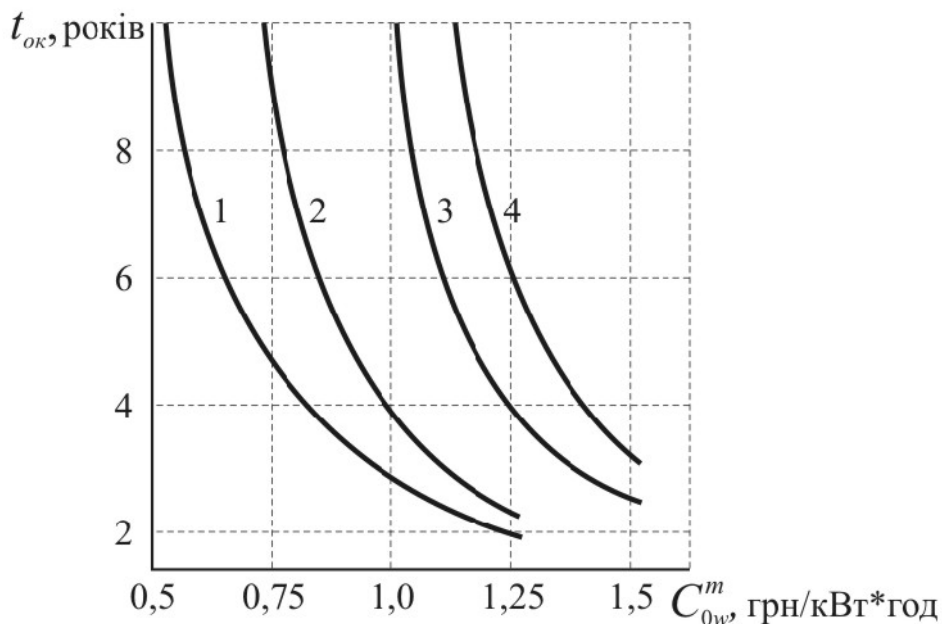


Рис. 3.10. Криві (1, 2, 3, 4) залежності терміну окупності ГТУ від вартості електроенергії в енергосистемі при вартості природного газу 200, 300, 450 та 550 дол./1000 м³ відповідно

Використання синтез-газу

Значний інтерес спостерігається при використанні синтез-газу як палива для газотурбінних технологій. Показники ефективності застосування синтез-газу з теплою згорання 11,58 МДж/м³ (див. п.3.2) наведені у табл. 3.9, а 15 МДж/м³ – у табл. 3.10. Співставлення відповідних показників цих таблиць свідчить про існування чіткої функціональної залежності між показниками ефективності та теплою згорання газу при інших рівних умовах.

Таблиця 3.9

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплою згорання 11,58 МДж/м³

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000		11,3	7,4	7,8	4,5	3,2
	1250			9,2	9,8	5,6	4,0
	1500			11,0	11,8	6,7	4,9
	1750					7,8	5,7
	2000					8,9	6,5
125	1000					6,9	4,7
	1250					8,7	5,9
	1500					10,4	7,0
	1750						8,2
	2000						9,4
150	1000						6,7
	1250						8,4
	1500						10,0
	1750						11,7
	2000						13,4

Синтетичний газ з теплою згорання 11,58 МДж/м³ не може претендувати на широке застосування, а з теплою згорання 15,0 МДж/м³ має кращі показники ефективності, які при тарифі на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, в перспективі 1,25 та 1,5 грн/кВт·год взагалі значно покращуються (див. табл. 3.11). Безумовно, підвищення вартості електроенергії не має бути домінантою, а тому таке порівняння розглядається тільки для перевірки ступеня впливу на показники ефективності.

Таблиця 3.10

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплотою згорання 15,0 МДж/м³

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000		6,4	4,8	3,9	3,2	2,8
	1250		7,9	5,9	4,9	4,0	3,5
	1500		9,5	7,1	5,9	4,9	4,1
	1750		11,1	8,3	6,9	5,7	4,8
	2000			9,5	7,9	6,5	5,5
125	1000		10,0	6,6	4,3	4,0	3,3
	1250			8,2	5,4	5,0	4,2
	1500			9,9	6,4	6,0	5,0
	1750			11,5	7,5	7,0	5,8
	2000				8,6	8,0	6,7
150	1000			10,1		5,5	4,0
	1250					6,9	5,0
	1500					8,3	6,0
	1750					9,7	7,0
	2000					11,1	8,0

Таблиця 3.11

Оцінка показників ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплотою згорання 15,0 МДж/м³ у перспективі

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		1,25			1,5		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000	3,3	2,5	2,2	2,2	1,8	1,7
	1250	4,1	3,2	2,8	2,8	2,3	2,1
	1500	5,0	3,8	3,4	3,3	2,8	2,5
	1750	5,8	4,4	3,9	3,9	3,2	2,9
	2000	6,6	5,1	4,5	4,4	3,7	3,4
125	1000	4,6	3,1	2,5	2,7	2,1	1,8
	1250	5,8	3,9	3,2	3,4	2,6	2,3
	1500	6,9	4,6	3,8	4,1	3,2	2,8
	1750	8,1	5,4	4,5	4,8	3,7	3,2
	2000	9,2	6,2	5,1	5,4	4,2	3,7
150	1000	14,3	5,0	3,5	4,6	2,9	2,3
	1250		6,3	4,4	5,7	3,6	2,9
	1500		7,5	5,2	6,9	4,3	3,4
	1750		8,8	6,1	8,0	5,1	4,0
	2000		10,1	7,0	9,2	5,8	4,6

Тенденції такі, що вартість природного газу, що поставляється з Росії, зростатиме. У роботі [19] автор повідомляє, що у Росії співвідношення цін вугілля/газ у 2000 р. складало 1:0,7, а на 2020 р. прогноуються значення 1:1,3 для діючих енергетичних установок та 1:1,6 для нових прогресивних технологій. Наведені дані свідчать про підвищення цін на газ до 2020 р. відповідно технологіям у 1,86 та 2,3 рази порівняно з 2000 р. Таке становище пояснюється тим, що зростання обсягів видобутку газу супроводжується збільшенням питомих капіталовкладень та витрат з причини погіршення природних умов розробки родовищ. Заміна потужностей, що відпрацювали, супроводжується значним підвищенням витрат унаслідок дії ефекту, зворотного "ефекту масштабу".

Характерно, що ціни на природний газ у США (в основному, видобутий у країні) нижчі, ніж у Європі. За думкою спеціалістів, при розвитку газовидобування в Україні прогнозовані ціни на власний природний газ будуть меншими за ціни на імпортований з Росії.

Енергетична цінність будь-якого палива виражається теплотою його згорання. Тому для оцінки доцільно розглядати вартість 1 МДж енергії при відповідній вартості газу. Так, наприклад, при ціні синтез-газу 150 дол./1000 м³ з теплотою згорання 12 МДж/м³ вартість 1 МДж складатиме 0,1 грн. Для природного газу з теплотою згорання 33 МДж/м³ за ціною 400, 300, 250 та 200 дол./1000 м³ вартість 1 МДж складатиме відповідно 0,097; 0,073; 0,061 та 0,05 грн. Зіставивши отримані значення, бачимо, що енергетична цінність природного газу вартістю 400 дол./1000 м³ майже дорівнює синтез-газу за ціною 150 дол./1000 м³. Між тим, спеціалісти стверджують, що можливо отримати останній за ціною 125 дол./1000 м³. Нам уявляється концептуально обґрунтованою вартістю синтез-газу величина, що співвідноситься до ціни природного газу з урахуванням його теплоти згорання, тобто питомої вартості 1 МДж. Приймаючи таку концепцію, співвідношення вартостей (цін) природний газ:синтез-газ складатиме 200:75, 300:110, 400:145, 500:180.

Наведені вище міркування спрямовані на ідею сполучення природного та синтез-газу для отримання бінарного з метою його використання в газотурбінних технологіях. На вугільних шахтах, де виконуються роботи з дегазації пластів та видобувають шахтний метан з високою концентрацією (вище 30%), доцільним буде відмовитися від використання природного газу для отримання бінарного. "Природний" технологічний процес на базі однієї або декількох вугільних

шахт з отримання бінарного газу на основі синтез-газу та шахтного метану має інтерес з економічної та енергетичної точок зору.

3.5. Оцінка використання бінарного газу в газотурбінних технологіях

Для отримання бінарного газу необхідного енергетичного потенціалу на основі сполучення природного та синтетичного газів слід розглянути рівняння теплоти

$$Q_{n_2} g_{0w}^{n_2} \delta_{n_2} + Q_{c_2} g_{0w}^{c_2} \delta_{c_2} = Q_{b_2} g_{0w}^{b_2}, \quad (3.16)$$

де Q_{n_2} , Q_{c_2} та Q_{b_2} – теплота згорання відповідно природного, синтетичного та бінарного газів, МДж/м³; $g_{0w}^{n_2}$, $g_{0w}^{c_2}$, $g_{0w}^{b_2}$ – питома витрата природного, синтетичного та бінарного газів для вироблення 1 кВт·год електроенергії відповідно, м³/кВт·год; δ_{n_2} , δ_{c_2} – необхідна частка відповідно природного та синтез-газу для отримання бінарного газу із заданою теплотою згорання, в. о.

Для відповідної теплоти згорання газу питомі витрати $g_{0w}^{n_2}$, $g_{0w}^{c_2}$ та $g_{0w}^{b_2}$ визначаються за формулою (3.6). Приймаються такі значення: $Q_{n_2} = 33$ МДж/м³, $Q_{c_2} = 12$, $Q_{b_2} = \{15, 18, 21, 24, 27, 30\}$ МДж/м³. Відповідно до виразу (3.6) питомі витрати g_{0w} залежать від теплоти згорання Q та коефіцієнта перетворення газу K_n , значення якого у розрахунках приймається для усіх складових лівої та правої частин рівняння (3.16) однаковим (наприклад, $K_n = 0,4$). Таким чином, для визначення величин δ_{n_2} та δ_{c_2} запишемо: $Q_{n_2} \delta_{n_2} + Q_{c_2} \delta_{c_2} = Q_{b_2}$, звідки $\delta_{n_2} + \delta_{c_2} = 1,0$. Останнє рівняння дозволяє визначити: $\delta_{n_2} = 1 - \delta_{c_2}$ та $\delta_{c_2} = 1 - \delta_{n_2}$. Шляхом нескладних перетворень запишемо:

$$\delta_{n_2} = \frac{Q_{b_2} - Q_{c_2}}{Q_{n_2} - Q_{c_2}}; \quad \delta_{c_2} = \frac{Q_{n_2} - Q_{b_2}}{Q_{n_2} - Q_{c_2}}. \quad (3.17)$$

Згідно з формулою (3.17) складові питомі витрат газів Δg_{0w} для отримання заданої теплоти згорання бінарного газу набувають такого вигляду:

$$\Delta g_{0w}^{n_2} = \delta_{n_2} g_{0w}^{n_2}; \quad \Delta g_{0w}^{c_2} = \delta_{c_2} g_{0w}^{c_2}; \quad (3.18)$$

$$g_{0w}^{b_2} = \frac{\Delta g_{0w}^{n_2} Q_{n_2} + \Delta g_{0w}^{c_2} Q_{c_2}}{Q_{b_2}} = \frac{3,6}{Q_{b_2} K_n}. \quad (3.19)$$

Розрахункові значення, отримані для розглядуваних умов за формулами (3.17) – (3.19), наведені у табл. 3.12, а залежності питомої витрати бінарного газу та складових питомих витрат синтетичного і природного газів від теплоти згорання бінарного – на рис. 3.11. Бачимо, що з її зростанням збільшується частка природного та знижується кількість синтез-газу, що адекватно відображується на їх складових питомих витрат.

Таблиця 3.12

Розрахункові показники для бінарного газу

Теплота згорання бінарного газу $Q_{бг}$, МДж/м ³	Частка газу, в. о.		Δg_{0w}^{n2}	Δg_{0w}^{c2}	$g_{0w}^{бг}$
	δ_{n2}	δ_{c2}			
15,0	0,14286	0,85714	0,03896	0,64285	0,6
18,0	0,2857	0,7143	0,07792	0,5357	0,5
21,0	0,4286	0,5714	0,11689	0,42855	0,42857
24,0	0,5714	0,4286	0,15584	0,32145	0,375
27,0	0,7143	0,2857	0,1948	0,21427	0,333
30,0	0,8571	0,1429	0,23376	0,1072	0,3

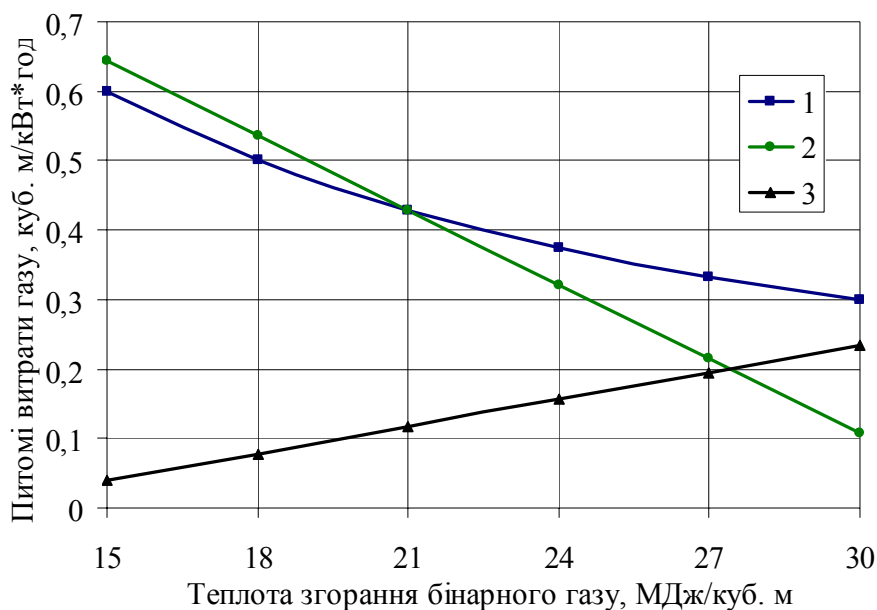


Рис. 3.11. Криві питомих витрат бінарного газу залежно від теплоти його згорання (1) при відповідних частках синтетичного (2) та природного (3) газів

Зрозуміло, що із зростанням теплоти згорання бінарного газу його питома витрата зменшується за рахунок збільшення частки природного газу. Проміжні значення Δg_{0w}^{n2} та Δg_{0w}^{c2} , необхідні для визначення паливної складової вартості електроенергії, див. у табл. 3.13.

Таблиця 3.13

Паливна складова вартості електроенергії

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Вартість паливної складової на вироблення 1 кВт·год електроенергії, грн/кВт·год							
	природного газу	синтез-газу	бінарного газу при $Q_{бг}$, МДж/м ³					
			15	18	21	24	27	30
500	1,091	0,75	0,7987	0,8477	0,8965	0,9454		
400	0,8736		0,7675	0,7853	0,8029	0,8206		
300	0,654		0,7364	0,7229	0,7093	0,6958	0,6818	0,668
200	0,436		0,7052	0,6605	0,6157	0,5710	0,526	0,4812

Аналіз даних табл. 3.13 свідчить, що із зростанням теплоти згорання бінарного газу спостерігаються такі зміни паливної складової вартості електроенергії: при ціні природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ – збільшується, 300 і 200 дол./1000 м³ – зменшується. Тенденції таких змін розглянуті на рис. 3.12.

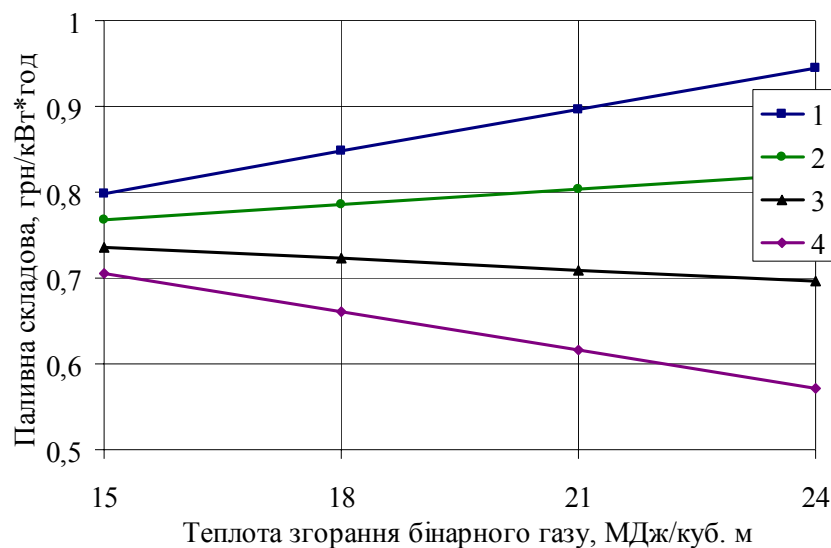


Рис. 3.12. Криві (1, 2, 3, 4) залежності паливної складової вартості вироблення 1 кВт·год електроенергії від теплоти згорання бінарного газу при вартості природного газу відповідно 500, 400, 300 та 200 дол./1000 м³

Наведені тенденції змін паливної складової вартості електроенергії обумовили необхідність додаткового аналізу залежностей, функція яких спадає, тим більше, що зменшуються і питомі витрати бінарного газу (див. табл. 3.12 та рис. 3.11). Тому для вартості природного газу 300 і 200 дол./1000 м³ додатково прийнята теплота згорання бінарного газу 27 і 30 МДж/м³, що відображено у табл. 3.13.

Залежно від цін складових природного і синтез-газу за допомогою перерахунку отримана вартість бінарного газу для прийнятих умов (табл. 3.14).

Таблиця 3.14

Вартість бінарного газу залежно від частки складових природного та синтез-газу

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Теплота згорання бінарного газу, МДж/м ³					
	15	18	21	24	27	30
500	166,39	211,92	261,48	315,13		
400	159,89	196,32	234,18	273,53		
300	153,42	180,72	206,88	231,93	255,93	278,3
200	146,92	165,12	179,58	190,03	197,4	199,0

За значеннями вартості бінарного газу (табл. 3.14) з урахуванням математичного сподівання (рис. 3.6) отримані відносні витрати на експлуатацію. З використанням залежності (3.8) визначена повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на ГТУ (табл. 3.15).

Таблиця 3.15

Повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії з використанням бінарного газу на ГТУ, грн/кВт·год

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Теплота згорання бінарного газу, МДж/м ³					
	15	18	21	24	27	30
500	1,078	1,127	1,139	1,172		
400	1,044	1,048	1,049	1,050		
300	1,005	0,969	0,922	0,904	0,852	0,828
200	0,967	0,892	0,812	0,765	0,673	0,611

Аналізуючи отримані значення повної вартості вироблення 1 кВт·год електроенергії з використанням бінарного газу на ГТУ, бачимо незначне зростання вартості при підвищенні теплоти згорання для природного газу за ціною 500 і 400 дол./1000 м³ та, навпаки, незначне зменшення вартості 1 кВт·год енергії при тих самих умовах для природного газу за ціною 300 і 200 дол./1000 м³. Дані табл. 3.15 добре "стикуються" з аналогічними табл. 3.13: спостерігаються максимальні значення відповідних показників для вартості природного газу 500 дол./1000 м³ та теплоті згорання бінарного газу 24 МДж/м³. Разом з тим, вартість останнього (див. табл. 3.14) залежно від його теплоти згорання для усіх прийнятих вартостей природного газу зростає. Такий висновок пояснюється різними значеннями коефіцієнтів відрахування на експлуатацію, які залежать від вартості газу.

Ефективність використання бінарного газу розрахована за методикою, що викладена у п.3.4 щодо визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи. Різниця полягає тільки в одному – для використання бінарного газу прийнято єдине найбільш імовірне значення коефіцієнта перетворення його теплоти в електроенергію на рівні $K_n = 0,4$ при застосуванні ГТУ. Вартість електроенергії, отриманої від енергетичних компаній, прийнята відповідно до діючих тарифних коефіцієнтів (див. табл. 3.6). З метою виключення повторення деяких прийнятих положень автори пропонують звертатися до п.3.4 (наприклад, коефіцієнт зниження оплати за електроенергію за рахунок регулювання споживачем режимів електроспоживання K_p запропоновано застосовувати до тарифу).

У табл. 3.16 наведено результати оцінки показників ефективності застосування бінарного газу на ГТУ. Порожні місця свідчать про неприйнятні терміни окупності для заданих умов, що перевищують 10 років.

Таблиця 3.16

Оцінка показників ефективності застосування бінарного газу для газотурбінних технологій (ГТУ)

Вартість		Термін окупності ГТУ, років, при теплоті згорання бінарного газу, МДж/м ³											
		15		18		21		24		27		30	
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ, дол./кВт	та тарифі на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, грн/кВт·год											
		1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	0,75	1,0	1,25
500	1000	5,7		6,7		7,0		7,9					
	1250	7,1		8,4		8,7		9,9					
	1500	8,5		10,0		10,5							
400	1000	5,2		5,2		5,2		5,2					
	1250	6,5		6,5		6,5		6,5					
	1500	7,75		7,8		7,8		7,8					
300	1000	4,7	11,9	4,3	9,2	3,9	8,0	3,7	6,8	3,4		6,3	3,2
	1250	5,8		5,4	11,5	4,8	10,5	4,7	8,5	4,2		7,9	4,0
	1500	7,0		6,4		5,8		5,6	10,3	5,0		9,5	4,9
200	1000	4,2	8,0	3,6	6,0	3,1	5,2	2,9	4,1	2,6	8,0	3,6	2,4
	1250	5,3	10,0	4,5	7,5	3,9	6,5	3,6	5,2	3,2	10,0	4,6	3,0
	1500	6,4		5,5	9,0	4,7	7,8	4,4	6,2	3,8		5,5	3,5

Для вартості природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ ефективність його використання підтверджується тільки при тарифі на електроенергію 1,25 грн/кВт·год. Саме тому такі показники ефектив-

ності не можуть задовольняти вимоги економіки поточного періоду. Спостерігається область ефективних реалізацій при цінах природного газу 300 і 200 дол./1000 м³. Інтерес для аналізу представляє співставлення відповідних показників ефективності з табл. 3.7 та 3.16. Порівняння показників синтез-газу з теплою згорання 15 МДж/м³, вартістю 125 дол./1000 м³ і $K_n = 0,4$, наведених у табл. 3.10, дозволяє сказати, що вони поступаються відповідним значенням для бінарного газу з теплою згорання 30 МДж/м³ при інших рівних умовах. При цьому вартість природного газу складає 200 дол./1000 м³.

На рис. 3.13 наведені окремі залежності ефективності використання бінарного газу. Криві при вартості природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ з точки зору аналізу майже не припустимі. Однак криві для ціни газу у 300 і 200 дол./1000 м³ можуть бути використані для практичної реалізації.

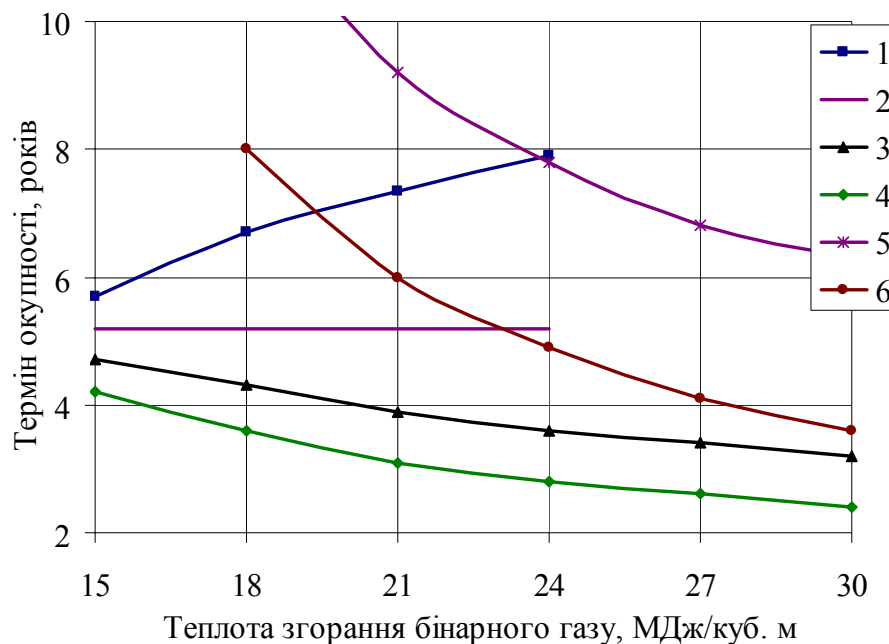


Рис. 3.13. Криві залежності терміну окупності від теплоти згорання бінарного газу: 1, 2, 3, 4 – відповідно при вартості природного газу 500, 400, 300 і 200 дол./1000 м³ та тарифі на електроенергію 1,25 грн/кВт·год; 5, 6 – відповідно при вартості природного газу 300 і 200 дол./1000 м³ та тарифі на електроенергію 1,0 грн/кВт·год

Слід звернути увагу на суттєву залежність терміну окупності від тарифу на електроенергію. Крива на рис. 3.14 підтверджується залежностями на рис. 3.10. Характерно, що чим більше вартість природного газу, тим сильніше вона впливає на підвищення терміну окупності.

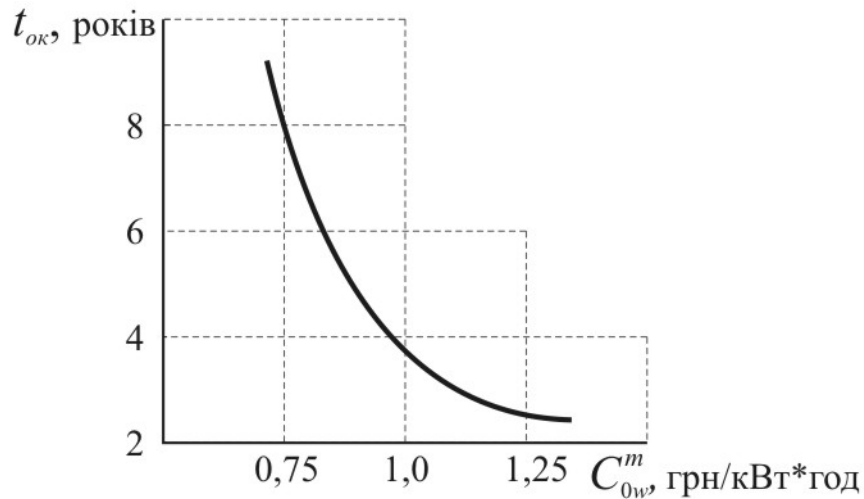


Рис. 3.14. Крива залежності терміну окупності від тарифу на електроенергію для бінарного газу з теплою згорання 30 МДж/м³

Розглянемо конкретний приклад. У межах тарифу на електроенергію 1,0 – 1,25 грн/кВт*год при використанні бінарного газу (рис. 3.14) вартістю від 199,0 до 278,3 дол./1000 м³ термін окупності зменшиться у 1,5 раза (див. табл. 3.16). Це підтверджується і кривими на рис. 3.10, коли при вартості природного газу 200 дол./1000 м³ (крива 1) – за тих самих умов термін окупності змінюється у 1,41 раза, а вже при вартості 450 дол./1000 м³ (крива 3) – у 3 рази.

Саме тому існує ряд умов і положень, що мають бути враховані при коректній оцінці ефективності використання бінарного газу в газотурбінних технологіях у разі впровадження комбінованого режиму роботи систем електропостачання.

4. СТВОРЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

4.1. Коротка довідка про створення підземних гідроакумулюючих електростанцій

У світі в експлуатації та будівництві нараховується понад 300 ГАЕС сумарною потужністю більше 80 млн кВт. За прогнозами до 1995 р. потужність усіх ГАЕС в світі досягла приблизно 100 млн кВт при їх частці в енергосистемах до 5,6% у США та 4% у Західній Європі. Побудовані й будуються ГАЕС потужністю до 2000 МВт, проектується ГАЕС потужністю 3000–3600 МВт. Більшість з них використовують напори 100–300 м, в окремих випадках – 800–900 м, а для ГАЕС з підземними басейнами напори можуть сягати 1200–1500 м [20].

Перша ГАЕС у колишньому СРСР – Кубанська (6 агрегатів потужністю по 19 МВт, середні напори $H_{cp} = 14,5 - 30$ м) із сезонним циклом акумуляції була побудована в 1969 р. у головній частині Великого Ставропольського каналу. У 1970 р. уведена в експлуатацію Київська ГАЕС ($P = 230$ МВт, $H_{cp} = 65$ м); як нижній басейн у неї використовується водосховище Київської ГЕС. Уводяться в дію Загорська (6 агрегатів по 200 МВт) і Кайшядорська (8 агрегатів по 200 МВт) ГАЕС, розпочаті роботи на Канівській ГАЕС (16 агрегатів по 225 МВт). Ці ГАЕС мають близькі розрахункові напори ($H_{cp} = 100 - 105$ м), що дозволило уніфікувати їх гідросилове та механічне устаткування і деякі споруди.

Тенденція широкого будівництва ГАЕС простежується в промислово розвинених європейських країнах. Будується близько 55 ГАЕС. Більшість указаних об'єктів має підземне розміщення машинного залу. Встановлена потужність найкрупнішої ГАЕС Бат Каунті досягає 2100 МВт, є проекти ряду інших великих станцій. Найбільший напір ГАЕС у 1430 м має італійська станція Сан-Фіорано. Потужні ГАЕС мають добру швидкодію; пуск агрегатів забезпечується за декілька секунд, що дозволяє використовувати станцію як аварійний резерв.

З метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більш великими напорами (до 300–500 м). Відповідно до цього виникла ідея впровадження в Україні нових типів високонапірних гідроакумулюючих електростанцій – ГАЕС з підземним розташуванням нижнього акумулюючого басейну (ПГАЕС). На-

пір на таких ГАЕС створюється штучно, шляхом значного заглиблення нижнього басейну. Проведені дослідження показали доцільність розміщення цього басейну в товщі міцних кристалічних порід, де стійкість підземних виробок забезпечується без виконання коштовних укріпних робіт. Такі можливості є в межах кристалічного фундаменту Російської платформи, а саме: на північний захід від Санкт-Петербурга, де кристалічні породи Балтійського щита, в основному граніти, виходять на поверхню, в Білорусі, Воронежській та Липецькій областях, де кристалічний масив залягає на глибині 100 – 200 м від поверхні, поблизу м. Запоріжжя, де залягають граніти Українського щита [5, 21].

Уперше проект ГАЕС з підземним розташуванням нижнього басейну був запропонований в 1968 р. і привернув увагу гідроенергетиків багатьох країн світу, у тому числі колишнього СРСР, Канади, США, Нідерландів та ін. Проектні пропозиції створення ПГАЕС існують більше 20 років, проте до цього часу такі ГАЕС не побудовані. Нині у проектах підземних ГАЕС, виходячи із зменшення вартості нижнього басейну із збільшенням глибини, розглядаються напори до 1200 – 1500 м.

Економічно доцільно розробляти ПГАЕС великої потужності – 1000 – 1500 МВт і більше. Станції малої потужності менш рентабельні. Проте в нашій пропозиції використовується залишкова вартість основних фондів, що раніше фахівцями не враховувалася. З'явився проект двоступеневої американської ПГАЕС із загальним напором 3000 м і підземним розташуванням обох басейнів. Цей проект є прототипом наших пропозицій, але з тією відмінністю, що напори складають до 1000 м.

З перших же років розробки проектів ПГАЕС почалися пошуки готових підземних виробок, придатних для використання їх як підземні басейни. Однак питання використання відпрацьованих вугільних шахт, що розглядалося у той період, здавалося недоцільним у зв'язку з їх аварійним станом і складними геологічними умовами, а сольових виробок – у зв'язку з можливим розчиненням солей при роботі ГАЕС. І лише залізородні шахти, виробки яких розміщуються в міцних породах, виявилися придатними для спорудження гідроакмулюючих електростанцій.

Аналогічні пропозиції є і в США. Так, на шахті Нью-Джерсі передбачається будівництво ГАЕС з розташуванням нижнього басейну

в підземних виробках відпрацьованого залізорудного родовища. Потужність ГАЕС складе 1000 МВт, напір – 750 м.

Проектувальниками і науковцями інститутів "Гідропроект", "Оргенергобуд", МІБІ ім. В.В. Куйбишева та іншими розробляються пропозиції будівництва високонапірних ПГАЕС відповідно до належних умов та перспективного рівня розвитку енергетичного машинобудування. Розглянута можливість створення ГАЕС потужністю 1200 МВт і напором 260 м з використанням як нижнього басейну відпрацьованих виробок залізорудної шахти ім. Губкіна комбінату КМАруда.

Розглянуті питання перебувають на стадії наукових досліджень і передпроектних пропозицій. Виконана оцінка показує економічну порівнянність ПГАЕС з гідроакумуючими електростанціями звичайного типу.

Враховуючи перевагу ГАЕС за показниками маневреності (див. табл. 2.2), відсутність на території України умов для створення великих напорів, значну загальну потужність ТЕС у Донецькій і Луганській областях та наявність планів про закриття глибоких (600 – 1200 м) вугільних шахт Центрального району Донбасу (ЦРД), у 1997 р. була виконана НДР "Розробити пропозиції до використання підземного простору вугільних шахт Центрального району Донбасу, що закриваються, для встановлення накопичувачів енергії" [22]. У цій роботі розглядається закриття 23 вугільних шахт ЦРД.

Масштабність і актуальність вирішення проблеми нерівномірності споживання енергії та складність гармонійного розвитку паливно-енергетичного комплексу, пов'язаного з величезними інвестиціями та втратами цінних чорноземів України, сприяло появі ідеї створення підземних ГАЕС. В її основу покладено залучення в повторне промислове використання цінностей, що безповоротно втрачаються в результаті закриття шахт – підземних шахтних фондів, залишкова вартість яких складає сотні мільйонів гривень. Саме закриття шахт і списання шахтних фондів вимагає додаткових витрат, тобто нових мільйонів. Отже, спорудження ПГАЕС буде сприяти вирішенню екологічних і соціальних наслідків закриття шахт. З цих позицій економія капітальних витрат, що визначена у цінах 1997 р., складає 380 млн грн, а залучення в економіку вартості остаточних фондів – 500 млн грн. При цьому щорічна економія складатиме 8 млн грн. Наведені економічні показники підтверджують доцільність спорудження ПГАЕС.

4.2. Оцінка паливної складової

Використання накопичувачів енергії забезпечує економію палива, необхідного для вироблення електроенергії відповідно до графіка електроспоживання. Це визначається тим, що зарядження накопичувача здійснюється в години мінімальних навантажень, коли витрата палива на вироблення 1 кВт·год мінімальна (300 – 320 г у.п.), а віддача енергії накопичувачів в мережу здійснюється в години максимуму, коли на вироблення 1 кВт·год потрібна набагато більша кількість палива (до 500 г у.п.).

Витрата електроенергії на зарядження накопичувача стосовно ГАЕС складе $W^3 = W_n / \eta^3$, а енергія, віддана накопичувачем у мережу, буде $W^p = W_n \eta^p$, де η^3 та η^p – ККД накопичувача при зарядженні та розрядженні відповідно; W_n – енергія накопичувача [5].

Витрата палива на зарядження накопичувача

$$G^3 = \int_{t_{n3}}^{t_{k3}} g(t) P(t) dt = W^3 g_{cp.3},$$

де $g(t)$ – поточне значення питомої витрати палива протягом часу від t_{n3} до t_{k3} ; $P(t)$ – поточне значення споживаної потужності за той самий час; t_{n3} , t_{k3} – відповідно початок та кінець процесу зарядження; $g_{cp.3}$ – середнє питоме значення витрати палива протягом часу $t_{n3} - t_{k3}$.

Розрядження накопичувача в години максимуму навантаження і віддача в мережу електроенергії призведуть до виведення електростанцій, на яких для вироблення W^p енергії було потрібно б паливо у такій кількості:

$$G^p = \int_{t_{np}}^{t_{kp}} g(t) P(t) dt = W^p g_{cp.p},$$

де $g_{cp.p}$ – середнє питоме значення витрати палива протягом часу розрядження $t_{np} - t_{kp}$.

Економія палива за рахунок використання накопичувача

$$\Delta G = G^p - G^3 = W_n(g_{cp.p}\eta^p - g_{cp.3} / \eta^3),$$

тобто економія палива забезпечується при виконанні умови $g_{cp.p} > g_{cp.z} / \eta_{н.е}$.

Енергетична (паливна) ефективність використання накопичувача енергії

$$\Psi_e = \frac{G^p}{G^z} = \frac{g_{cp.p}}{g_{cp.z}} \eta^3 \eta^p = \eta_{н.е} \xi,$$

де $\xi = g_{cp.p} / g_{cp.z}$; $\eta_{н.е} = \eta^3 \eta^p$.

На рис. 4.1 показана зона паливної ефективності накопичувачів енергії залежно від величини ξ та $\eta_{н.е}$. Наприклад, при $\eta_{н.е} = 0,4$ і $\xi = 2$ (точка А) використання накопичувачів з позицій енергетичної (паливної) ефективності не виправдано. При $\eta_{н.е} = 0,4$ і $\xi = 3,5$ (точка В) використання накопичувача виправдано.



Рис. 4.1. Зона енергетичної (паливної) ефективності використання накопичувачів енергії

На базі наведених виразів для ГАЕС потужністю 100 МВт (така потужність у подальшому розглядатиметься) розрахуємо економію палива. При цьому ККД зарядження $\eta_z = 0,821$ і розрядження $\eta_p = 0,8295$. Витрата електроенергії на зарядження ГАЕС протягом 7 годин (з 23 до 6 години) за роботою [22] визначається як

$$W_3 = 100 \cdot 10^3 \cdot 7 = 700 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Витрата палива

$$G_3 = W_3 \cdot g_0 = 700 \cdot 10^3 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 210 \text{ т.}$$

Енергія, накопичена ГАЕС,

$$W_n = W_3 \cdot \eta_3 = 700 \cdot 10^3 \cdot 0,821 = 574,7 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Якщо прийняти, що ГАЕС видає накопичену енергію в години ранкового (з 8 до 10 години) і вечірнього (з 18 до 22 години) максимумів, то в мережу надійде

$$\begin{aligned} W_{\max} &= W_{p \max} + W_{e \max} = 574,7 \cdot 10^3 \cdot \eta_p \cdot (2/6) + 574,7 \cdot 10^3 \cdot \eta_p \cdot (4/6) = \\ &= (158,9 + 317,8) \cdot 10^3 = 476,7 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Коли б ця енергія поступала споживачам не від ГАЕС, а від електростанцій інших типів, то витрата палива

$$\begin{aligned} G_{\text{мес}} &= W_{p \max} \cdot g_{p \max} + W_{e \max} \cdot g_{e \max} = \\ &= 158,9 \cdot 10^3 \cdot 0,675 \cdot 10^{-3} + 317,8 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 10^{-3} = 345,6 \text{ т,} \end{aligned}$$

де $g_{p \max}$ та $g_{e \max}$ – питома витрата умовного палива для ранкового та вечірнього максимумів відповідно.

Економія палива за рахунок роботи ГАЕС замість пікових електростанцій

$$\Delta G = G_{\text{мес}} - G_3 = 345,6 - 210 = 135,6 \text{ т.}$$

Відносна паливна ефективність роботи ГАЕС у такому режимі

$$\Psi_e = G_{\text{мес}} / G_3 = 345,6 / 210 = 1,646 > 1,0.$$

Втрати палива за рахунок зниження ККД котло- і турбоагрегатів на процес пуску є значними і за узагальненими даними складають від 8 до 12% сумарних питомих витрат.

Виконані численні аналогічні розрахунки підтверджують, що питома економія палива для розглядуваного способу вирівнювання графіка електроспоживання складає 1,35–1,55 т/МВт.

4.3. Основні параметри ПГАЕС

Різниця позначок рівнів води верхнього і нижнього басейнів визначає значення статичного напору $H_{ст}$, який у процесі роботи ГАЕС змінюється відповідно до наповнення і спорожнення кожного з басейнів. Коливання рівнів води у басейнах існуючих ГАЕС сягають 10 – 30 м.

При роботі в турбінному режимі напір на гідромашині менше статичного за рахунок гідравлічних втрат у водоводах [20]:

$$H_m = H_{ст} - h_{вт.м.}$$

При роботі в насосному режимі напір, що розвивається, більше статичного за рахунок гідравлічних втрат при зворотному русі води у водоводах:

$$H_n = H_{ст} + h_{вт.н.}$$

Коефіцієнт корисної дії водоводів при роботі ГАЕС у турбінному режимі визначається як

$$\eta_{вод.м} = \frac{H_m}{H_{ст}} = \frac{H_{ст} - h_{вт.м.}}{H_{ст}} = 1 - \frac{h_{вт.м.}}{H_{ст}};$$

у насосному режимі –

$$\eta_{вод.н} = \frac{H_{ст}}{H_n} = \frac{H_{ст}}{H_{ст} + h_{вт.н.}}$$

Таким чином, відношення напорів води турбінного і насосного режимів (при однаковому $H_{ст}$) буде таким:

$$H_m / H_n = h_{вт.м.} \cdot h_{вт.н.}$$

Сучасні ГАЕС мають статичні напори в діапазоні 30 – 1770 м. Значення ККД водоводів залежить від довжини, площі поперечного перерізу, місцевих опорів і складає від 0,98 в ГАЕС типу греблі до 0,9 – 0,85 у дериваційних. Відзначимо, що $h_{вт.м.} \neq h_{вт.н.}$ через різні зна-

чення гідравлічних втрат напорів при русі води у прямому і зворотному напрямках турбінної і насосної витрат.

Коефіцієнт корисної віддачі ГАЕС є добутком відношення енергії E_m , виробленої у турбінному режимі, до енергії E_n , відібраної з енергосистеми в насосному режимі (за умови рівності об'ємів води, поданої у верхній басейн, і спрацьованої з нього), і відношення статичних напорів турбінного $H_{ст.м}$ і насосного $H_{ст.н}$ режимів, тобто

$$\eta_{к.в} = \frac{E_m}{E_n} \cdot \frac{H_{ст.м}}{H_{ст.н}}. \quad (4.1)$$

Слід зазначити, що в схемі ГАЕС з неповною висотою підкачки $H_{ст.м} > H_{ст.н}$, тому $\eta_{к.в}$ може бути більше одиниці. Це вказує на ефективність даної схеми.

При $H_{ст.м} = H_{ст.н}$, що є характерним для ГАЕС простої акумуляції, згідно з виразом (4.1) коефіцієнт корисної дії ГАЕС (або ККД циклу) запишеться так:

$$\eta_{ГАЕС} = E_m / E_n.$$

Крім того, коефіцієнт корисної дії ГАЕС є добутком ККД трансформатора, гідравлічної і електричної машин, водоводів при роботі в насосному і турбінному режимах. Відхилення від оптимальної потужності і деяке коливання напору знижує максимальний ККД ГАЕС.

Коефіцієнт корисної дії сучасних ГАЕС з потужними оборотними двомашинними агрегатами досягає 75%. Наприклад, це станція Круахан в Англії: $P_a = 100$ МВт, $\eta_{ГАЕС} = 75\%$; Ренкхаузен у Німеччині: $P_a = 67$ МВт, $\eta_{ГАЕС} = 75,1\%$.

При трьохмашинній схемі за рахунок більш високих ККД турбіни і насоса в порівнянні з ККД оборотної гідромашини сумарний ККД ГАЕС досягає 79% (ГАЕС Віанден у Люксембурзі).

Можливі потужності P , обсяги вироблення енергії E і об'єми води Q , що використовуються, взаємозв'язані і значною мірою визначаються напором $H_{ст.}$. Установивши на перспективному графіку добового навантаження бажану зону роботи ГАЕС, можна визначити необхідний корисний об'єм кожного з її басейнів, м³:

$$Q_{кор} = \frac{365,2E}{H\eta_m\eta_{ген}},$$

де E , H , η_m , $\eta_{ген}$ – відповідно розрахункове добове вироблення енергії ГАЕС, середній напір, ККД турбіни і генератора.

Вироблення енергії E у проектних розрахунках звичайно приймається як добуток встановленої потужності ГАЕС на розрахункову тривалість її використання, хоча при більш точних розрахунках мають бути враховані зміни потужності, що віддається за період турбінного режиму ГАЕС.

Потужність ГАЕС за деякий час T (год) може бути визначена за умови, що в процесі роботи станції змінюються і витрата, і напір води. Таким чином, у загальному вигляді

$$P_{(t)} = 9,81Q_{(t)}H_{(t)}\eta_{ен.заг}.$$

ККД змінюється у незначних межах. За певний відрізок часу dt (год) приріст вироблення енергії виражається як добуток $dE = P_{(t)}dt$. Тоді для всього часу T можна записати, що

$$E_T = \int_0^T 9,81Q_{(t)}H_{(t)}\eta_{ен.заг} dt.$$

Використовуючи теорему про середнє і вводячи замість $H_{(t)}$ середнє значення напору $H_{ср}$, маємо такий вираз:

$$E_T = 9,81H_{ср}\eta_{ен.заг} \int_0^T Q_{(t)} dt.$$

Якщо помножити на 3600 (маючи на увазі, що dt – у годинах), то інтеграл відображує загальний стік води через турбіни за час T – Q_T . Тоді

$$E_T = \frac{9,81H_{ср}Q_T}{3600} \eta_{ен.заг}. \quad (4.2)$$

Електрична потужність, підведена до споживача, менше потужності, виробленої гідроелектростанцією, $P_{ГАЕС}$. Суму всіх втрат

потужності при передачі електричної енергії від ГАЕС до споживача і при багатократних перетвореннях її у підвищувальних та знижувальних трансформаторах можна оцінити за допомогою ККД системи передачі та перетворення $\eta_{пер}$.

Встановлена потужність гідроелектростанцій $P_{вст}$ визначається як сума номінальних (паспортних) потужностей встановлених на ній генераторів. Звичайно вона відповідає максимальній потужності, на яку розрахована ГАЕС.

Використовуючи результати досліджень, отримуємо залежність потужності ГАЕС від напору і витрати води:

$$P_{ГАЕС} = K_2 QH,$$

де K_2 – коефіцієнт, що враховує добуток величин QH і постійних, що входять у формулу (4.2); математичне сподівання $K_2 = 0,1144$.

Потужність одиничного агрегату визначається масогабаритними параметрами гідроагрегату і його можливим ступенем агрегування з урахуванням прохідного перерізу шахтного стовбура. Наприклад, максимальна вага частини агрегату складає, припустимо, 10 т, а діаметр не повинен перевищувати 2,6 м. При вказаних значеннях масогабаритних параметрів потужність гідрогенератора має бути не більшою за 20 МВт. Якщо потужність ГАЕС для конкретних значень Q і H визначена 60 МВт, то необхідно встановити 3 гідротурбіни.

4.4. Концепція комплексного підходу

Фахівцями, які працюють в області акумуляції енергії, визначено, що економічно доцільна потужність ГАЕС складає від 200 до 2000 і більше МВт [5, 20]. Проте виконаний нами перегляд літературних джерел, наукових праць і розробок не дозволив знайти відомості про доцільну потужність одиничних гідрогенераторів. Вивчення зарубіжних матеріалів і заводів-виробників гідрогенераторів свідчить, що одинична потужність гідрогенератора знаходиться в широкому діапазоні – від 2,4 до 300 МВт і більше.

З погляду ефективного використання гідроенергії в майбутньому гідрогенераторам середньої (умовно до 50 МВт) і малої (до 5 МВт) потужності відводиться велика роль. З досвіду діючих ГЕС відомо, що вони працюють, як правило, за багатоагрегатною технологічною схемою. Мабуть, для таких умов має бути вирішена агрегатно-

кількісна оптимізаційна задача, що має самостійний науковий і практичний інтерес. Слід зазначити, що подібного типу задача має складну залежність з нерівномірністю електричного навантаження. Далі аналізується одинична потужність з погляду обмежень мас і габаритів при доставці гідрогенераторів по діючому шахтному стовбуру, а також їхнього розміщення у гірничих виробках. З урахуванням слабких гірських порід зведення великих (об'ємних) підземних споруд для пристрою гідрогенераторів небажано, оскільки це призведе до значного здорожчання будівництва ПГАЕС, а може й до ризику руйнування підземних споруд машинного залу.

Таким чином, основне завдання, яке необхідно вирішити, полягає в обґрунтуванні одиничної потужності гідрогенератора за умов мінімізації габаритів додаткових підземних споруд і достатності прохідних перерізів шахтних стовбурів.

Потужність однієї ГАЕС підземного розміщення в гірничих виробках вугільних шахт, що закриваються, можна розглядати і не до однієї шахти. Такий підхід може бути обґрунтований тим, що вугільні шахти ЦРД територіально знаходяться в безпосередній близькості одна до одної. Це дозволяє розглядати ПГАЕС, що розташовується на двох, трьох і більше шахтах, як з'єднану єдиним гідроакumuлюючим енергетичним комплексом під адміністративним керівництвом, направленим на виконання поставленого завдання. Таке рішення дозволяє створити ПГАЕС потужністю більше 200 МВт. При цьому можна відмовитися від додаткових споруд великих за обсягом виробок для розміщення в них гідрогенераторів.

Інше вельми важливе завдання, яке слід вирішити, полягає у визначенні сумарної потужності ГАЕС для регіону ЦРД, що розглядається. Його вирішення залежить від нерівномірності графіка електроспоживання стосовно вузла електричного навантаження енергетичної компанії "Донбасенерго".

Відсутність реальних ГЕН і доцільності перетоків потужностей не дозволяють коректно вирішити це завдання. Однак відомо, що необхідна мінімальна маневрена (пікова) потужність в Україні оцінюється приблизно у 800 – 1200 МВт [23, 24].

При розробці технічних рішень зі створення ПГАЕС шахти "Червоний Жовтень" (див. п.4.5) розглянуто три варіанти для горизонтів 910 і 790 м: з облицьовуванням діючих гірничих виробок, з облицьовуванням і поглибленням виробок до 3 м та з поглибленням і додатковою проходкою нових виробок. Такий розгляд варіантів

пов'язаний з отриманням різних потужностей станції. Якщо прийняти варіант максимальної потужності ПГАЕС на одній шахті, то можна отримати потужність 100 МВт тільки на одному горизонті. При одночасному використанні двох горизонтів (910 і 790 м) можна отримати потужність ПГАЕС на одній шахті 200 МВт.

Таким чином, реалізація першого варіанта дозволить отримати на шахтах ЦРД сумарну потужність ПГАЕС близькою до 1200 МВт, другого – до 2700 МВт, третього – до 5400 МВт. З урахуванням вищевикладеного прийнятий план реалізації мінімальної сумарної потужності електростанцій на 23 шахтах ЦРД. При цьому 4 шахти, що мають невеликі об'єми гірничих виробок, виключено з розгляду.

Такий план реалізації розробок прийнятий за двох причин: обмежені інвестиції і відсутність достовірних даних про нерівномірність графіка електроспоживання і необхідну маневрену потужність. З урахуванням концептуального комплексного підходу до вирішення завдання формування ПГАЕС і використовуючи необхідні залежності, в табл.4.1 наведені основні розрахункові характеристики ПГАЕС для 23 шахт ЦРД. Загальна сумарна потужність станцій складає 1235 МВт при незначних об'ємах збільшення гірничих виробок, що становлять 127,5 тис. м³. При 5-годинному турбінному режимі роботи вироблення електроенергії складає 1235 млн кВт·год на рік, а при 7-годинному насосному режимі її споживання – 1729 млн кВт·год на рік.

4.5. Технічні рішення зі створення ПГАЕС на прикладі шахти "Червоний Жовтень"

Для створення нижніх басейнів ПГАЕС були задіяні виробки на горизонтах 910 і 790 м шахти "Червоний Жовтень". На робочих горизонтах шахти переріз існуючих виробок дуже малий, що потребує виконувати їх заповнення і спорожнення повним перерізом (гідравлічно напірний режим). При цьому вимагається забезпечити надійне сполучення виробок, що використовуються для басейну, з вентиляційним горизонтом для безперерійного надходження повітря в басейн при його спорожненні і виходу повітря з басейну при його заповненні.

Таблиця 4.1

Основні розрахункові характеристики ПГАЕС

Шахта	Розрахунковий напір, м	Корисна ємність, тис. м ³			Турбінний режим		Насосний режим
		Усього	У тому числі		Встановлена потужність, МВт	Вироблення електроенергії, млн кВт·год на рік	Споживана електроенергія, млн кВт·год на рік
			існуюча	додаткова			
"Торезька"	810	67,0	60,0	7,0	25,0	25,0	35,0
	710	76,0	60,0	16,0	25,0	25,0	35,0
"Північна"	1160	56,0	60,0	-4,0	30,0	30,0	42,0
	1050	62,0	60,0	2,0	30,0	30,0	42,0
	940	69,0	60,0	9,0	30,0	30,0	42,0
ім. Н.О. Ізотова	990	56,0	58,0	-2,0	25,0	25,0	35,0
	870	37,6	31,6	6,0	15,0	15,0	21,0
ім. К.О. Румянцева	1090	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	970	56,0	60,0	-4,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
ім. М.І. Калініна	1080	30,0	30,0	-	15,0	15,0	21,0
	960	56,0	60,0	-4,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
"Кондратіївка"	980	44,0	40,0	4,0	20,0	20,0	28,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
	740	60,0	60,0	-	20,0	20,0	28,0
"Вуглегірська"	820	40,0	40,0	-	15,0	15,0	21,0
	700	62,0	60,0	2,0	20,0	20,0	28,0
	580	60,0	60,0	-	15,0	15,0	21,0
"Булавінська"	530	41,0	35,0	6,0	10,0	10,0	14,0
	490	55,0	55,0	-	10,0	10,0	14,0
"Вільховатська"	546	59,0	50,0	9,0	15,0	15,0	21,0
ім. Ф.Е. Держинського	1026	63,0	60,0	3,0	30,0	30,0	42,0
	916	60,0	60,0	-	25,0	25,0	35,0
"Нова"	715	30,0	30,0	-	10,0	10,0	14,0
ім. Артема	1100	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	980	66,0	60,0	6,0	30,0	30,0	42,0
ім. Ю.О. Гагаріна	950	68,0	60,0	8,0	30,0	30,0	42,0
	830	65,0	60,0	5,0	25,0	25,0	35,0
	710	60,0	55,0	5,0	20,0	20,0	28,0
"Комсомолец"	1070	40,0	40,0	-	20,0	20,0	28,0
	960	54,0	60,0	-6,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
ім. В.І. Леніна	1080	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	960	67,0	60,0	7,0	30,0	30,0	42,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
"Кочегарка"	1080	60,0	57,5	2,5	30,0	30,0	42,0
	970	48,0	48,0	-	20,0	20,0	28,0
ім. О.І. Гаєвого	975	66,0	60,0	6,0	30,0	30,0	42,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
	750	58,0	50,0	8,0	20,0	20,0	28,0
ім. Карла Маркса	875	62,0	60,0	2,0	25,0	25,0	35,0
	750	58,0	60,0	-2,0	20,0	20,0	28,0
"Червоний Профінтерн"	975	65,0	60,0	5,0	30,0	30,0	42,0
	865	50,0	55,0	-5,0	20,0	20,0	28,0
"Червоний Жовтень"	910	119,0	106,0	13,0	2×25,0	50,0	70,0
	790	129,0	127,0	2,0	2×20,0	40,0	56,0
"Юнком"	936	58,0	60,0	-2,0	25,0	25,0	35,0
	816	53,0	60,0	-7,0	20,0	20,0	28,0
	716	60,0	55,0	5,0	20,0	20,0	28,0
"Полтавська"	477	45,0	35,0	10,0	10,0	10,0	14,0
	363	30,0	35,0	-5,0	5,0	5,0	7,0
"Єнакіївська"	550	39,0	35,0	4,0	10,0	10,0	14,0
	405	27,0	35,0	-8,0	5,0	5,0	7,0
Усього по ЦРД		3147,6	3023,1	127,5	1235	1235	1729

При роботі ПГАЕС у насосному режимі і надходженні води з нижнього басейну до агрегатів передбачається, що ухил виробок забезпечить самопливне надходження води в необхідному режимі, навіть при повному спорожненні басейну. Проте, не зовсім очевидні гідравлічні режими в підземному басейні при так малих перерізах і значній протяжності виробок, невеликих ухилах і складних системах перетинів у межах білястовбурного двору, заповненні штреків і повному їх спорожненні. Для забезпечення нормальної роботи басейну може виникнути необхідність у проходженні додаткових з'єднуючих виробок, у розробці поглиблень штреків з певним ухилом. Для уточнення гідравлічних режимів роботи підземного басейну та визначення характеру й обсягів додаткових прохідницьких робіт вимагається виконати модельні дослідження.

Можливий варіант – розміщення верхнього басейну у виробках горизонту 230 м із зменшенням напору на 25 – 30%. У цьому випадку практично виключається розміщення будь-яких споруд ПГАЕС на поверхні і вплив споруджуваної електростанції на навколишнє середовище. Конструкція тунелів верхнього басейну планується такою самою, як і нижнього басейну. Обсяг існуючих виробок горизонту 230 м значно менший, ніж горизонтів 790 і 910 м. Якщо місткість басейну прийняти по верхньому горизонту, то енергетичні показники ПГАЕС зменшуються у 3–4 рази. При використанні місткості басейнів нижніх горизонтів на відмітці 230 м слід обладнати велику площу додаткових виробок. Усе це істотно погіршить економічні показники ПГАЕС.

Розглянута також доцільність розробки додаткових виробок для нижнього басейну з метою підвищення енергетичної значущості ПГАЕС. У зв'язку зі складною геологічною обстановкою, слабкими породами, в яких розміщуються підземні виробки, проходка їх може бути виконана відносно невеликим перерізом з обов'язковим кріпленням монолітним залізобетоном. Через малий переріз виробок (близько 30 м²) відповідно збільшується їх довжина. Так, для збільшення місткості басейну на горизонті 910 м на 130 тис. м³, що дозволяє створити ПГАЕС потужністю 100 МВт, вимагається пройти 4,1 км тунелів. Тунелі доцільно розмістити в пісковиках і вапняках, зв'язавши їх з капітальними і ліквідованими виробками цього горизонту. Водночас не слід ускладнювати гідравлічні умови в басейні, що можливо при значному збільшенні його довжини.

За попередніми міркуваннями виявляється доцільним спорудження ПГАЕС з розміщенням нижніх підземних басейнів у виробках горизонтів 790 і 910 м з додатковим збільшенням їх місткості і загального верхнього басейну в ставку поблизу шахти. Існуючі, непогашені в процесі видобувних робіт виробки – пластові і групові штреки і квершлагги, двори та інші виробки допоміжного комплексу, мають поперечний переріз 8 – 14 м² і металеве арочне кріплення з дерев'яним затягуванням. У зв'язку з наявністю слабких нестійких порід, а також великого водоприпливу, залишати існуючі виробки для багаторічної експлуатації як тунелі підземного басейну в такому вигляді не виявляється можливим. Тому розглянутий варіант використання існуючих виробок – рудодворів, штреків, квершлагів та інших як тунелів підземного басейну після бетонування їх зводів, стін і лотків. Відносно малий обсяг існуючих виробок на горизонтах 790 і 910 м визначає необхідність створення додаткової місткості нижнього басейну, що підвищує ефективність ПГАЕС. Це завдання може бути вирішено двома шляхами. Наявність існуючих виробок дає можливість після їх закріплення залізобетонним зведенням збільшити їх переріз шляхом розробки нижнього уступу з подальшим закріпленням анкерним кріпленням та залізобетоном. Таким чином досягається часткове збільшення обсягів існуючих виробок, що і розглянуто у відповідних варіантах компонування. У разі необхідності, збільшення місткості підземного басейну ПГАЕС (до 240 – 310 тис. м³) досягається шляхом проходки нових тунелів перерізом близько 30 м² та їх бетонування.

Для розміщення агрегатів передбачається спорудження камер ПГАЕС у районі білястовбурного двору. В камерах установлюється гідросилове обладнання. Для з'єднання з верхнім басейном передбачені сталеві трубопроводи, що прокладаються в тунелі і стовбурі. З нижнім басейном агрегат з'єднаний спеціальним тунелем. На підвідних і відвідних водоводах установлюються кульовий і дисковий затвори. Доцільно, щоб електрична потужність з глибини 800 – 1000 м надходила на високій напрузі, для цього встановлюють підвищувальний трансформатор у підземних виробках. У зв'язку із слабкими породами і наявністю в них метану споруджується камера виконується в суцільному залізобетонному облицьовуванні із забезпеченням необхідної вентиляції.

Стовбури шахти слід використовувати для зв'язку машинного залу ПГАЕС і устаткування з поверхнею: стовбур №1 – як вантажопі-

діймальний, стовбур №2 – для розміщення високонапірних водоводів, стовбур №3 – для розміщення в ньому струмопроводів і як вентиляційний. Виробки басейну ізолюються від стовбурів бетонними пробками. Такі ж пробки передбачені на кінцевих ділянках штреків, що використовуються для басейну ПГАЕС. Для верхнього басейну задіяно ставок, розташований на відстані 1,5 км від стовбурів шахти, або розміщене недалеко Волинцевське водосховище. Проте можливість такого використання підлягає уточненню. У ставку або водосховищі передбачено спорудження водоприймача, обладнаного сміттєвтримуючими решітками та плоскими ремонтними затворами. Далі необхідно визначити тип кріплення бортів ставка. Для з'єднання із стовбуром №2, де розміщуються трубопроводи, передбачено спорудження залізобетонної галереї і тунелю розміром 6,0×6,0 м.

Підземну машинну споруду (камеру) ПГАЕС намічається розташувати у найміцніших, стійких породах поблизу напірного стовбура – в пачці викидодобезпечних пісковиків. Орієнтовні розміри підземної будівлі (в проходці) – проліт 13,0 м, висота 34,0 м, довжина 22,0 м. Склепіння і стіни машинного залу – залізобетонні.

При визначенні параметрів тривалість роботи ПГАЕС у турбінному режимі становить 5 годин на добу, в насосному – 7 годин. Розрахунковий напір у турбінному і насосному режимах прийнятий однаковим. Вироблення і споживання електроенергії визначено з урахуванням роботи ПГАЕС 200 днів на рік. Корисна місткість басейну при застосуванні готових виробок обчислена з урахуванням кріплення їх монолітним залізобетоном. Величина додаткового поглиблення виробок приймається залежно від їх перерізу. Місткість басейну з виконанням спеціальної проходки приймається такою, щоб потужність ПГАЕС у всіх варіантах дорівнювала 100 МВт.

В Україні можливість побудови ГАЕС з напорами 560 – 900 м вивчалася нами на передпроектних стадіях, а тому немає досвіду в створенні високонапірного гідросилового устаткування. Для визначення параметрів гідротурбін і насосів застосовували зарубіжний досвід та аналоги.

За основу прийнятий варіант з двомашинним вертикальним агрегатом. Зарубіжний досвід дозволяє в даний час на такі напори застосувати двомашинні агрегати з багатоступеневими насосами-турбінами й електромашинами повітряного охолодження. Перехід від окремих насосів і турбін до зворотних гідромашин дозволяє спростити і здешевити габарити підземного машинного залу. Методики по-

переднього визначення параметрів багатоступневих оборотних гідромашин не існує, тому основні параметри цих машин визначені за допомогою перерахунків їх зарубіжних аналогів. Був розглянутий варіант тримашинного горизонтального агрегату з ковшовою турбіною, багатоступневим насосом і двигуном-генератором. При такому варіанті розміри машинного залу значно збільшуються.

У варіанті використання готових виробок горизонтів 790 і 910 м, а також у варіанті додаткового поглиблення цих виробок, передбачено встановлення одного зворотного агрегату. У разі збільшення басейну і потужності ПГАЕС на кожному горизонті встановлено по два агрегати. Схема встановлення гідротурбін на горизонті 910 м наведена на рис. 4.2. Загальний ККД ПГАЕС прийнятий 0,71.

Підвищувальний трансформатор доцільно встановити в тунелі, що примикає до будівлі ПГАЕС, від якого електроенергія подається на поверхню спеціальними кабелями. Високонапірні водоводи діаметром 1,8 – 3,0 м на даній стадії прийняті сталевими, по одному від агрегатів ПГАЕС на 910 і 790 горизонтах. На водоводах у тунелях, що примикають до будівлі станції, встановлені кульові затвори. У зв'язку з великими напорами і, внаслідок цього, значною товщиною стін трубопроводів у подальшому доцільно розглянути можливість спорудження сталевих-залізобетонних трубопроводів.

4.6. Оцінка доцільності спорудження ПГАЕС

Відповідно до концепції комплексного підходу (див. п.4.4) прийнятий перший варіант спорудження ПГАЕС на 23 шахтах сумарною електричною потужністю 1235 МВт (див. табл. 4.1). Для оцінки доцільності використання підземного простору прийняті напрацювання й аналоги минулих років. Вартість різних розробок визначалася в базових цінах 1984 р., які перераховані в ціни за станом на 1997 р. Таким чином визначені одноразові та щорічні витрати. Розрахунок виконаний тільки в частині доцільності використання існуючого підземного простору. Безумовно, слід було б порівняти таку доцільність з обсягом будівництва нової ПГАЕС. Проте нове будівництво електростанцій нами не розглядалося, оскільки витрати будуть значно більшими та невиправданими.

На базі вартісних даних та розрахункових показників (табл. 4.1) визначені одноразові витрати для спорудження ПГАЕС на 23 шахтах ЦРД, що наведені у табл. 4.2.

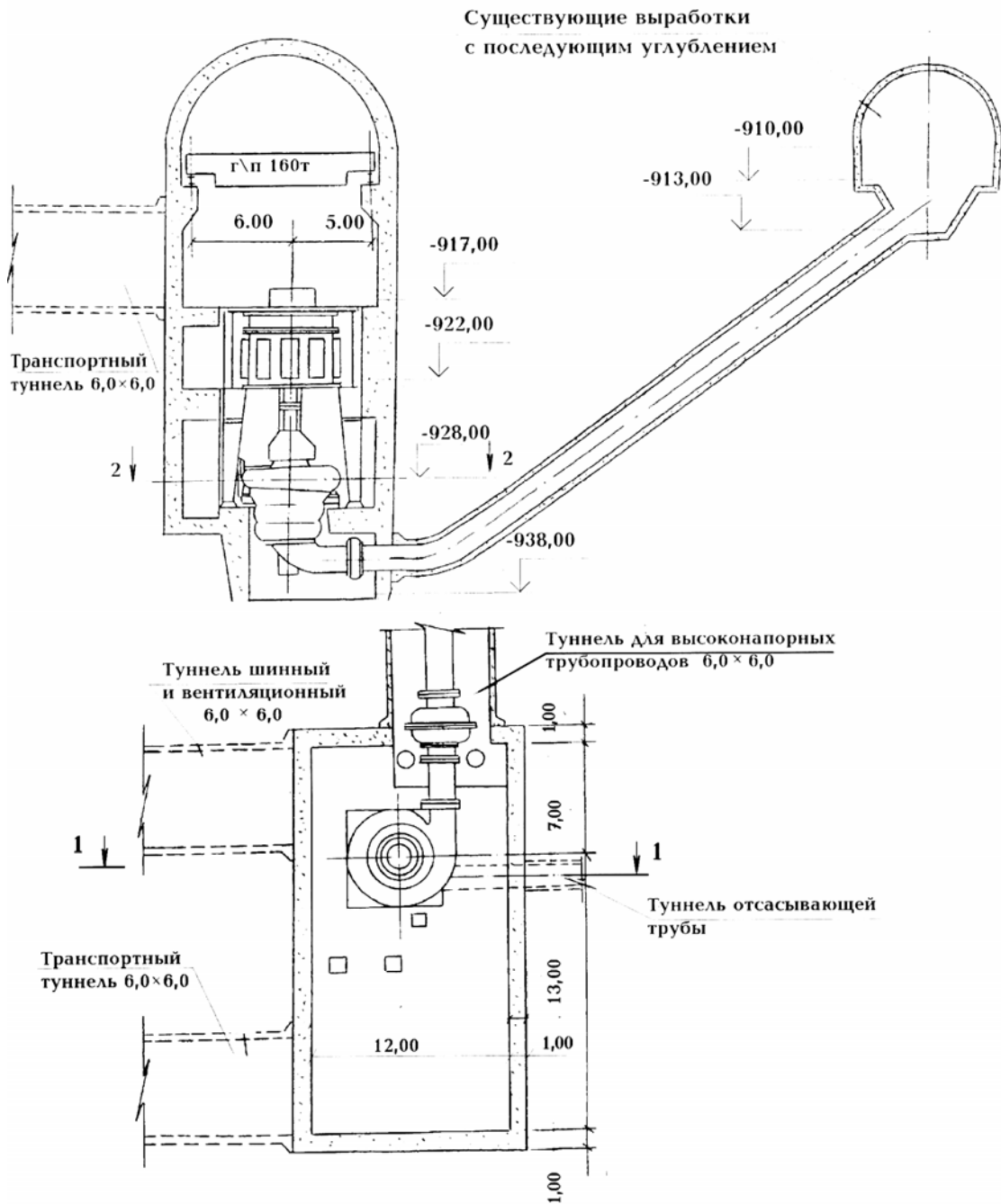


Рис. 4.2. Схема встановлення гідротурбіни на горизонті 910 м

Таблиця 4.2

Одноразові витрати на спорудження ПГАЕС

Складові витрат	Вартість одиниці обсягу робіт, грн	Кількість	Витрати, млн грн
Додаткові гірничо-прохідницькі роботи, тис. м ³	275	127,5	35,1
Укріплення (бетонування) діючих гірничих виробок, тис. м ³	269	3147,6	846,7
Обладнання та монтаж, МВт	418	1235	516,2
Усього			1398,0

Одноразові витрати на створення всього комплексу ПГАЕС (23 шахти ЦРД) складають 1843,5 млн грн. Передбачається, що при спорудженні станцій витрати на закриття шахт за величиною мають зменшуватися. Середня вартість закриття однієї шахти за виконаними проектами складає, млн грн:

"Червоний Жовтень"	–	82,4;
"Кочегарка"	–	193,7;
ім. Н.О. Ізотова	–	159,4;
Червоний Профінтерн"	–	92,4;
разом	–	527,9.

Таким чином, орієнтовно можна визначити, що середня вартість закриття однієї шахти ЦРД може бути оцінена у 132 млн грн. При розгляді 23 шахт ця сума, відповідно, складе 3036 млн грн.

Аналіз складових вартості закриття шахт для варіанта спорудження ПГАЕС з урахуванням часткового зменшення одноразових виплат у соціальній та інших сферах виявив, що загальну суму на закриття шахт можна зменшити більш ніж на 70%. Таким чином, економія одноразових витрат, необхідних для закриття шахт, може скласти близько 320 млн грн. Ці розрахунки вельми орієнтовні та їх слід вважати оціночними.

У разі закриття вугільних шахт, як стверджують економісти, законодавчо не забезпечено використання залишкових шахтних фондів. З основ ринкових відносин випливає, що необхідна їх реалізація, яка, проте, принесе не більше 1,5 – 2% від загальної вартості залишкових шахтних фондів.

За станом на 01.01.97 р. залишкова вартість шахтних фондів складає 1150 млн грн. З урахуванням існуючих для шахти і запропонованих для ПГАЕС технологій значна частина споруд на поверхні шахти і капітальні виробки можуть використовуватися і без електростанції. Таким чином, залишкова вартість споруд на поверхні шахти, які придатні й необхідні для ПГАЕС, визначена на рівні близько 165 млн грн, а з урахуванням передбачуваних до використання гірничих виробок – на рівні близько 500 млн грн.

Як бачимо, спорудження ПГАЕС з використанням підземного простору вугільних шахт ЦРД дозволяє зменшити одноразові витрати на закриття шахт у розмірі 320 млн грн і залучити удруге до економіки України фонди, що безповоротно втрачаються, в обсязі 500 млн грн.

Щорічні витрати на ПГАЕС складаються із зарплати, вартості електроенергії та матеріалів, а також амортизаційних відрахувань. Загальна сума складає 38,1 млн грн на рік. Щорічні витрати на закритих шахтах при варіанті збереження базових шахт для відкачування шахтних вод включають: експлуатаційні витрати на утримання водовідливних установок (4,5 млн грн), вартість вугілля, що зберігається, оплату шкідливих викидів і витрати на підтримку в робочому стані обладнання ТЕС. Загальні щорічні витрати складають 46,2 млн грн. Економія щорічних витрат при створенні ПГАЕС на вугільних шахтах, що закриваються, складає близько 8 млн грн на рік.

ВИСНОВОК

З погляду на характеристики джерел електроенергії щодо маневреного режиму їх роботи (див. табл. 2.2), то перше місце безумовно займають ГАЕС. Проте такі джерела можуть бути ефективними при значних перепадах висот між нижнім та верхнім басейнами. Природно такі перепади висот відсутні. Штучно створити ефективні ГАЕС неможливо або вони будуть дуже капіталоемними. Удруге використання підземного простору закритих вугільних шахт, що розглядається в розд. 4, мабуть відійшло у минуле. Тому основним маневреним джерелом електроенергії може стати застосування газотурбінних технологій на основі використання природного газу вартістю до 300 дол./1000 м³ або синтез-газу з теплотою згорання 15 МДж/м³ і вартістю до 150 дол./1000 м³. Крім того, існують шляхи отримання бінарного газу.

У світі існують газові турбіни, які надійно можуть працювати на газі з теплотою згорання нижче 15 МДж/м³. Однак такі турбіни мають певні недоліки: потужність у більшості випадків складає до 1 МВт, а ККД – не більше 30%. Низький ККД викликає підвищення витрат палива та відповідно зростання собівартості електроенергії на величину до 0,7 грн/кВт·год порівняно з технологіями, де ККД 40% та теплота згорання 15 МДж/м³.

Пропонується застосовувати внутрішньоциклову газифікацію вугілля для отримання синтез-газу. На першому етапі можливо отримати синтез-газ з теплотою згорання до 11 – 12 МДж/м³ та застосовувати його у котельнях для одержання теплової енергії. За наявності на вугільній шахті, наприклад, метану, доцільно створити технологію отримання бінарного газу. Крім того, треба відпрацювати технологію внутрішньоциклової газифікації вугілля з метою одержання синтез-газу з теплотою згорання не нижче 15 МДж/м³. На подальших етапах застосовувати газотурбінні технології, але бажано на основі ПГУ для вироблення електричної та теплової енергії.

Відомо, що теплові електростанції України мають дуже низькі коефіцієнти використання палива (див. п.1.3). Коефіцієнт корисної дії сучасних газових турбін складає 40%, парогазових знаходиться в межах від 50 до 70%. Тому впровадження газотурбінних технологій є прогресивним напрямом розвитку енергетики України, що потребує створення науково обґрунтованої програми виходу з енергетичної кризи та подолання енергетичної небезпеки.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стратегія енергозбереження в Україні [Текст]: аналітично-довідкові матеріали. Т. 1. Загальні засади енергозбереження / А.А. Долінський, І.М. Карп, Ю.П. Корчевой та ін.; за ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – 510 с.
2. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії [Текст] / С.М. Бевз, Б.І. Бондаренко, О.Ф. Буткевич та ін.; під заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 560 с.
3. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления [Текст] / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
4. Безлепкин, В.П. Регулируемый диапазон тепловых электростанций [Текст] / В.П. Безлепкин, С.Я. Михайлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
5. Астахов, Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах [Текст] / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер-Газорян. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
6. Pivnyak, G.G. Aspects of the fuel industry development in Ukraine [Text] / G.G. Pivnyak, Y.T. Razumny, A.V. Rukhlov // Mineral resources management, 21st World Mining Congress. – Krakow, 2008. – 284 p.
7. Разумный, Ю.Т. Направления эффективного использования энергии и топлива [Текст] / Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов // Энергосбережение. – 2008. – № 4 (102). – С. 19–23.
8. Разумный, Ю.Т. О проблеме повышения эффективности энергоснабжения промышленных предприятий [Текст] / Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2006. – № 10. – С. 82–85.
9. Міністерство палива та енергетики України. Державне підприємство НЕК "Укренерго" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [www/URL: http://ukrenergo.energy.gov.ua](http://ukrenergo.energy.gov.ua). – Загол. з екрана.
10. Міністерство палива та енергетики України. Офіційний вебсайт [Електронний ресурс] / Режим доступу: [www/URL: http://mpe.kmu.gov.ua](http://mpe.kmu.gov.ua). – Загол. з екрана.
11. Павловський, В.В. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов [Текст] / В.В. Павловський, Г.Е. Куденко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22.

12. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
13. Стогний, Б.С. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний [Текст] / Б.С. Стогний, В.В. Павловский // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 8–12.
14. Електричні мережі систем електропостачання [Текст]: навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська та ін.; за ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2003. – 316 с.
15. Спосіб електропостачання підприємства [Текст]: пат. на корисну модель 38783 України: МПК H02J13/00 / Г.Г. Півняк, Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов; заявник та патентовласник Державний ВНЗ "НГУ". – заявл. 24.07.2006; опубл. 26.01.2009, Бюл. №2. – 4 с.
16. Патон, Б. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины [Текст] / Б. Патон, А. Халатов // Зеркало недели. – 2008. – № 47. – С. 3–8.
17. Фишман, В. Быть или не быть собственному источнику электроснабжения на предприятии [Текст] / В. Фишман // Новости электротехники. – 2003. – № 4. – С. 7–12.
18. Электрические нагрузки промышленных предприятий [Текст] / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
19. Договор к Энергетической Хартии: путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада [Текст] / Под ред. Т. Вальде – англ. изд. и А. Конопляника – рус. изд. – М.: Международные отношения, 2002. – 632 с.
20. Гидроэлектрические станции [Текст] / М.Ф. Губин, В.Я. Карелин, Н.Н. Артеневский и др.; под ред. Н.Н. Артеневского. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.
21. Петренко, Е.В. Освоение подземного пространства [Текст] / Е.В. Петренко. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
22. Разработать предложения по использованию подземного пространства закрываемых угольных шахт Центрального района Донбасса для устройства накопителей энергии [Текст]: отчет о НИР / Днепрогипрошахт; рук. Ю.Т. Разумный. – Д., 1997. – Ч.1. – 169 с.

23. Подземная гидроэлектростанция как экологический и энергетический регулятор [Текст] / Ю.Т. Разумный, И.А. Садовенко, В.П. Пустовойтенко, А.В. Инкин // Уголь Украины. – 2002. – № 5. – С. 24–28.

24. Разумный, Ю.Т. Підземна гідроелектростанція (ПГЕС) як екологічний і енергетичний регулятор [Текст] / Ю.Т. Разумный, В.П. Пустовойтенко, І.О. Садовенко // Вісник ЖІТІ. – 2002. – № 2. – С. 39–44.

25. Электрификация стационарных установок угольных шахт [Текст]: справ. пособие / С.А. Волотковский, Д.К. Крюков, Г.Г. Пивняк, Ю.Т. Разумный. – М.: Недра, 1990. – 339 с.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	3
1. ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	5
1.1. Властивість електроенергії.....	5
1.2. Вплив нерівномірного електроспоживання на витрати палива для ТЕС	8
1.3. Загальні та питомі витрати палива на діючих теплових електростанціях України	12
1.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на втрати електроенергії в електричних мережах.....	18
2. ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	27
2.1. Загальні умови та обставини	27
2.2. Наявність газотурбінних маневрених джерел енергії.....	31
2.3. Розташування джерел енергії в Україні	34
3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	39
3.1. Питомі витрати умовного палива	39
3.2. Собівартість виробленої електроенергії за газотурбінними технологіями.....	46
3.3. Вартість електроенергії для споживачів при електропостачанні від компаній енергосистеми	50
3.4. Визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи	53
3.5. Оцінка використання бінарного газу в газотурбінних технологіях	63
4. СТВОРЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	70
4.1. Коротка довідка про створення підземних гідроакумулюючих електростанцій	70
4.2. Оцінка паливної складової	73

4.3. Основні параметри ПГАЕС.....	76
4.4. Концепція комплексного підходу.....	79
4.5. Технічні рішення зі створення ПГАЕС на прикладі шахти "Червоний Жовтень"	81
4.6. Оцінка доцільності спорудження ПГАЕС	86
ВИСНОВОК.....	90
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	91

Наукове видання

Разумний Юрій Тимофійович
Рухлов Артем Володимирович

**АСПЕКТИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ
НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

Монографія

Редактор Л.О. Чуїщева

Підписано до друку 30.01.12. Формат 30 x 42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 5,3.
Обл.-вид. арк. 5,3. Тираж 300 прим. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Державному ВНЗ "Національний гірничий університет".
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842.
49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.

ПЕРЕДМОВА

Необхідність розгляду проблеми нерівномірності електроспоживання визначена технічним і режимним станом теплових електричних станцій (ТЕС) України. У своїй роботі [16] Б. Патон і А. Халатов повідомляють, що "... тривала експлуатація застарілих теплових електростанцій у маневреному режимі є загрозою виходу з ладу енергосистеми України". Треба сподіватися, що у найближчий час така катастрофічна подія не відбудеться, але її ймовірність існує.

Відсутність достатньої потужності маневрених джерел електроенергії є основною причиною роботи ТЕС у маневреному режимі, що обумовлює підвищення питомих витрат палива, величини яких значно більші порівняно з показниками розвинених країн світу. Тому Міністерство енергетики та вугільної промисловості України у програмних документах передбачає реконструкцію діючих та побудову нових ефективних ТЕС із використанням сучасних технологій, де питомі витрати умовного палива складають 290–320 г/кВт·год. Мета цих заходів – зниження останнього показника з 396 у 2009 р. до 340–350 г у.п./кВт·год у 2030 р. Це суттєве зниження питомих витрат, але такого рівня планується досягти тільки за 20 років, коли Німеччина його мала вже у 2000 р., і в 2020 р. прагне досягти значення в 292 г у.п./кВт·год з ефективністю використання палива 42%. З урахуванням маневреності питомі витрати палива на вироблення електроенергії у Німеччини плануються на рівні 310–320 г у.п./кВт·год.

За умов високих цін на природний газ та підвищення вимог до безпеки атомних електростанцій (АЕС) в Україні покриття пікового попиту на електроенергію згідно з програмними документами передбачається за рахунок гідро- (ГЕС) та гідроакумулюючих (ГАЕС) електростанцій, а також вугільних ТЕС. Відомо, що ГЕС можуть працювати у маневреному режимі за наявності достатнього запасу води, а ГАЕС адаптовані до маневреного джерела, але вони розташовані у південно-західній частині України. Водночас найбільше електроспоживання спостерігається у східній та центральній частинах країни. Саме тому тільки у Донецькій області частка генеруючих потужностей складає близько 20% від усіх існуючих в Україні. Загалом з 25 областей (включаючи Автономну республіку Крим) частка тільки 5 (Донецька, Луганська, Харківська, Дніпропетровська та Запорізька) складає більше 57%. Треба звернути увагу на те, що у Донецькій та Луганській областях працюють виключно ТЕС. Покриття пікових на-

вантажень споживачів Сходу за рахунок ГАЕС, розташованих на Заході, не є ефективним. Ідеальним режимом подолання нерівномірності електроспоживання може бути тільки такий, який задовольняє піковий попит на електроенергію там, де він виникає. Такий підхід до вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання дозволяє значно зменшити технологічні витрати на передачу електроенергії.

З метою вирішення вказаної проблеми у регіональному масштабі Донецької та Луганської областей у 1997 р. було запропоновано удруге використання підземного простору вугільних шахт Центрального району Донбасу, що плануються до закриття, в частині створення підземних ГАЕС (див. розд. 4). На превеликий жаль, ці пропозиції не були прийняті.

Наміри здійснити реконструкцію діючих вугільних ТЕС з метою наближення їх до маневрених джерел не можуть бути високо-ефективними. Це призведе до позитивних результатів – збільшення коефіцієнта перетворення палива в електроенергію, що дозволить зменшити першу складову питомих витрат умовного палива. Стосовно другої складової, то вона залежить від коефіцієнта нерівномірності електроспоживання (див. п.3.1 та табл.3.2). Тому нами вперше запропоновано поняття "коефіцієнта перетворення палива" в електроенергію при рівномірному електроспоживанні та "використання палива" при нерівномірному електроспоживанні.

Враховуючи маневрені властивості джерел енергії, у монографії розглядаються газотурбінні технології з використанням природного, генераторного (синтез-газ) та бінарного газів. Не виключається можливість застосування, крім зазначених газів, інших, наприклад, і біогазу, і шахтного метану. Головне – це врахувати їх теплоту згорання та вартість. Унаслідок цього запропоновано систему комбінованого електропостачання, суть якої полягає у фінансовій зацікавленості будь-якого споживача електроенергії. При цьому останній має розраховуватися за споживаний від енергосистеми ресурс за диференційованим протягом доби тарифом. Така система комбінованого електропостачання має бути привабливою для приватного бізнесу.

Треба сподіватися на реалізацію планів розвитку енергетики, викладених у документі Міненерговугілля України "Оновлення енергетичної стратегії України на період до 2030 р. у галузі електроенергетики та вугільної промисловості".

З повагою до читача, автори

1. ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

1.1. Властивість електроенергії

Електроенергія як електрика володіє сукупністю явищ з виявлення предмету її існування. Тоді сутність – внутрішній зміст предмету, що виражається в єдності всіх його різноманітних властивостей та відносин. Однією з основних властивостей електроенергії, що розглядається авторами, є неможливість накопичувати її у достатніх для споживача обсягах, тобто генерація та споживання електричної енергії мають відбуватися одночасно.

Потреби споживача електроенергії викликані іманентним явищем – вільним режимом його роботи або режимом, залежним від технологічних процесів підприємства. Споживач, як правило, не узгоджує з виробником свої наміри щодо режимів роботи та, відповідно, електроспоживання. Головне завдання виробника електроенергії – задовольняти попит споживача. Умовами дотримання властивості електричної енергії, окрім не перевищення, є гнучка і швидка реакція пропозиції щодо зміни попиту. Фактично це означає наявність нерівномірного графіка споживання електроенергії.

Враховуючи властивості та особливості електроенергії, вирівнювання (ущільнення) графіка електричного навантаження є надзвичайно важливою проблемою, вирішення якої створить умови до стійкої роботи атомних і теплових електричних станцій.

1.2. Вплив нерівномірного електроспоживання на витрати палива для ТЕС

Збільшення нерівномірності графіка електричного навантаження (ГЕН) спричиняє умови до зростання витрат палива на генерацію електроенергії. Тому режими нерівномірного навантаження вкрай не вигідні як у енергетичному, так і в економічному відношенні, до того ж призводять до додаткових екологічно шкідливих викидів.

Нерівномірність ГЕН енергосистеми характеризується коефіцієнтом нерівномірності, що змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників:

$$\alpha = P_{\min} / P_{\max}, \quad (1.1)$$

де P_{\min} і P_{\max} – відповідно мінімальне та максимальне електричне навантаження.

Для споживача витрата електроенергії визначається розрахунковим шляхом:

$$W_c = P_{\max} T_m, \quad (1.2)$$

де T_m – число годин використання максимуму навантаження, год.

Для процесу генерації електроенергії її обсяг визначається із співвідношення загальної витрати палива G до питомої g_0 на вироблення 1 кВт·год:

$$W_g = G / g_0. \quad (1.3)$$

Враховуючи основну властивість електроенергії, можна прирівняти W_c до W_g , тобто записати, що $W_c = W_g$. Використовуємо залежності (1.1) – (1.3) для отримання виразу

$$\frac{P_{\min}}{\alpha} T_m = \frac{G}{g_0}. \quad (1.4)$$

Розв'яжемо рівність відносно витрати палива G :

$$G = \frac{T_m P_{\min} g_0}{\alpha}. \quad (1.5)$$

У правій частині рівності (1.5) добуток $P_{\min} T_m$ замінимо значенням електроенергії, що дорівнює 1 кВт·год. Тоді остаточно отримаємо залежність витрати палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії від нерівномірності ГЕН:

$$G = g_0 / \alpha. \quad (1.6)$$

Із залежності (1.6) випливає, що при $\alpha = 1,0$ $G = g_0$. Припустимо, що $g_0 = 0,36$ кг/кВт·год і $\alpha = 0,9$, тоді $G = 0,4$ кг/кВт·год. Збільшення витрати палива ΔG при нерівномірному графіку електроспоживання ($\alpha = 0,9$ порівняно з $\alpha = 1,0$) складає 0,04 кг/кВт·год.

Наведені тут підхід і розрахунок тільки підтверджують значний вплив нерівномірності електроспоживання на загальну витрату пали-

ва при генерації електроенергії. Однак на практиці існують доволі складні фізико-технічні та технологічні процеси. Достатньо відзначити, що величина α функціонально залежить від значень P_{\min} . Крім того, витрати палива залежать від швидкості зміни попиту на електроенергію та здатності енергоустановки задовольнити цю зміну. Тому більш коректні підходи до визначення питомої витрати палива залежно від нерівномірності електроспоживання наведені у розд. 3.

Без наявності необхідних маневрених потужностей зростання нерівномірності ГЕН призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Зараз ця проблема в деякій мірі вирішується за допомогою паротурбінних енергоблоків ТЕС, що з цієї причини працюють у дуже неекономічних режимах глибокого розвантаження, а також із нічними зупинками. Це призводить до суттєвого зменшення експлуатаційного коефіцієнта корисної дії ТЕС. Останнє наочно ілюструється статистичними даними Мінпаливенерго. У 2007 р. усіма ТЕС України вироблено 88,6 млрд кВт·год електроенергії та витрачено 34,5 млн т у.п. (1,8 млн т мазуту, 20,58 млрд м³ природного газу та 18 млн т кам'яного вугілля). Поділивши теплову енергію цього обсягу палива на вироблену електроенергію, середній коефіцієнт його використання складає 29,5% проти 35–36% при роботі ТЕС у базовому режимі (при рівномірному ГЕН).

Коефіцієнт нерівномірності добового графіка навантаження змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників. Так, наприклад, у 2002 році в робочий день він становив 0,791, суботу – 0,816, неділю – 0,797, понеділок – 0,763. Різниця між вечірнім максимумом споживання потужності (28354 МВт) і нічним мінімумом (22439 МВт) у грудні в робочий день становила 5915 МВт, що відповідає $\alpha = 0,791$. Найбільшу різницю в 7200 МВт було зафіксовано у понеділок при $\alpha = 0,763$. Взимку різниця між максимумом і мінімумом споживання потужності в середньому становить 5900 – 6200 МВт, а в деякі дні досягає 6800 – 7200 МВт. Регулювальний діапазон ГЕС та ГАЕС становить тільки 2500 – 2800 МВт. Решта частини маневрених потужностей у 3200 – 3700 МВт забезпечується енергоблоками ТЕС, регулювання режимів роботи яких здійснюється шляхом їх зупинки на ніч з подальшим вмиканням. У такому режимі працюють енергоблоки потужністю 150 – 800 МВт з діапазоном регулювання від 21 до 29%. Деякі енергоблоки потужністю 800 МВт розвантажуються до 500 МВт [1, 2].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових витрат палива на ТЕС. Так, наприклад, питома витрата палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії в енергосистемі в години максимуму становить 600 г, а в години нічного провалу – 300. Витрата умовного палива на пуск блока К-300-240 становить 70 т, а при роботі в режимі холостого ходу – 10 – 15 т/год [3]. При роботі паротурбінного блока в режимі напівпіку (3500 год/р.) приріст питомої витрати палива через пускові втрати досягає 21 г/кВт·год, а при збільшенні кількості пусків і зменшенні часу використання до 2000 год – зростає до 41 г/кВт·год [4]. При навантаженнях, що становлять 50% від номінальних, витрати палива збільшуються на 16–26 г/кВт·год [5]. Усі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС у маневреному режимі.

Кількість зупинок енергоблоків у резерв також негативно впливає на питомі витрати умовного палива. Враховуючи те, що атомні електростанції працюють тільки в базовому режимі і нездатні брати участь у регулюванні електроспоживання в енергосистемі (потужностей ГАЕС та ГЕС для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності відбувається у нерозрахунковому маневреному режимі з щодобовими зупинками на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальшими пусками. Наприклад, тільки за вісім місяців 2003 р. зафіксовано 923 зупинки енергоблоків у резерв. Особливо це відноситься до блоків потужністю 200 МВт. Наслідком є збільшення питомих витрат палива на відпущену електроенергію. Тому, навіть при поліпшенні якості вугілля, в ринкових умовах важко вимагати значного зниження питомих витрат умовного палива, оскільки режим роботи енергоблоків визначається ще й ціновими заявками.

Водночас не використовуються повною мірою можливості щодо зменшення нерозрахункових маневрених режимів шляхом застосування методів керування енергоспоживанням, як це робиться в світі. Наприклад, в один із днів осені 2007 р. (13 жовтня) мінімальне нічне споживання електричної енергії в системі Мінпаливенерго становило 15962 МВт, а максимальне (о 19.30) – 22407 МВт, що свідчить про низький рівень впливу методів керування енергоспоживанням на вирівнювання добового ГЕН. Сьогодні ця проблема в Україні вирішується, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними усім суб'єктам енергоринку, що створює завади їхньому впровадженню на місцях.

Не дають сподівань на істотне зниження питомих витрат палива обсяги виконаних ремонтів на теплових енергетичних установках. Так, 91,7% енергоблоків уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год), зокрема 65,9% енергоблоків перетнули визнану в світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу, а 38,6% енергоблоків – навіть межу фізичного і морального зносу [1].

Виходячи з існуючого нині фінансово – економічного стану компаній та підприємств паливно – енергетичного комплексу, неможливо забезпечити оновлення основних фондів, здійснити модернізацію та реконструкцію існуючого морально застарілого обладнання в необхідних обсягах та масштабах. Без наявності необхідних маневрених потужностей зростання нерівномірності графіка навантаження призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Це створює дуже важкий режим її роботи зі значними коливаннями частоти струму, що не тільки значно обмежує можливості паралельної роботи енергосистем України, Центральної Європи та Росії, але і погіршує стабільність енергопостачання та обмежує можливість передачі енергії на експорт.

В інших країнах світу проблема, що пов'язана з нерівномірністю графіка споживання енергії, вирішується шляхом спорудження парогазових (ПГУ) або газотурбінних (ГТУ) установок (наприклад, Росія та Німеччина) і використання існуючих ГЕС (Росія та ін.).

У табл. 1.1 наведені характеристики, а на рис. 1.1 – графіки електричних навантажень енергосистеми України за I півріччя 2008 та 2009 рр.

Таблиця 1.1

Характеристики ГЕН енергосистеми України

Місяць	2008 р.			2009 р.		
	P_{\min} , ГВт	P_{\max} , ГВт	α	P_{\min} , ГВт	P_{\max} , ГВт	α
Січень	22	28,75	0,76	18,5	25	0,74
Лютий	21,5	27,5	0,78	18,5	24,5	0,75
Березень	20	25,7	0,78	17,8	22,8	0,78
Квітень	18,5	24,3	0,76	15,5	20,5	0,76
Травень	17,5	21,75	0,8	14,8	19,5	0,76
Червень	17,1	21,55	0,79	14,5	18,9	0,77

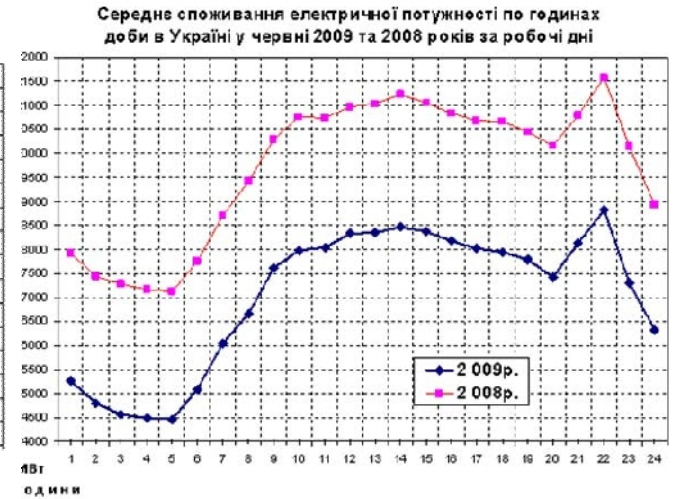
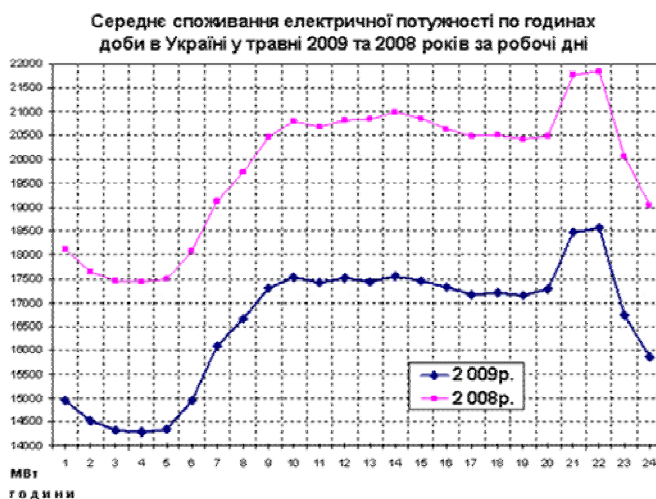
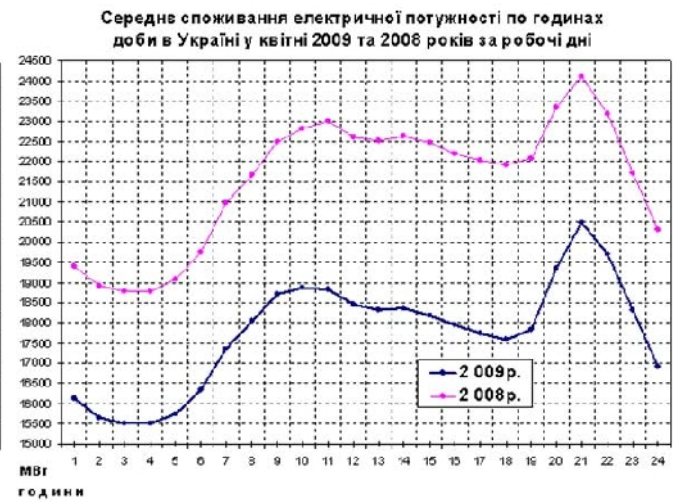
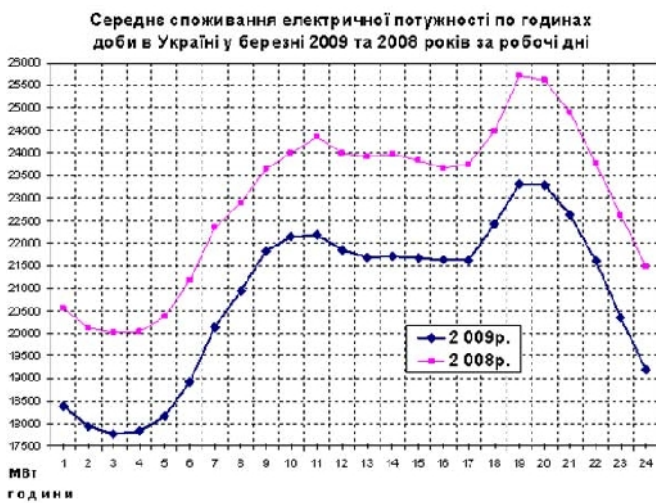
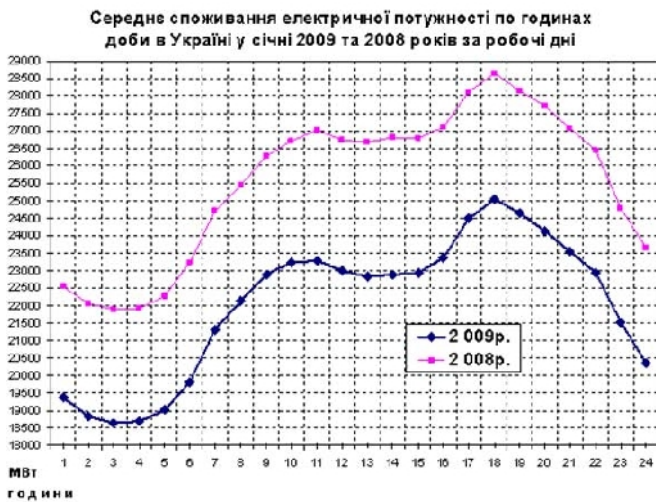


Рис. 1.1. Графіки електричного навантаження енергосистеми України за I півріччя 2008 та 2009 рр.

На рис. 1.2 розглянуті графіки щодобового споживання електроенергії в Україні протягом місяця за I півріччя 2008 та 2009 рр.

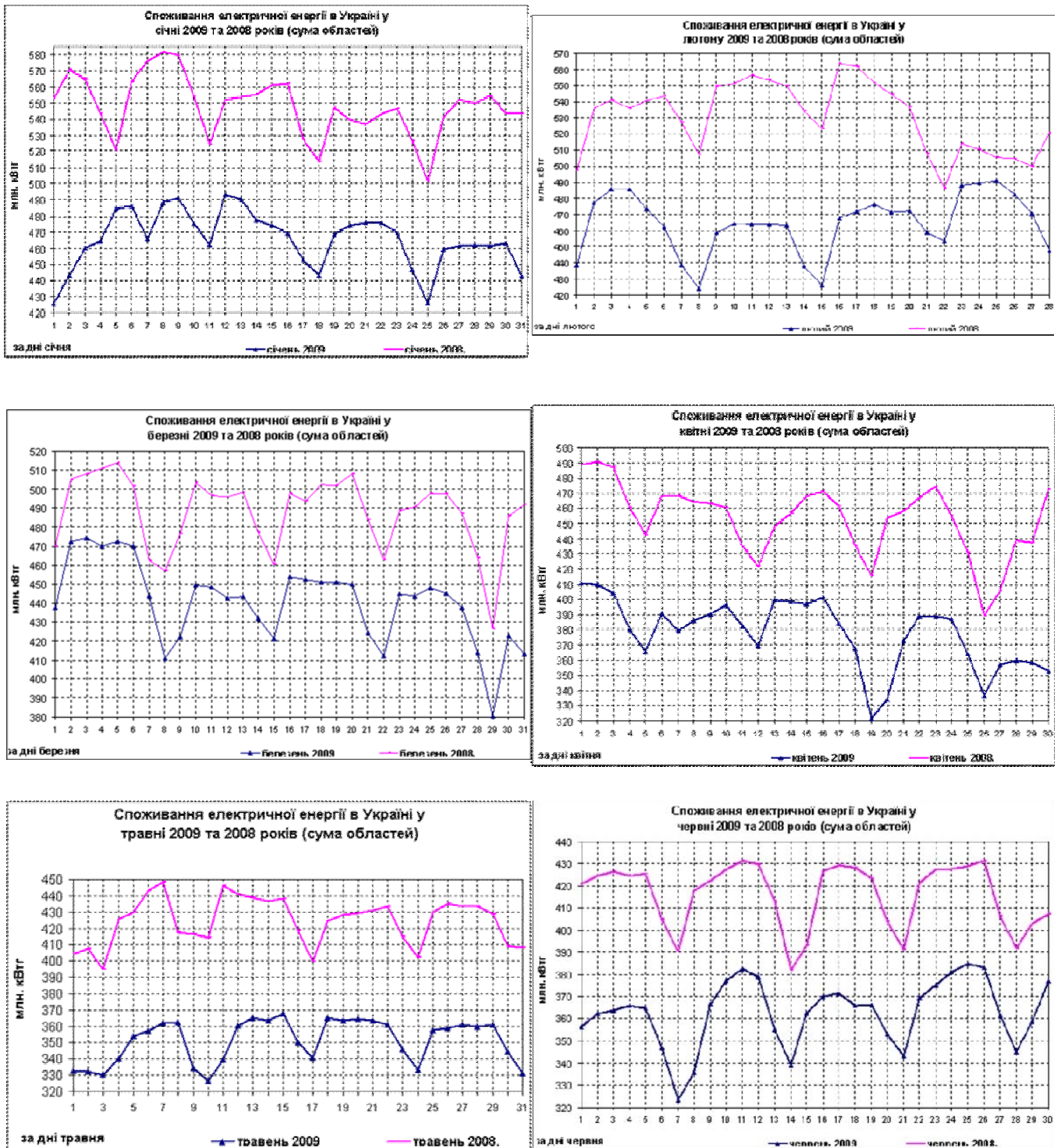


Рис. 1.2. Щодобові графіки споживання електроенергії в Україні протягом місяця за I півріччя 2008 та 2009 рр.

Аналізуючи графіки споживання електричної потужності протягом доби в Україні за робочі дні у першому півріччі 2008 та 2009 років, можна зробити такі висновки:

1. Споживання електричної потужності у 2009 р. скоротилося на 13–15% (3,0 – 3,75 МВт) порівняно з 2008 р.;

2. Різниця у споживанні електричної потужності у нічний провал та вечірній максимум складає 6,0 – 6,5 ГВт;

3. Середній коефіцієнт нерівномірності графіка електричного навантаження $\alpha = 0,74 - 0,8$.

Треба відзначити, хоча добове енергоспоживання в Україні у 2009 р. значно скоротилося порівняно з відповідним періодом 2008 р. (на величину до 25%), форма ГЕН залишилася майже колишньою, що свідчить про незмінний характер навантаження та режим електроспоживання споживачами електроенергії країни.

Ущільнення графіка навантаження дозволяє енергосистемі знизити капітальні витрати, необхідні для забезпечення споживачів необхідною кількістю електроенергії, зменшити питому витрату палива на вироблення 1 кВт·год і вимоги до маневреності енергетичного устаткування, підвищити фондівіддачу галузі, знизити фондомісткість виробництва електроенергії, поліпшити умови експлуатації, зменшити обсяги шкідливих викидів при виробленні електроенергії та вартість її генерації.

Покриття змінної частини добових графіків навантаження, особливо їх піків, коли за малі проміжки часу (хвилини та десятки хвилин) відбуваються різкі зміни режиму електроспоживання, є не тільки технічно складним завданням, але й викликає значне збільшення витрат енергоресурсів у енергосистемі.

1.3. Загальні та питомі витрати палива на діючих теплових електростанціях України

Електроенергія в Україні виробляється на електростанціях трьох типів: теплових, атомних та гідравлічних. У табл. 1.2 дана оцінка електростанціям різного типу за ступенем використання в Україні, включаючи теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та інші джерела енергії.

Таблиця 1.2

Оцінка електростанцій різного типу за ступенем використання в Україні

Показник	Місце, яке займають електростанції різного типу в Україні				
	1	2	3	4	5
За встановленою потужністю	ТЕС	АЕС	ГЕС	ТЕЦ	Інші
За використанням встановленої потужності	АЕС	ТЕЦ	Інші	ГЕС	ТЕС
За виробленою електроенергією	АЕС	ТЕС	ТЕЦ	ГЕС	Інші

Аналіз табл. 1.2 виявив, що за встановленою потужністю ТЕС знаходяться на першому місці, а за ступенем використання – на останньому. Разом з тим за обсягом виробленої електроенергії ТЕС посідають друге місце за АЕС. Частково це пояснюється участю теплових станцій у маневрених режимах із заниженим числом годин використання максимуму навантаження T_m . Однак головне, що зношеність основних фондів ТЕС України не створює умов для їх роботи в маневрених режимах. Про це свідчать значні питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії на ТЕС при використанні їх для покриття пікового (напівпікового) навантаження, що наведені в табл. 1.3 [1].

Таблиця 1.3

Питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії енергетичними компаніями і ТЕС України

Підприємство	Питомі витрати умовного палива, г/кВт·год, за			
	квітень		4 місяці	
	2005 р.	2006 р.	2005 р.	2006 р.
Криворізька ТЕС	369,3	393,2	373,3	381,8
Придніпровська ТЕС	391,5	413,0	385,2	391,9
Запорізька ТЕС	356,0	362,2	362,4	367,4
"Дніпроенерго"	371,2	386,2	373,7	380,3
Старобешевська ТЕС	414,5	416,4	413,2	413,2
Слав'янська ТЕС	430,7	424,1	426,3	406,6
"Донбасенерго"	420,6	419,2	418,5	410,5
Бурштинська ТЕС	416,2	417,2	414,8	413,9
Добротворська ТЕС	414,6	415,9	414,9	420,0
Ладизинська ТЕС	377,6	374,5	373,2	374,2
"Західенерго"	405,9	405,7	404,5	403,4
Вуглегорська ТЕС	388,1	385,2	388,2	385,6
Трипільська ТЕС	396,3	425,3	404,4	420,0
Зміївська ТЕС	411,7	427,2	405,5	407,3
"Центренерго"	398,8	412,2	399,8	404,7
"Київенерго"	245,9	233,4	219,8	212,0
"Полтаваобленерго"	332,9	309,6	301,3	278,5
НАК "ЕКУ", усього	366,6	377,4	363,8	371,7
Мінпаливенерго, усього	367,5	377,3	365,3	371,6
Зуївська ТЕС	358,6	359,8	356,1	354,1
Луганська ТЕС	437,2	415,8	429,8	410,9
Курахівська ТЕС	403,9	401,1	403,4	397,2
ТОВ "Східенерго"	395,9	392,1	390,9	386,1
Усього по Україні	373,0	381,8	369,3	375,7

Взагалі, починаючи з 1990 р. значно знизилася використання потужностей ТЕС (див. табл. 1.4 та рис. 1.3), а з 1998–1999 рр. цей

показник стабілізувався на рівні близько 28%. Водночас це створює певні резерви щодо зменшення питомих витрат шляхом виведення з числа діючих найбільш неефективних генеруючих блоків. ТЕС в Україні будувалися з урахуванням використання вугілля з теплотою згорання 6600 ккал/кг, зольністю до 17% і вмістом сірки не більше 1,0%. У той же час теплота згорання палива знизилася, а зольність збільшилася, що значно ускладнює процеси спалювання вугілля на ТЕС України [6–8].

Таблиця 1.4

Динаміка використання потужностей та питомих витрати палива на ТЕС України

Рік	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007
Використання встановленої потужності ТЕС, %	68,4	62,1	55,4	46,7	39,7	36,9	30,7	29,1	26,8	28,3	28,2	28,6	28,8	28,2	28,2	27,6	27,6
Питома витрата палива, г у.п./кВт*год	346,1	348,5	351,8	355,4	360,6	365,1	365,4	365,3	369,0	374,8	373,5	372,6	367,7	370,4	371,0	373,4	396,0

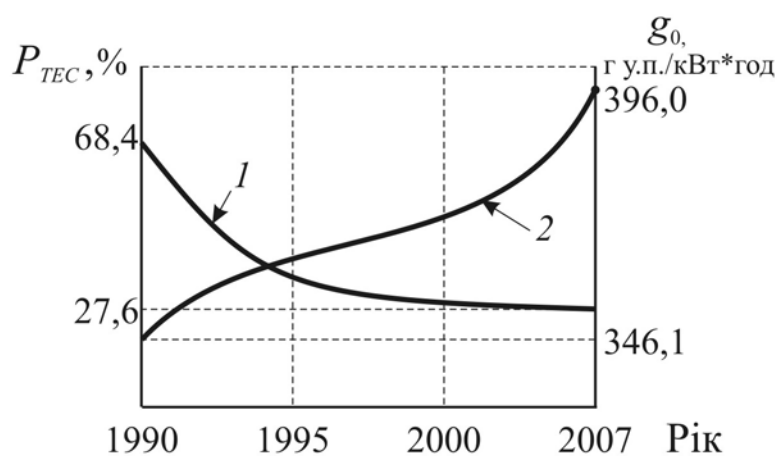


Рис. 1.3. Криві динаміки використання потужності ТЕС (1) та питомих витрат умовного палива на вироблення електроенергії (2)

За рахунок підвищення якості палива та оптимізації паливного балансу за останні два роки на ТЕС удалося досягти зменшення одного з основних показників, що характеризує ефективність її роботи, – питомих витрат умовного палива.

З даних табл. 1.4 та рис. 1.3 бачимо, що за 1990 – 2007 рр. відбулися значні зміни у використанні потужності ТЕС і питомих витрат умовного палива на вироблення електроенергії. Так, у 1990 р. потужності ТЕС використовувалися на 68,4%, а в 2007 р. – тільки на 27,6%.

Питомі витрати умовного палива збільшилися за цей період з 346,1 до 396,0 г у.п./кВт·год. Отже, в 2007 р. при виробленні 84,2 млрд кВт·год електроенергії перевитрати палива порівняно з 1990 р. перевищують 4 млн т у.п. Слід зазначити, що загострюється проблема ефективного використання палива, тому збільшення видобутку вугілля без істотного підвищення ефективності його використання не може бути економічно доцільним, що підтверджує розвиток енерговикористання.

Існуючий значний вплив зношеності основних фондів ТЕС на економічні показники їх роботи обумовив необхідність класифікувати теплові електростанції за роками їх експлуатації. Така вибірка наведена в табл. 1.5, аналіз показників якої дозволяє зробити висновок, що при експлуатації ТЕС 40 та більше років питомі витрати умовного палива перевищують 400 г у.п./кВт·год, а коефіцієнт корисної дії (ККД) використання палива не перевищує 30%. Значно кращі ці показники при експлуатації ТЕС 30 та 20 років.

Таблиця 1.5

Характеристика енергоблоків ТЕС України

ТЕС	Проектна потужність енергоблоків, МВт	Роки вводу в експлуатацію	Строк експлуатації, років	Питома витрата палива, г/кВт·год	ККД використання палива, %
Старобешівська	10×200	1961-1967	45	417-416	29,5
Луганська	8×200	1961-1969	45	415-429,8	28,6
Слав'янська	2×800	1967-1971	41	430-426	28,6
Бурштинська	12×200	1965-1969	44	417-415	29,5
Добротворська	2×150	1963-1964	46	414-416	29,6
Трипільська	6×300	1969-1972	41	425-404	29,0
Запоріжська	4×300	1972-1979	31	362	34,0
Зуївська	4×300	1981-1988	22	354-359	34,6

Однією з основних електростанцій в енергетичній компанії "Дніпроенерго" є Придніпровська ТЕС, техніко-економічні показники якої наведено у табл. 1.6.

На рис. 1.4 розглянуто залежність питомих витрат умовного палива від ККД його використання. Заштрихована площа – зона реальних можливих інтересів зміни питомих витрат палива, результати аналізу яких на прикладі зміни ККД від 30 до 50% та умовно прийнятого вироблення електроенергії на ТЕС в обсязі 50 млрд кВт·год наведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.6

Техніко-економічні показники Придніпровської ТЕС

Показник	Одиниця виміру	2008 рік			
		Грудень		3 початку року	
		план	факт	план	факт
Коефіцієнт готовності	%	53,6	55,2		
Робоча потужність	МВт	853,4	909,5	797,3	839,9
Вироблення електроенергії	тис. кВт·год	418000	345695	4540000	4066581
Відпуск електроенергії	тис. кВт·год	372651	305093	4071853	3638375
Питома витрата палива	г/кВт·год	404,7	403,1	407,8	414,3
Структура палива: газ	%	9,3	7,3	9,6	10,6
мазут	%	0,2	0	0,3	0,1
вугілля	%	90,5	92,7	90,1	89,4
Собівартість	коп./кВт·год	37,96	37,47	33,83	33,02
у т.ч. паливна складова:	коп./кВт·год	30,44	28,5	25,56	25,21
газ	коп./кВт·год	2,83	2,08	2,45	2,67
мазут	коп./кВт·год	0,06	0	0,08	0,03
вугілля	коп./кВт·год	27,55	26,42	23,03	22,51
Ціна натур. палива: газ	грн/1000 м ³	1547,76	1547,76	1202,28	1203,84
мазут	грн/т	2308,33	1333,33	2308,33	1313,92
вугілля	грн/т	530,55	534,21	444,79	429,51
Обсяг натур. палива: газ	1000 м ³	13621	8931	147995	148878
мазут	т	300	6	4800	704
вугілля	т	198032	160889	2078628	1873724
Питома витрата палива	кг/Гкал	180	180,1	180,5	184,6

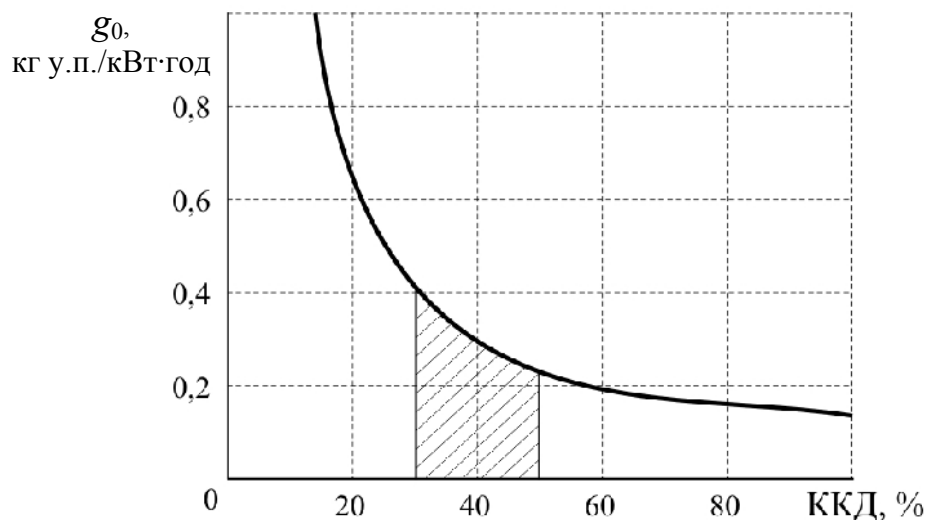


Рис. 1.4. Питомі витрати умовного палива на вироблення 1 кВт·год енергії залежно від ККД

Тут слід звернути увагу на зменшення питомих витрат палива при збільшенні ККД, враховуючи нелінійну залежність. Так, економія витрат умовного палива для вироблення 50 млрд кВт·год енергії при

зростанні ККД з 30 до 40% складає $20,45 - 15,35 = 5,1$ млн т у.п., а при підвищенні ККД з 40 до 50% (тобто також на 10 %) – $15,35 - 12,3 = 3,05$ млн т у.п. Різниця в $5,1 - 3,05 = 2,05$ млн т у.п. суттєво позначається на економіці енергетики. Треба враховувати такі науково-технічні можливості підвищення ККД: з 30 до 40% – цей варіант не викликає труднощів та більш економічний, а з 40 до 50% – викликає значні технологічні труднощі та менш економічний. Тут діє закон "ефекту від масштабу".

Таблиця 1.7

Результати аналізу витрат палива на ТЕС

ККД, %	Питомі витрати умовного палива, кг у.п./кВт·год	Зниження питомих витрат палива відносно попереднього показника, %	Витрати умовного палива для вироблення 50 млрд кВт·год електроенергії, млн т у.п.	Економія умовного палива відносно попереднього показника, млн т у.п.
30	0,409	-	20,45	-
35	0,351	14,18	17,55	2,9
40	0,307	12,5	15,35	2,2
45	0,273	11,1	13,65	1,7
50	0,246	9,89	12,3	1,35

Проте теперішній рівень питомих витрат, як порівняно з 1990 р., так і відносно зарубіжних показників, вимагає послідовних зусиль щодо їх зменшення, оскільки зумовлює незначну ефективність електроенергетичної галузі. Підвищення питомих витрат палива на вироблення електроенергії на теплових електростанціях відбулося внаслідок погіршення якості вугілля та у зв'язку з низкою факторів режимного і експлуатаційного характеру. Тут слід зазначити, що світова енергетика пішла далеко вперед. Електричний ККД парогазових ТЕС, які будуються на Заході, досягає 50 – 55%, а з урахуванням комбінованого вироблення теплової та електричної енергії коефіцієнт використання енергії палива сягає 80 – 90%. Це забезпечує більш низький рівень питомих витрат палива на таких ТЕС порівняно з наведеними вище показниками для українських електростанцій.

Теплова енергетика України перебуває під впливом багатьох негативних чинників, зокрема: значно збільшилася питома вага використання низькокалорійного вугілля з високим вмістом золи і сірки, що негативно позначилося на етапі спалювання та екологічній ситуації; зросли ціни на природний газ та мазут, що призвело до зменшення обсягів їх споживання через відсутність коштів.

Вироблення електроенергії на ТЕС не відповідає сучасному технічному рівню. Подальша експлуатація обладнання теплових електростанцій без проведення реконструкції, технічного переоснащення, впровадження нових технологій може призвести до необоротного процесу деградації енергетики України, що негативно вплине на енергетичну безпеку держави.

1.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на втрати електроенергії в електричних мережах

Неоптимальні режими роботи електростанцій, збільшення реверсивних перетоків потужності в електричних мережах і ряд інших чинників призвело до зростання відносних (від відпуску електроенергії в мережу) і абсолютних втрат електроенергії. Для окремих енергопостачальних компаній ця величина коливається в значних межах залежно від території обслуговування (мережевого району), щільності графіка електричного навантаження, побудови мережі, кількості ступенів трансформації, режимів роботи електростанцій та ін. У табл. 1.8 наведені деякі показники роботи основних енергопостачальних компаній за 2006 р. (за даними департаменту електроенергетики Мінпаливенерго України), у тому числі фактичні витрати електроенергії на передачу, що включають технологічні втрати та додаткові втрати від перетоків електроенергії. Бачимо, що цей показник сягає 28%, а це свідчить про високий рівень втрат.

Таблиця 1.8

Основні показники роботи енергопостачальних компаній

Енергопостачальна компанія	Електроспоживання, млн кВт·год	Витрати електроенергії на її передачу, %	Максимальне навантаження, МВт
ВАТ ЕК "Дніпрообленерго"	30404,6	6,0	4018
ВАТ "Донецькобленерго"	12047,0	25,12	1917
ВАТ ЕК "Житомиробленерго"	2238,13	16,65	432,6
ВАТ "Запоріжжяобленерго"	13638,0	8,09	1772
АК "Київенерго"	9099,5	13,78	1555
ВАТ "Львівобленерго"	4509,6	14,42	798
ВАТ ЕК "Херсонобленерго"	2433,0	17,08	417
ВАТ ЕК "Чернівціобленерго"	1346,6	28,34	314

В основі активної енерго- та паливозберігаючої політики лежить найважливіше завдання – зменшення технологічних витрат електроенергії на її передачу (транспортування). Технологічні витрати електроенергії в електричних мережах – це один із важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, наглядний показник технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі.

У зв'язку з впровадженням ринкових відносин в електроенергетиці питання щодо зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах стало в один ряд з головними завданнями, спрямованими на забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних компаній, а також на збереження паливно-енергетичних ресурсів у галузі. Зважаючи на це, Мінпаливенерго видало наказ за №183 від 28.03.2002 р., яким роботу щодо зниження технологічних витрат визнано особливо важливою й яким намітило конкретні завдання щодо дотримання затверджених нормативних показників та зниження понаднормативної величини технологічних витрат енергії.

Першопричиною такого кроку з боку Мінпаливенерго стало те, що за 2001 р. загальні технологічні витрати електроенергії в електромережах у цілому по Міністерству склали 33,6 млрд кВт·год або 21,4% від відпуску електроенергії в електромережу, що на 1,5% більше, ніж за 2000 рік. Тільки для покриття зазначених обсягів технологічних витрат 2001 р. енергогенеруючими компаніями додатково використано понад 12 млн т умовного палива. Так, за січень – червень 2002 р. неприпустимо високий рівень загальних технологічних витрат електроенергії спостерігався: "Крименерго" – 40,8% від відпуску електроенергії в мережу; "Чернівціобленерго" – 37,3%; "Миколаївобленерго" та "Одесаобленерго" – на рівні 35,0%; "Херсонобленерго" – 34,0%; "Волиньобленерго" та "Вінницяобленерго" – на рівні 32,0%. Зазначені рівні в 1,5–2 рази перевищують середнє значення технологічних витрат електроенергії в цілому по Мінпаливенерго [9, 10].

Найвищий рівень технічної складової технологічних витрат електроенергії, яка в цілому по Мінпаливенерго за звітний період поточного року становить 11,1 млрд кВт·год або 14,0%, мають: "Закарпаттяобленерго" та "Чернівціобленерго" – на рівні близько 23,0%, "Тернопільобленерго" – 21,0%, "Херсонобленерго" – 19,0%, "Хмельницькобленерго" та "Житомиробленерго" – 18,0%.

Поелементний аналіз електромереж свідчить, що такий рівень технічних втрат цих енергопостачальних компаній пояснюється неоптимальними режимами роботи повітряних ЛЕП 110 кВ, нераціональною побудовою схеми 110 кВ та неефективним завантаженням силових трансформаторів на підстанціях 10–110 кВ, у результаті чого втрачається до 21% сумарної величини технічних втрат електроенергії в мережі. Але найбільші технічні втрати енергопостачальних компаній спостерігаються в електромережах 0,4 кВ і сягають сьогодні 35% від сумарних технічних втрат в мережі 0,4–110 кВ. У таких енергопостачальних компаніях, як "Київенерго", "Закарпаттяобленерго", "Севастопольенерго", "Тернопільенерго", "Миколаївенерго" технічні втрати у вищезазначених мережах сягають до 53%.

Для визначення особливостей технологічного процесу передачі електроенергії необхідно проаналізувати фізичну суть її втрат та виявити основні математичні залежності. Відомо, що при передачі електроенергії від джерел до споживачів і перетворенні напруги за допомогою трансформаторів її частина неминуче витрачається на нагрів провідників і створення електромагнітних полів. Це – технологічна витрата на передачу електроенергії. Для трифазної мережі змінного струму її величина визначається за виразом [11]

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \left[3R_i \int_0^T I_i^2(t) dt + \frac{\Delta P_{xi}}{U_{номі}^2} \int_0^T U_i^2(t) dt \right], \quad (1.7)$$

де n – кількість елементів у мережі; R_i – активний опір i -го елемента; T – величина розрахункового періоду; $I_i(t)$ – повний струм i -го елемента в момент часу t ; ΔP_{xi} – втрати потужності холостого ходу i -го елемента при номінальній напрузі (паспортні втрати обладнання); $U_{номі}$ – номінальна напруга i -го елемента; $U_i(t)$ – фактичне значення напруги на i -му елементі в момент часу t .

З виразу (1.7) видно, що сумарні технологічні втрати складаються з втрат навантаження та втрат холостого ходу. Згідно із законом Джоуля-Ленца навантажувальні втрати в опорі прямо пропорційні квадрату струму та часу його проходження. Втрати холостого ходу залежать від підведеної напруги і не залежать від струму навантаження. Проаналізуємо складові формули втрат.

Активний опір лінії залежить від марки і перерізу дроту, кількості провідників у фазі, довжини лінії, а також від температури

дроту. Квадрат повного струму в елементі електричної мережі визначається відношенням суми квадратів активної і реактивної потужностей, що протікають по лінії, до квадрата лінійної напруги мережі. У свою чергу реактивна потужність, що протікає по лінії, залежить від характеру навантаження, індуктивного опору і ємнісної провідності лінії. Реактивні параметри лінії визначаються маркою дроту, типом використовуваних опор ЛЕП, розщеплюванням фази, повнотою циклу транспозиції тощо. На рівень напруги впливає розподіл реактивних потужностей у системі.

Втрати потужності холостого ходу в лінії складаються з кліматичних втрат (або втрат на корону) і втрат від струмів витоку по ізоляторах. Втрати на корону залежать від перерізу дроту, конструкції фази, робочої напруги, а також від погоди. Втрати на корону при поганій погоді значно зростають. При паморозі їх значення в 25–40 разів вище, ніж за хороших погодних умов [12]. Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній залежать від забрудненості атмосфери, числа гірлянд ізоляторів та їх стану. У районах, розташованих поблизу ТЕЦ, вугільних шахт, металургійних і хімічних підприємств втрати від струмів витоку в 20 разів вище, ніж у сільськогосподарських районах [13].

Підкреслимо, що втрати електроенергії поділяються на умовно-змінні (навантаження) і умовно-постійні (холостого ходу). У складі змінних враховуються втрати в активному опорі проводів ЛЕП і обмоток трансформаторів, у складі постійних – втрати в сталі трансформаторів, у шунтових конденсаторних батареях, синхронних компенсаторах, реакторах. Орієнтовна поелементна структура втрат наведена у табл. 1.9, з якої видно, що найбільш суттєвими є навантажувальні втрати в активному опорі проводів ліній електропередачі.

Таблиця 1.9

Структура втрат електроенергії, %

Елементи мережі	Втрати		
	Змінні	Постійні	Усього
Лінії електропередачі	55	10	65
Підстанції	15	20	35
У тому числі:			
- трансформатори	15	12	27
- інші елементи	-	8	8
Усього	70	30	100

Для аналізу втрат використаємо математичну модель. Для різних напруг та відповідно до них перерізів проводів розраховують втрати активної потужності на 1 км довжини від навантаження, що залежать від таких параметрів, як потужність, струм або коефіцієнт завантаження лінії, який змінюється від 0,1 до 1,0 з кроком 0,1. У моделі використовуються такі основні залежності.

Струм навантаження [14]

$$I = K_3 I_{\text{дон}}, \quad (1.8)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження лінії; $I_{\text{дон}}$ – допустимий струм проводу ЛЕП.

Потужність навантаження

$$P = \sqrt{3}IU \cos \varphi, \quad (1.9)$$

де U – напруга мережі; φ – кут між векторами струму та напруги.

Втрати потужності

$$\Delta P = \frac{P^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}, \quad (1.10)$$

де R – активний опір лінії, що визначається як

$$R = r_0 L, \quad (1.11)$$

де r_0 – питомий опір проводу (знаходиться за довідниками); L – довжина лінії (в моделі приймаємо 1 км).

Далі для різних напруг та відповідно до них перерізів проводів будується графік втрат активної потужності на 1 км довжини ЛЕП від потужності навантаження. Графік будується в межах від 0 до допустимої потужності $P_{\text{дон}}$, що розраховується за формулою (1.9), підставляючи замість струму значення $I_{\text{дон}}$. У моделях розглядаються залежності втрат потужності в ЛЕП на 1 км довжини від величини навантаження для різних напруг та перерізів проводів марки АС при $\cos \varphi = 0,9$.

Врахування коефіцієнта завантаження лінії пов'язане з нерівномірністю електроспоживання та наявністю перетоків електроенергії,

які наочно представлені на рис. 1.5. Наприклад, о 6-й годині ранку вихідного дня (рис. 1.5, б) електроспоживання значно перевищує генерацію, що свідчить про постачання електроенергією споживачів від іншої енергосистеми. І навпаки, о 20-й годині того ж самого дня обсяг споживання енергії менший за обсяг вироблення, що підтверджує її перетік до іншого регіону.

Модель застосовуємо для визначення втрат у мережах напругою 110, 220, 330, 500 та 750 кВ. Крім того, вона може бути використана і для інших рівнів напруг.

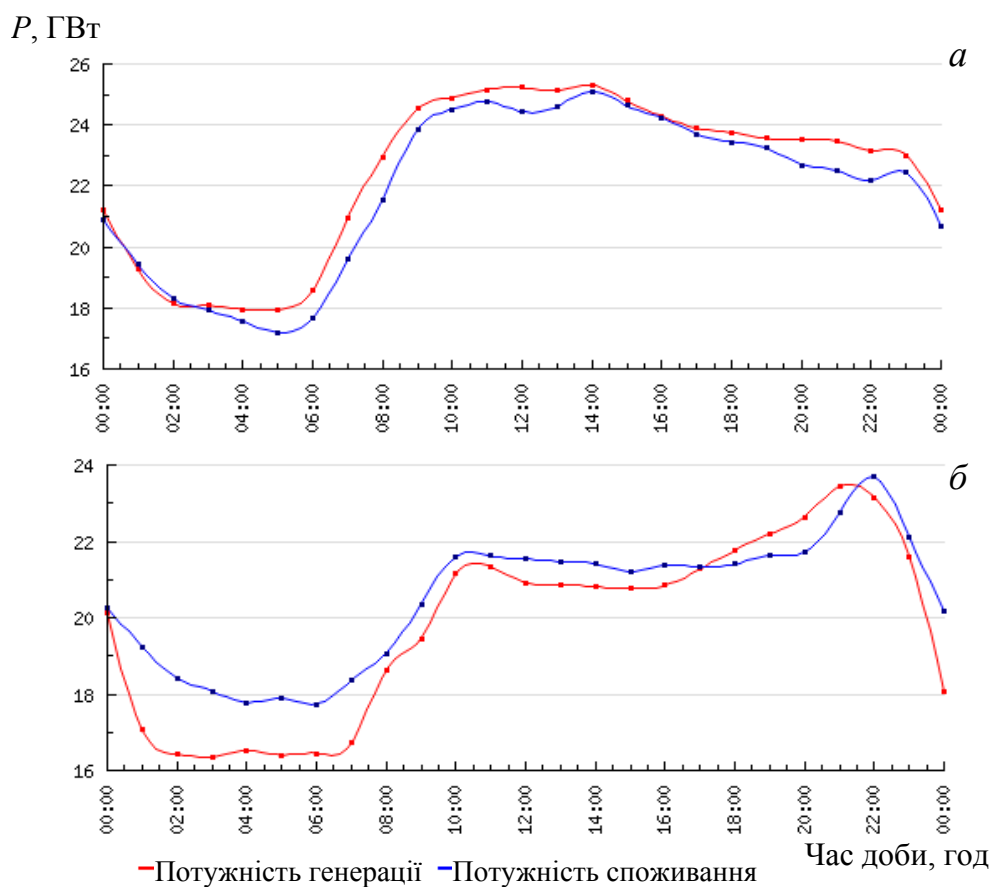


Рис. 1.5. Графіки електричного навантаження енергетичної системи протягом робочого (а) та вихідного (б) днів тижня

У табл. 1.10 наведено результати розрахунків втрат електричної потужності залежно від навантаження для деяких найбільш застосовуваних рівнів напруг та перерізів проводів ЛЕП. Отримані залежності графічно зображені на рис. 1.6, з якого видно, що вони мають нелінійний характер.

Швидкість зростання втрат потужності при однаковому збільшенні навантаження при більшому завантаженні більша, ніж при меншому. З цього робимо висновок, що заходи з розвантаження

повітряних ліній електропередач з метою зменшення втрат потужності в них є найбільш ефективними при більшому завантаженні ЛЕП.

Таблиця 1.10

Втрати електричної потужності залежно від навантаження для різних рівнів напруг та перерізів проводів ЛЕП

K_3	АС-185; $U = 110$ кВ			АС-240; $U = 110$ кВ			$2 \times$ АС-400; $U = 330$ кВ			$4 \times$ АС-400; $U = 750$ кВ		
	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$	I, A	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{кВт/км}$
0,1	51	8,7	1,2	61	10,5	1,3	82,5	42,4	0,7	82,5	96,5	0,4
0,2	102	17,5	5,0	122	20,9	5,3	165,0	84,9	3,0	165,0	192,9	1,5
0,3	153	26,2	11,2	183	31,4	11,9	248,0	127,3	6,7	248,0	289,4	3,4
0,4	204	35,0	19,9	244	41,8	21,1	330,0	169,8	11,9	330,0	385,8	6,1
0,5	255	43,7	31,0	305	52,3	32,9	413,0	212,2	18,6	413,0	482,3	9,5
0,6	306	52,5	44,7	366	62,8	47,4	495,0	254,6	26,8	495,0	578,7	13,7
0,7	357	61,2	60,8	427	73,2	64,5	578,0	297,1	36,5	578,0	675,2	18,7
0,8	408	70,0	79,4	488	83,7	84,3	660,0	339,5	47,7	660,0	771,6	24,4
0,9	459	78,7	100,5	549	94,1	106,7	743,0	382,0	60,4	743,0	868,1	30,9
1,0	510	87,5	124,1	610	104,6	131,7	825,0	424,4	74,5	825,0	964,5	38,2

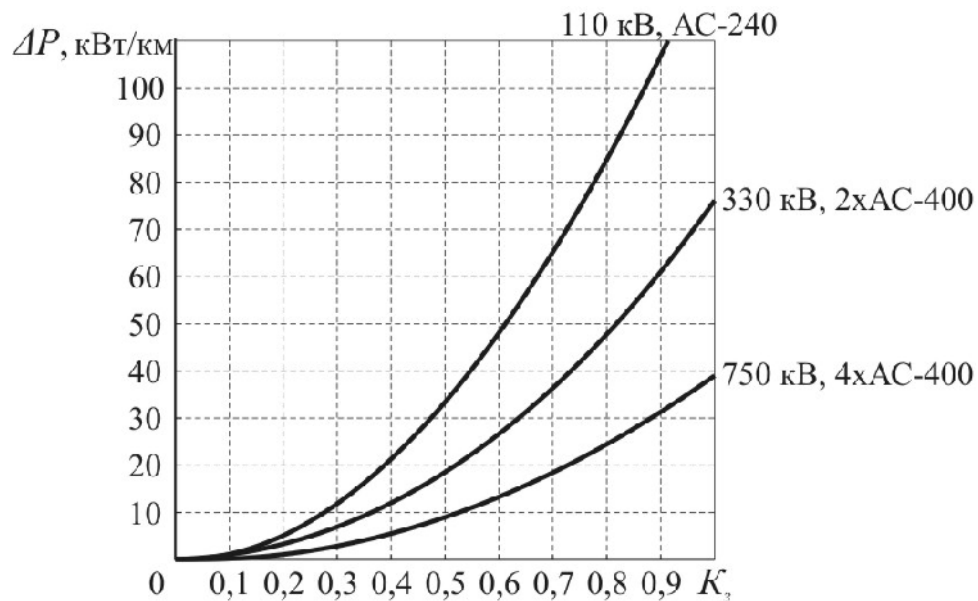


Рис. 1.6. Криві питомих втрат потужності в повітряних ЛЕП

Для визначення втрат електроенергії використовуються такі формули. Струм, що протікає по повітряних ЛЕП, кА,

$$I_{mi} = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_i},$$

де S_m – споживана потужність, МВ·А; U_i – напруга лінії, кВ; i – порядковий номер рівня напруги: $i = 1 - U = 35$ кВ, $i = 2 - U = 110$, $i = 3 - U = 150$, $i = 4 - U = 330$ кВ.

Час найбільших втрат

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000}) \cdot 8760,$$

де T_m – кількість годин використання максимуму навантаження, год/р.
Тоді втрати електроенергії

$$\Delta W_i = 3I_{mi}^2 r_i \tau_m,$$

де r_i – питомий опір лінії, Ом/км.

Наведені формули використовуються також для всіх рівнів напруг – 35, 110, 150 та 330 кВ. За таких умов було визначено втрати електричної енергії у магістральних повітряних ЛЕП; результати розрахунку графічно відображені на рис. 1.7.

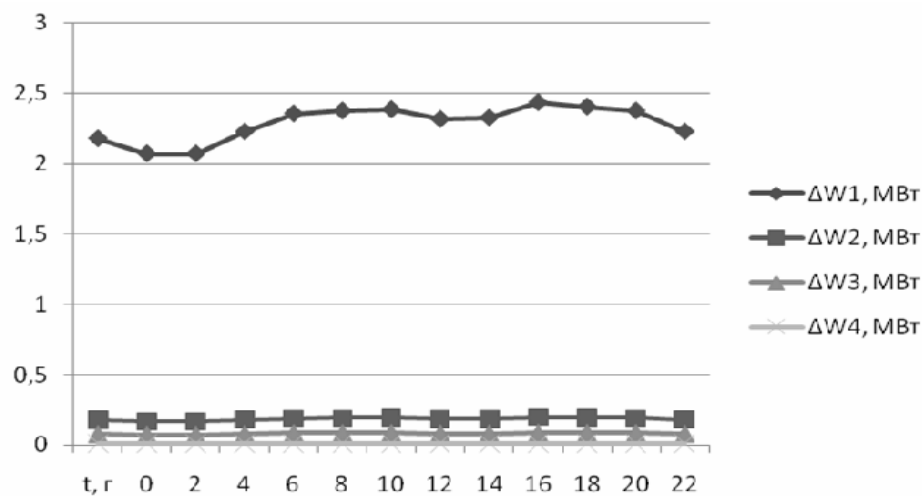


Рис. 1.7. Залежності втрат електроенергії ΔW від часу доби, де $\Delta W_1, \Delta W_2, \Delta W_3, \Delta W_4$ відповідають напругам 35, 110, 150 та 330 кВ

Аналіз графіків (рис. 1.7) виявив, що:

- форма графіка електричного навантаження пов'язана з формою графіка втрат електроенергії у повітряних ЛЕП (особливо чітко це помітно при нарузі 35 кВ – помітні два піки втрат та їх різке зниження у години нічного провалу);

- рівень споживання електричної енергії визначає втрати енергії у повітряних ЛЕП;

- при напрузі 35 кВ спостерігаються значно більші втрати електроенергії у повітряних ЛЕП, ніж при напругах 110, 150 та 330 кВ, що викликано більшими струмами у лініях.

В експлуатаційному обслуговуванні НЕК "Укренерго" на 01.01.2007 р. знаходилося 21159,04 км повітряних ліній електропередач (ЛЕП) по трасі. З них напругою, кВ:

- 880 – 98,54 км;

- 750 – 4119,60;

- 500 – 374,76;

- 400 – 338,95;

- 330 – 12638,30;

- 220 – 3049,35;

- міждержавних 35-110 кВ – 539,54.

Якщо підвищити коефіцієнт нерівномірності ГЕН з $\alpha = 0,8$ до 0,9 тільки для ЛЕП 110, 330 і 750 кВ з урахуванням їхньої довжини $L_{лен}$, то можна отримати зменшення втрат електроенергії на 1280 млн кВт·год. При цьому річний час найбільших втрат τ_m приймається виходячи з максимального навантаження, що дорівнює 6 годинам на добу. Тоді $\tau_m = 6 \cdot 365 = 2190$ год на рік.

Такий розрахунок виконаний з урахуванням напруги лінії та різниці питомих втрат потужності ΔP_U відповідно для $\alpha = 0,8$ і $\alpha = 0,9$:

$$\Delta W_U = \Delta P_U L_{лен} \tau_m.$$

Подібне зниження втрат електроенергії дозволить зберегти близько 500 тис. т умовного палива на рік.

2. ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1. Загальні умови та обставини

Для вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання створені нині практично всі умови. Так, наприклад, ДСТУ 3440-96 "Системи енергетичні" визначає, що системною оптимізацією режимів електропостачання є низка заходів, які спрямовані на забезпечення ефективності вироблення, розподілення та постачання електроенергії й які базуються на новітніх науково-технічних засобах та проблемно-орієнтованих знаннях. Таке визначення пов'язано з енергозбережним функціонуванням енергосистеми – науково-технічним, фінансово-економічним, адміністративно-правовим, організаційним та іншим регулюванням процесів вироблення, перетворення, передачі й використання енергетичних ресурсів. У свою чергу енергозбережне функціонування більшою мірою визначається економією паливно-енергетичних ресурсів, тобто відносним зменшенням витрат паливно-енергетичних ресурсів. Таке зменшення відбувається за допомогою регулювання попиту на енергію шляхом розроблення та впровадження стратегічних програм, що враховують потреби енергосистеми та споживачів енергії.

Для реалізації загальних наукових та методично-правових умов ДСТУ роз'яснює, за рахунок яких технічних засобів можливо здійснювати, насамперед, вироблення електроенергії, та наводить тлумачення понять: блок-станція, базисна, напівпікова та пікова електростанція, базисний та маневрений режими електростанції та ін. Окрім того, у ДСТУ 2790-94 роз'яснюється поняття "комбінована електропостачальна система".

З урахуванням існуючої проблеми нерівномірності електроспоживання та за наявності правових законодавчих засад нами виконана певна деталізація та економічне обґрунтування способу електропостачання підприємства, в якому шляхом уведення інших технологічних параметрів створюється можливість вирівнювання ГЕН в енергосистемі, забезпечується зниження рівня споживаної потужності на підприємстві та, як наслідок, економія палива на ТЕС, зменшення собівартості вироблення енергії й енерговитрат, а також керування режимами електроспоживання підприємства [15]. Задача вирішується за допомогою того, що у відомому способі підприємство здійснює

електропостачання від централізованої енергосистеми (ЦЕС), визначає періоди пікових (напівпікових) навантажень в енергосистемі та згідно з винаходом, протягом цих періодів електропостачання здійснюється від автономного маневреного джерела підприємства (АМДП). Спосіб реалізується таким чином. Для добового інтервалу часу визначають періоди пікових, напівпікових навантажень і нічного провалу в ЦЕС. Також задають рівень споживаної потужності підприємства з урахуванням особливостей режиму електроспоживання. У періоди пікових (напівпікових) електричних навантажень електропостачання підприємства здійснюється від АМДП, що дозволяє знизити дефіцит маневреної потужності в енергосистемі та зменшити тривалість роботи і навантаження ТЕС, які вимушені функціонувати в такі періоди в маневреному режимі з підвищеною питомою витратою палива та рівнем фізичного зносу. При цьому очікуване зниження витрати палива складає 500 т у.п. на 1 МВт зменшення потужності в періоди пікових навантажень в енергосистемі за рік. При настанні періоду нічного провалу навантажень в енергосистемі виконують автоматичне перемикання джерела електропостачання з АМДП на ЦЕС. Для цього встановлюють пристрій синхронізації систем електропостачання з метою виключення перерв в подачі електроенергії працюючим електроприймачам підприємства. Запропонований спосіб електропостачання окрім зменшення витрати палива на ТЕС дозволяє значно скоротити витрати на електроенергію для підприємства (до 1 млн грн на 1 МВт споживаної потужності за рік залежно від наявності власного палива для АМДП) при оплаті за диференційованим тарифом. Цього досягають за рахунок ефективного керування системами електропостачання: в періоди пікових (напівпікових) навантажень в енергосистемі, коли електроенергія коштує дорого (коефіцієнт до тарифу складає 1,68 і 1,02 відповідно), електропостачання здійснюють від АМДП; в період нічного провалу, коли вартість електроенергії у ЦЕС значно знижується (коефіцієнт до тарифу складає 0,35), підприємство купує її в енергосистемі.

Крім того, у роботі [16] говориться, що енергетичні газові турбіни середньої та великої потужності можуть стати альтернативою для покриття дефіциту електроенергії в Україні в денний час та згладжування добового графіка навантаження. Зменшення навантаження на застарілу українську теплоенергетику в денний час та її експлуатація в умовах, близьких до постійного навантаження протягом доби, дозволять продовжити ресурс використання багатьох ТЕС країни.

Незважаючи на спроможність вирішення проблеми та наявність необхідних умов, існують ускладнюючі обставини, що полягають у правильному обліку всіх витрат, пов'язаних із спорудженням власного джерела [17]. Найпоширенішою помилкою є те, що при визначенні цих витрат на першому етапі розрахунків, коли, власне, і ухвалюється саме рішення, враховують тільки вартість спорудження самих енергоблоків, використовуючи цінові показники їх виробників, чого явно недостатньо. В кращому разі враховують також витрати, пов'язані з реконструкцією електричних, теплових і газових мереж внутрішнього енергопостачання. Наприклад, реконструкція внутрішньої системи енергопостачання може бути потрібна:

- у зв'язку із зростанням струмів короткого замикання при приєднанні до мереж додаткових джерел електроенергії;
- для забезпечення стійкої роботи генераторів при коротких замиканнях у внутрішній мережі;
- при перебудові релейних захистів і автоматики в системі внутрішнього електропостачання.

Проте цього недостатньо. Необхідно також урахувати витрати на реконструкцію зовнішнього електро- і газопостачання. Ці витрати у кожному конкретному випадку можуть істотно відрізнитися за величиною залежно від місцевих умов. Практика засвідчила, що іноді вони виявляються зіставними з вартістю спорудження незалежного джерела. Природно, така споруда стає економічно недоцільною. У цьому випадку вельми неприємним сюрпризом виявляються технічні умови енергосистеми, що вимагають великих, не врахованих економічним розрахунком, витрат на реконструкцію зовнішніх мереж. Так, з практики відомий випадок, коли підприємству, яке мало намір спорудити власне додаткове джерело електропостачання, що складається з чотирьох генераторів потужністю по 1000 кВт кожний, технічними умовами енергосистеми було приписане спорудження нової підстанції 220/110/6 кВ на додаток до вже існуючої на підприємстві підстанції 110/6 кВ. Зрозуміло, що ні про яку окупність енергоблоків у такій ситуації не може бути й мови.

Все ж таки, як не парадоксально здається на перший погляд, при більш кмітливому вивченні ситуації можна углядіти, що певні мотиви для подібних вимог у енергосистеми можуть бути. Так, у згаданому вище випадку, свої вимоги енергосистема обґрунтувала тим, що повітряні ЛЕП 110 кВ, від яких живиться існуюча заводська підстанція 110/6 кВ, є занадто важливими, оскільки здійснюють зв'язок по-

тужної районної підстанції з великою ТЕЦ. Крім того, від цих ліній відпайками живляться ряд підстанцій міських і промислових районів. При приєднанні додаткових генераторів існуючі системи релейного захисту та автоматики можуть працювати з відхиленнями, що може призвести до значних системних аварій.

Виявляється вельми суперечливим питання, чи правомірно перекладати тягар реконструкції мереж енергосистеми на підприємства, які проявляють ініціативу спорудження додаткових джерел електроенергії, що фактично розвантажують мережі енергосистеми як за активною, так і за реактивною потужностями, полегшують режими її роботи, сприяють стабілізації рівнів напруги? Така політика може лише налякати й без того нечисленних інвесторів, які вкладають свій капітал в розвиток малої енергетики, а у споживачів відбити всяке бажання мати власне джерело електропостачання.

Крім того, існує проблема якості електроенергії, тому що практично всі її показники погіршуються із зменшенням потужності автономно працюючих генераторів. Так, величини коливань напруги при швидкій зміні навантаження обернено пропорційні потужності короткого замикання в мережі або сумарній потужності генераторів. Аналогічним чином, тільки різною мірою, залежать від потужності генераторів й інші показники якості електроенергії. У ряді випадків їх значення виходитимуть за межі, встановлені ГОСТ 13109-97. При цьому будуть потрібні розрахунки і, можливо, спеціальні заходи щодо забезпечення якості електроенергії. Ускладнюються питання стосовно забезпечення чутливості релейних захистів у системі автономного електропостачання, постає проблема забезпечення надійності живлення ланцюгів оперативного струму.

Існує світовий досвід, де сьогодні більше 65% нових електрогенеруючих потужностей, що вводяться в експлуатацію (базовий і маневрений режими), базуються на використанні парогазових установок та газотурбінних ТЕС, які за багатьма показниками перевершують традиційні пилувугільні паротурбінні станції.

Незважаючи на такий досвід і на переваги та економічну доцільність впровадження маневрених потужностей на рівні промислових підприємств та окремих регіонів за рахунок бізнес-структур, НКРЕ не проводить активну політику з вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання.

2.2. Наявність газотурбінних маневрених джерел енергії

За даними роботи [16], не дивлячись на дефіцит природних енергоносіїв, приблизно 75% газових турбін потужністю більше 15 МВт використовуватимуть як паливо природний газ. Швидке зростання світових цін на газ і труднощі його доставки в деякі райони світу, навіть у зрідженому стані, сприятимуть підвищенню ролі вугілля як джерела енергії. Тому швидкий розвиток енергетичного газотурбобудування буде супроводжуватися розробкою і впровадженням нових технологій отримання синтетичного газу з вугілля та інших природних енергоносіїв.

Україна виробляє газотурбінні установки простого циклу, які можуть застосовуватися для покриття дефіциту електроенергії в денний час і згладжування навантаження на теплову енергетику. До них відносяться серійні промислові газові турбіни потужністю до 25 МВт, газова турбіна ГТЕ-60 потужністю 60 МВт (ДП НВКГ "Зоря-Машпроект"), яка буде введена в експлуатацію найближчим часом, а також газова турбіна російсько-українського виробництва UGT-110000 потужністю 114 МВт. Ці турбіни не поступаються західним аналогам за економічністю, більш того, установка UGT-110000 за ваговими характеристиками перевершує зарубіжні газові турбіни: при масі близько 60 тонн її питома вагова характеристика складає тільки 0,52 кг на кіловат встановленої потужності.

Перспективним буде для України використання ПГУ в металургійному комплексі, де власна потреба в електроенергії складає до 2000 МВт, причому частина цієї потужності використовується в денний час. За даними ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", утилізація теплоти доменного газу при використанні парогазових установок ПГУ-150 потужністю 150 МВт дозволить не тільки підвищити ККД утилізації з 10 – 12% (паротурбінний блок) до 40 – 45%, але й виробити для України до 2,0 ГВт·год електроенергії, які можуть бути направлені на потреби металургії. Це допоможе істотно знизити навантаження на теплову енергетику. Алчевській металургійний комбінат розпочав будівництво трьох парогазових установок на доменному газі потужністю 150 МВт кожна фірми Mitsubishi (вартість будівництва – близько 480 млн дол.). Проте розрахунки, виконані в ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", свідчать, що економічно привабливішим є проект створення української ПГУ-150 на базі ГТУ типу UGT-110000, який може бути втілений протягом двох-трьох років.

Ще одним важливим напрямом використання ПГУ-150 є нафтопереробний комплекс України. При освоєнні технології глибокої переробки нафти з утилізації відходів нафтопереробних заводів України можна отримати майже 1,5 ГВт·год електроенергії, які можуть бути направлені на згладжування графіка денного електроспоживання.

Для вирішення цієї проблеми сьогодні в Україні є всі умови. Розробляються і виробляються конкурентні на світовому ринку газові турбіни простого циклу та парогазові установки малої і середньої потужності, а в кооперації з Росією – ПГУ великої й надвеликої потужностей. Зокрема, для покриття денного дефіциту потужності в обсязі 1100 МВт в Україні необхідно встановити сім ПГУ-150 сумарною вартістю близько 1 млрд дол.

При правильній організації українська енергомашинобудівна промисловість може виробити до 80% елементів ПГУ великої та надвеликої потужностей. Хороші перспективи має створення установок, працюючих на низькокалорійних газах – доменному газі та відходах глибокої переробки нафти. Важливого значення для розвитку газотурбобудування набуває промислова газифікація вугілля з українських родовищ, що дозволить зменшити споживання природного газу.

З метою підвищення ефективного використання палива на ТЕС енергосистеми та створення сприятливих умов для роботи АЕС доцільно споруджувати електричні станції середньої потужності безпосередньо на підприємствах з взаєморозрахунками за електроенергію за прогресивним диференційованим тарифом. У першу чергу споруджувати власні станції необхідно на великих підприємствах, наприклад, гірничо-металургійного профілю, споживана електрична потужність яких складає 100 МВт і більше. При цьому необхідно передбачати спорудження сучасних електричних станцій, ефективно працюючих в маневреному режимі з високим значенням ККД (не менше 45%).

Паливом для ГТУ традиційно може бути природний газ з теплою згорання 33 МДж/м^3 або синтез-газ за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля з теплою згорання 15 МДж/м^3 , а також за технологією підземної газифікації ($11,58 \text{ МДж/м}^3$).

Стосовно особливостей роботи ГТУ або ПГУ, то вони широко розкриті у відповідній літературі. Як основне обладнання пропонується використовувати реально апробоване газотурбінне устаткування вітчизняних і світових виробників:

- ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", м. Миколаїв;

- ВАТ "Мотор Січ", м. Запоріжжя;
- ДП "Івченко-Прогрес", м. Запоріжжя;
- ВАТ "Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе", м. Суми;
- ВАТ "АК "Південтрансенерго", м. Запоріжжя;
- фірми "General Electric", "Siemens" тощо.

Величина ККД з вироблення електроенергії в розімкненому циклі газотурбінної установки знаходиться в межах 30 – 45%. З метою підвищення ефективності згорання палива газова турбіна оснащується котлом-утилізатором. Тип котла-утилізатора визначається залежно від наявності споживача теплової енергії:

а) когенераційні установки:

- за наявності опалювального навантаження застосовується водонагрівальний котел-утилізатор;
- за наявності потреби в технологічній парі встановлюється паровий котел-утилізатор на параметри пари, що вимагаються. Коефіцієнт використання тепла палива на когенераційних установках може досягати 90%;

б) парогазові установки:

- у разі потреби в тепловій енергії може бути створена ПГУ. У цьому випадку паровий котел розробляється на енергетичні параметри пари. Пара після котла-утилізатора використовується в паровій турбіні для додаткового вироблення електроенергії. ККД з вироблення електроенергії на парогазових установках на основі сучасних газових турбін досягає 55% і більше, а загальний коефіцієнт використання тепла палива – до 90%.

Для ГТУ може використовуватися як газоподібне, так і рідке паливо (наприклад, дизельне). Для спалювання в газових турбінах може застосовуватися:

- природний газ;
- попутний газ нафтопереробки;
- шахтний метан із вмістом метану 45% і більше;
- зворотні гази металургійного, коксохімічного, нафтохімічного та інших виробництв.

Встановлюваний котел-утилізатор розробляється у кожному конкретному випадку з урахуванням характеристик газової турбіни, потреби в тепловій енергії та теплової схеми енергоустановки.

ТОВ "Енерготехпром" (м. Дніпропетровськ) розробило прогресивні газові проекти та технології, які були впроваджені у виробництво (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Енергетичні проекти ТОВ "Енерготехпром"

Назва розробки	Підприємство, де було введено розробку	Обсяги впровадження	Рік впровадження
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 25 МВт у складі газової турбіни UGT-25000 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор продуктивністю 100 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Концерн "Стирол", м. Горлівка, Донецька обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2006
Парогазова електростанція ПГУ-52 МВт потужністю 2 МВт у складі двох газових турбін ГТЕ-20С "Салют", двох котлів-утилізаторів продуктивністю по 40 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С, одна парова турбіна ПТ-12-3,4/1,0-1 ВАТ "КТЗ". Паливо – природний газ	ТЕЦ ВАТ "Ліпецька генеруюча компанія", м. Єлец, Росія	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2009
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 200 МВт у складі 8-ми газових турбін MS 5001 фірми GE з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ГТЕСН Ванкорського родовища ЗАТ "Банкорнафта", Росія	Запроектовано. Побудовано. І черга (4 блока) уведена в експлуатацію	2010
Когенераційний енергоблок потужністю 15 МВт у складі газової турбіни ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор з тиском 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Картонно-тарний комбінат, м. Рубіжне, Луганська обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2003
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 48 МВт у складі 3-х газових турбін ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект" з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ТЕЦ м. Кизил-Орда, Казахстан	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2005

2.3. Розташування джерел енергії в Україні

На території України розташовані електростанції трьох основних типів: атомні, теплові та гідроелектростанції. Останній тип поділяють на два види: безпосередньо гідро- та гідроакумуючі. На рис. 2.1. наведено карту об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, на якій розташовані усі основні електростанції, підстанції та зображені магістральні лінії електропередач на території країни. За допомогою магістральних ЛЕП різних рівнів напруги електростанції та підстанції об'єднані в єдину енергетичну систему. Функціонування цієї системи неможливо без ще одного елемента – споживачів електроенергії. Бачимо, що ОЕС України досить розгалужена та переплітається з енергетичними системами усіх сусідніх держав.

Об'єднана енергетична система України

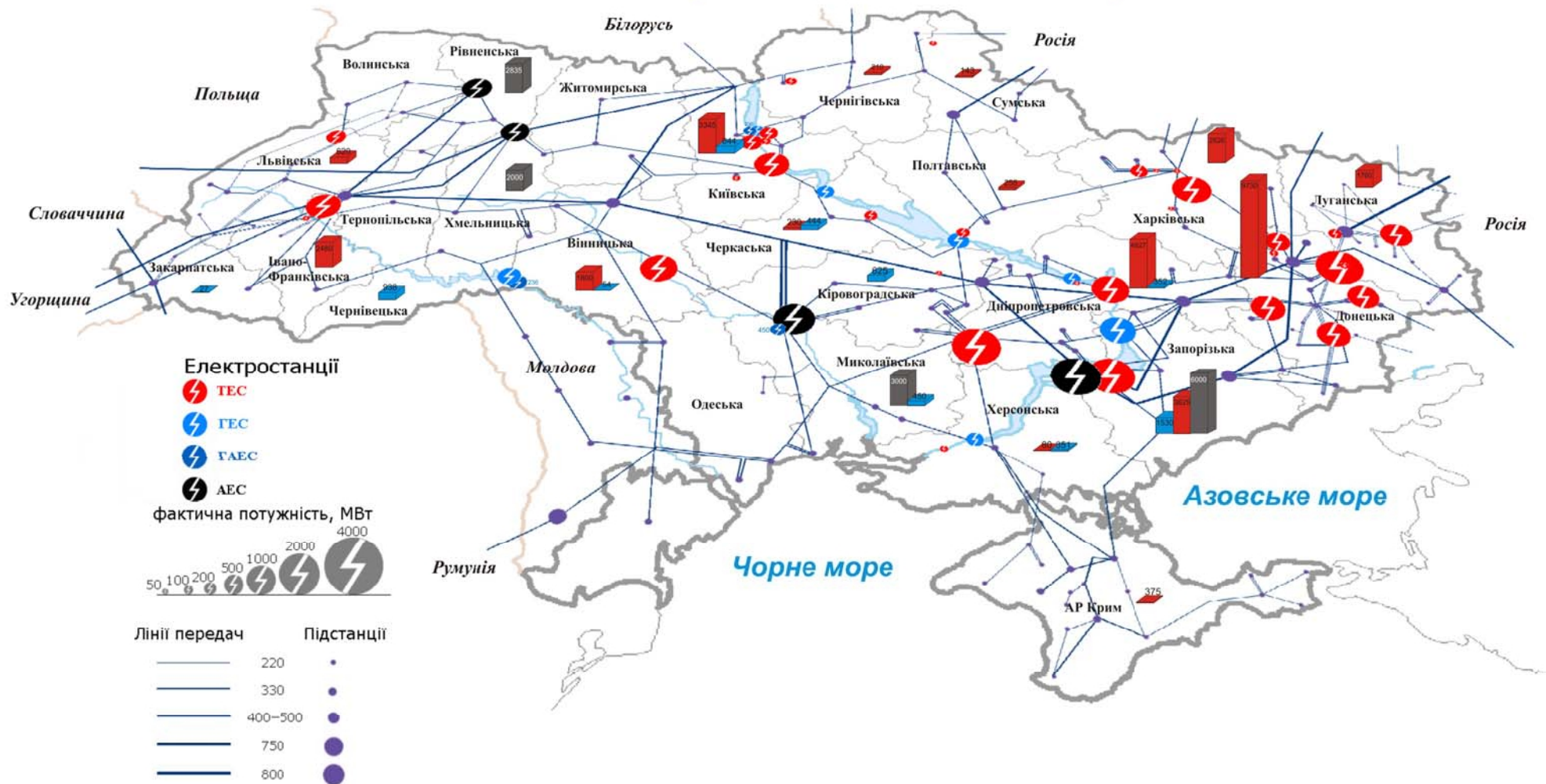


Рис. 2.1. Карта об'єднаної енергетичної системи України

На карті можна побачити, що за встановленою потужністю на першому місці знаходяться теплові, на другому – атомні, на третьому – гідроелектростанції. Також видно, що значне місце серед ліній електропередач займають повітряні ЛЕП напругою 750 та 330 кВ.

Основні потужності ТЕС розташовані в тих промислово розвинених районах, де знаходиться більшість потужних споживачів електроенергії та є великі запаси палива (вугілля). Це Донецька (загальна генеруюча потужність складає 10120 МВт), Запорізька (8951 МВт), Дніпропетровська (5247 МВт) та Харківська (2816 МВт) області. "Велика" гідроенергетика розташовується лише на річках з найбільш сприятливими умовами – Дніпрі та Дністрі. Атомні електростанції будуються в місцях з нестачею електричних потужностей та наявністю великих водоймищ. Взагалі електростанції розкидані по всій території України залежно від необхідної потужності для кожного її регіону, але це стосується тільки базової частини ГЕН.

Як бачимо з рис. 2.1, ГЕС і ГАЕС віддалені від потужних споживачів, а оскільки вони є джерелом покриття максимумів навантажень (змінної частини ГЕН), то вимушені передавати значні обсяги електроенергії по магістральних ЛЕП на значні відстані до цих споживачів. Це в свою чергу призводить до значних втрат енергії та потужності в повітряних ЛЕП, що викликані її перетоками. І чим більша потужність передається – тим значніші втрати. Електростанції інших типів (зокрема, ТЕС і ТЕЦ) також передають електроенергію до споживачів у пікову та напівпікову зони графіка електроспоживання, але на меншу відстань, тому втрати на транспортування не такі значні.

Електростанції різних типів працюють кожна у своєму режимі. Атомні станції працюють лише в рівномірному режимі, тобто вони цілодобово генерують майже однакову потужність, яка може регулюватися в незначному діапазоні (0,85 – 0,95). Вони є базою графіка електричних навантажень. Гідроелектростанції є маневреним джерелом енергії та працюють в нерівномірному режимі з діапазоном регулювання потужності від нуля і до максимального значення залежно від потреб споживачів. ГЕС та ГАЕС в основному задіяні в години піків для покриття максимумів навантаження. Багато ТЕС вимушені працювати також у маневреному режимі, але зі значно меншим діапазоном регулювання потужності (0,7 – 0,9), а деякі енергоблоки взагалі розвантажуються до величини 0,5 від номінальної потужності. Також можлива і тимчасова їх зупинка з наступним запуском, але цей процес займає багато часу і не дає можливості швидко реагувати на

перепади споживаної потужності. Теплові електростанції задіяні у змінній частині ГЕН і частково в піковій зоні. Однак робота ТЕС у маневреному режимі неекономічна й призводить до більш швидкого зношення обладнання. Причина такого неефективного режиму – недостатність маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС для повного покриття пікових навантажень.

Показником можливості зміни потужності енергоагрегатів електростанцій служить так званий технічний мінімум навантаження K_{mex} – відношення якнайменшої допустимої потужності до встановленої. Значення K_{mex} для різних видів електростанцій наведені у табл. 2.2, звідки випливає, що за цим показником ГЕС і ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ і АЕС.

Таблиця 2.2

Режимні значення показників різних електростанцій

Електростанції	Технічний мінімум навантаження K_{mex}	Час набору повної потужності з "холодного" стану, хв
Атомні	0,85–0,95	390–660
Теплоелектроцентралі	0,8	90–180
Паротурбінні конденсаційні	0,7–0,9	90–180
Газотурбінні	0	15–30
Гідравлічні	0	1–2

Слід зазначити, що в Україні сумарна встановлена потужність теплових і атомних станцій перевищує, і досить значно, мінімальну потужність, потрібну вночі, а тому виникає проблема розвантаження у період провалу графіка добового навантаження.

ГАЕС можуть брати ефективну участь у покритті різних зон змінної частини ГЕН. Пікові ГАЕС працюють у генераторному режимі 4–6 годин на добу, напівпікові – до 12–14 годин. У години провалу графіка навантаження (близько 7 годин на добу) ГАЕС діють у насосному режимі. Завдяки великій маневреності ГАЕС оперативно реагують на будь-які зміни в енергетичній системі, на вмикання і вимикання різних споживачів електроенергії. Аналіз роботи ГАЕС за кордоном виявив, що агрегати включаються у роботу в турбінному або насосному режимі до 20–30 разів на добу.

Потреба в гідроакумулюючих електростанціях різко відчувається в Україні. При пошуку майданчика для побудови ГАЕС традиційного (наземного) типу в країні зіткнулися з певною проблемою. Як

свідчить досвід проектування, за топографічних умов в основному можлива споруда ГАЕС з напором, близьким до 100 м і меншим, що вимагає створення басейнів значної місткості, важких турбін і трубопроводів великого перерізу. Виявлені майданчики розташовані в складних геологічних умовах, на обвальних схилах. Крім того, створення цих ГАЕС вимагає відведення під споруди і басейни значних земельних угідь. Тому з метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більшими напорами (до 300 – 500 м).

Існує ще один тип електростанцій – газотурбінні. Діапазон регулювання потужності у них такий же великий, як і у ГЕС, та час набору її максимальної величини значно менший, ніж у ТЕС і АЕС, що дає всі підстави використовувати їх для покриття максимумів графіка електричних навантажень. Однак, нажаль, такі станції майже відсутні на території України. Побудова декількох таких станцій достатньо великої потужності поблизу найбільших електроспоживачів дозволила би виправити ситуацію з використанням ТЕС у неекономічному режимі та із значними втратами енергії через перетоки потужності.

3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1. Питомі витрати умовного палива

На практиці питомі витрати умовного палива g_0 розраховуються за фактичними даними вироблення електроенергії W та загальними витратами палива G шляхом ділення G на W . Однак такі розрахунки не пояснюють, з яких складових складається витрата умовного палива.

У роботі [3] автор запропонував залежність, що враховує дві складові: першу, постійну (при рівномірному ГЕН), та другу, залежну від нерівномірності графіка електроспоживання. Він вважав, що зміна паливної складової витрат залежно від кількості годин використання максимуму навантаження T_m зумовлена техніко-економічними характеристиками енергетичного обладнання. Витрата палива може бути визначена за паливними характеристиками, що відображають залежність витрати палива від виробленої електроенергії, режиму вироблення та техніко-економічних показників роботи основного обладнання, тобто

$$g_0 = 0,29 + \frac{200}{T_m}. \quad (3.1)$$

Загальний вигляд цієї залежності такий:

$$g_0 = g_{0w} + g_{0p}, \quad (3.2)$$

де g_{0w} – питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії при рівномірному ГЕН; g_{0p} – питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії для покриття (забезпечення) нерівномірної частини ГЕН.

Залежність (3.1) не може бути репрезентативною для теоретичного розгляду складових будь-яких реалізацій ГЕН. Вона не враховує якості палива, наявності відповідної кількості маневрених потужностей, можливості розгляду добових графіків електроспоживання, які є основою режимів роботи ТЕС. Зрозуміло, що для умов роботи Єдиної енергетичної системи колишнього СРСР 70–80 років минулого

століття з її структурою генеруючих потужностей і для загальної оцінки питомої витрати умовного палива тільки якогось узагальнюючого ГЕН великої країни можна було користуватися залежністю (3.1).

Якщо припустити, що ГЕН рівномірний, тобто $T_m = 8760$ год, то другий доданок $200/T_m$, що дорівнює питомій витраті умовного палива на вироблення електроенергії для покриття нерівномірної частини графіка, повинен обертатися в нуль, проте він складає $0,023$ кг/кВт·год. Питома витрата умовного палива за залежністю (3.1) для наведених умов буде $0,29 + 0,023 = 0,313$ кг/кВт·год, що не відповідає дійсності (див. табл. 3.1). Тому такий підхід для визначення питомих витрат умовного палива на генерацію електроенергії є простим з математичної точки зору, однак призводить до помилковості з причини недостатнього врахування впливу процесів фізичного характеру. Найбільш адекватні моделі можна отримати шляхом фізичного обґрунтування. З наведеного випливає необхідність проведення досліджень для вирішення важливої наукової задачі з визначення витрат умовного палива з урахуванням нерівномірності графіка електроспоживання.

Таблиця 3.1

Період року	Тарифні зони		
	Пік	Напівпік	Ніч
Осінньо-зимовий	538	382	369
Весняно-літній	423	371	365
Середньозважені за рік	504,5	380,2	367,6

При зміні навантаження на ΔP протягом часу $t_1 - t_2$ зміна витрати палива

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} \varphi \Delta P(t) dt, \quad (3.3)$$

де φ – відносний приріст витрати палива – перша похідна витрати палива з навантаження або збільшення витрати палива при зміні навантаження на одиницю. Цей показник змінюється залежно від навантаження. При переводі ТЕС із базового режиму в напівпіковий та далі в піковий (рис. 3.1) потужність станції збільшується і відповідно витрачається додаткова кількість палива, необхідна для забезпечення підвищеного навантаження.

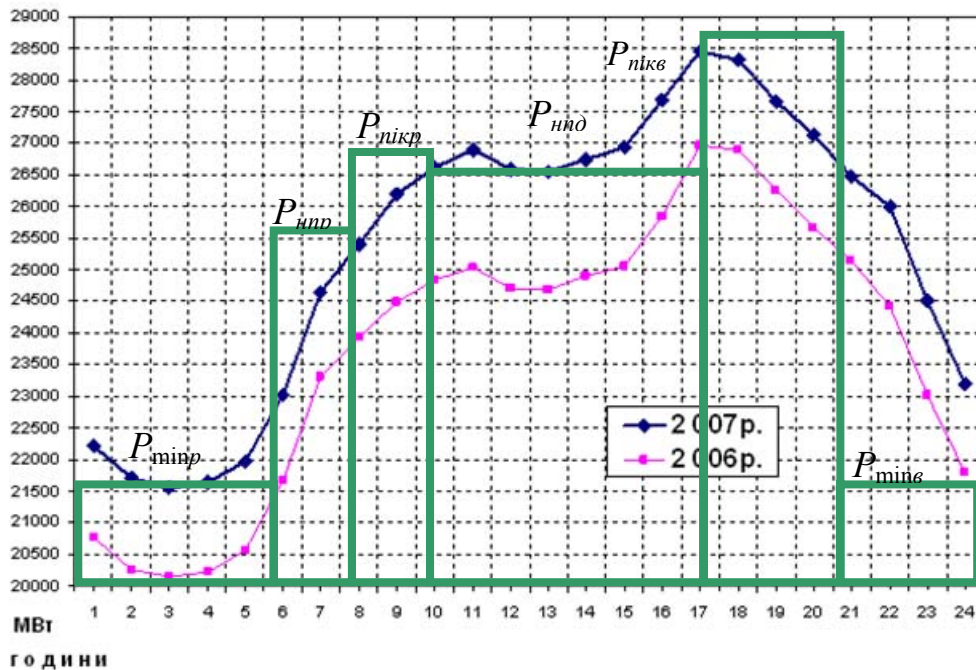


Рис. 3.1. Добовий ГЕН енергетичної системи України у грудні 2006 та 2007 років за робочі дні

Узагальнюючи дані з приросту потужності в періоди максимальних і мінімальних електричних навантажень, питомих витрат палива на один пуск енергоблока та їх кількість, ефективність використання палива за тарифними зонами, питомих витрат палива на холостому ході, були отримані показники для оцінки енергоефективності, що відповідають умовам залежності (3.3), див. табл. 3.1.

Розглянемо першу складову g_{0w} залежності (3.2). Із фізики відомо, що теоретична кількість теплової енергії, яка міститься у 1 кВт·год, $Q_w = 3,6$ МДж, а теплота згорання умовного палива $Q_{yn} = 29,3$ МДж/кг. Тоді, поділивши 3,6 на 29,3, отримаємо теоретичну кількість умовного палива для вироблення 1 кВт·год енергії ($g_{0m} = 0,12287$ кг у.п./кВт·год). Фактична кількість умовного палива при рівномірному ГЕН $g_{0w} = g_{0m} / \eta_{nn}$, де η_{nn} – коефіцієнт перетворення палива, що залежить від технічного стану котельного агрегата та його ККД, якості палива. З урахуванням усіх складових η_{nn} бачимо, що його значення знаходиться в межах 0,3 – 0,45. Тоді $g_{0w} = 0,4 - 0,27$ кг у.п./кВт·год.

Друга складова g_{0p} залежності (3.2) з'являється у випадку нерівномірності ГЕН. Враховуючи залежність (3.3), по суті необхідно отримати відносний приріст витрати палива у вигляді коефіцієнта, що відображає властивості ГЕН, наведеного на рис. 3.1.

Графіки електричних навантажень описуються різними показниками. Нерівномірність графіка у часі характеризує коефіцієнт форми. Своє найменше значення, тобто одиницю, він приймає при рівномірному у часі навантаженні. У роботі [18] доведено, що залежність коефіцієнта форми від коефіцієнта нерівномірності ГЕН α має такий вигляд: $K_\phi = \frac{1 + \alpha}{2\sqrt{\alpha}}$.

Оскільки коефіцієнт нерівномірності характеризує нерівномірність усього ГЕН, а зміна величини потужності відбувається декілька разів на добу, то вводимо поняття α_Σ – середньозважений коефіцієнт нерівномірності електричного навантаження. Він являє собою середньоарифметичне від коефіцієнтів нерівномірності в періоди проходження ранкового напівпіка, ранкового піка, денного напівпіка й вечірнього піка (рис. 3.1), тобто у часи підвищення навантаження:

$$\alpha_\Sigma = \frac{\alpha_{\min p}^{npr} + \alpha_{npr}^{nikr} + \alpha_{nnd}^{nikv}}{3},$$

$$\text{де } \alpha_{\min p}^{npr} = \frac{P_{\min p}}{P_{npr}}; \alpha_{npr}^{nikr} = \frac{P_{npr}}{P_{nikr}}; \alpha_{nnd}^{nikv} = \frac{P_{nnd}}{P_{nikv}}.$$

Таким чином, у формулу для визначення питомої витрати умовного палива вводимо другий доданок, чутливий до змін електричного навантаження:

$$g_{0p} = \frac{g_{0m}}{\eta_{nn}} (K_\phi - \alpha_\Sigma) = \frac{0,12287}{\eta_{nn}} (K_\phi - \alpha_\Sigma).$$

Для отримання α_Σ треба мати ГЕН, проте в статистичних даних найчастіше можна отримати значення просто α . Також треба встановити залежність між середньозваженим та загальним коефіцієнтами нерівномірності ГЕН. Для цього було проаналізовано понад 100 графіків електричних навантажень різних енергетичних систем за 2007 рік, для кожного з них були розраховані α та α_Σ (рис. 3.2).

Для визначення залежності використовуємо метод найменших квадратів. Відомо, що при емпіричному (експериментальному) вивченні функціональної залежності однієї величини y від іншої x роблять ряд вимірів y при різних значеннях величини x . Задача полягає у встановленні аналітичної залежності, що може описати резуль-

тати експерименту (рис. 3.2). Її особливість полягає у тому, що наявність випадкових похибок вимірювання (або "шуму" в експерименті) робить недоцільним підбір такої формули, яка б точно описувала всі значення, отримані експериментально. Іншими словами, графік функції не повинен проходити через усі точки (рис. 3.2), він має згладжувати "шум".

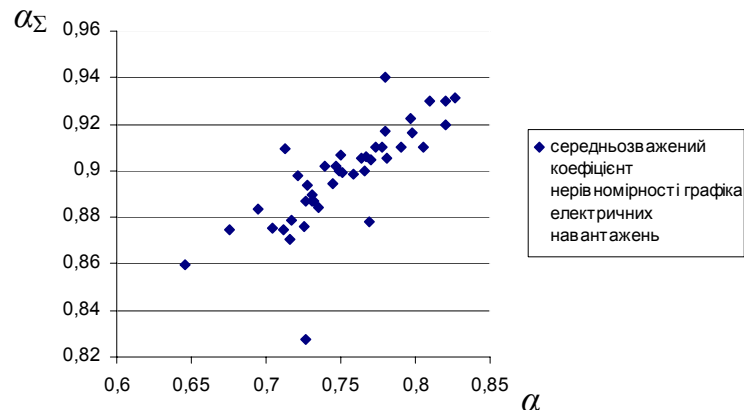


Рис. 3.2. Експериментальна залежність середньозваженого коефіцієнта α_Σ від загального коефіцієнта α нерівномірності ГЕН

В основі методу найменших квадратів лежить ствердження, що лінія регресії є найкращим приближенням до вихідного значення. Таким чином отримана залежність $\alpha_\Sigma = 0,415981\alpha + 0,5843$, що графічно зображена на рис. 3.3. Використовуючи такий підхід, отримана загальна залежність питомих витрат умовного палива з урахуванням нерівномірності ГЕН:

$$\begin{aligned}
 g_0 &= g_{0w} + g_{0p} = \frac{0,12287}{\eta_{nn}} + \frac{0,12287}{\eta_{nn}}(K_\phi - 0,416\alpha - 0,584) = \\
 &= \frac{0,12287}{\eta_{nn}} \left[1 + \left(\frac{1 + \alpha}{2\sqrt{\alpha}} - 0,416\alpha - 0,584 \right) \right].
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Вірогідність отриманої залежності можна підтвердити, проаналізувавши ГЕН енергосистеми України за 2007 рік протягом доби. Наприклад, для грудня (рис. 3.1): $\alpha_{\min p}^{nnp} = 0,84$; $\alpha_{nnp}^{nikp} = 0,95$; $\alpha_{nno}^{nikv} = 0,93$; $\alpha_\Sigma = 0,907$; $\alpha = 0,75$. Використовуючи залежність (3.4), можна розрахувати питомі витрати умовного палива в зоні реальних навантажень енергосистеми України.

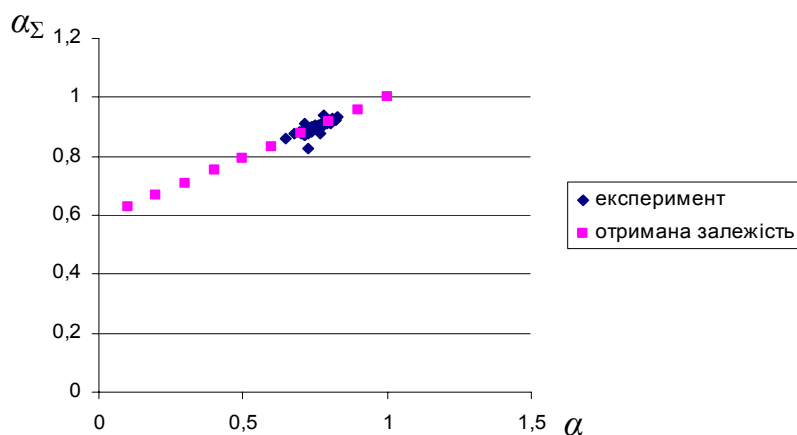


Рис. 3.3. Отримана залежність середньозваженого коефіцієнта α_{Σ} від загального коефіцієнта α нерівномірності ГЕН

Графічне порівняння отриманої залежності (3.4) із залежністю В.В. Михайлова (3.1), адаптованою до сучасних умов роботи ТЕС України, наведено на рис. 3.4.

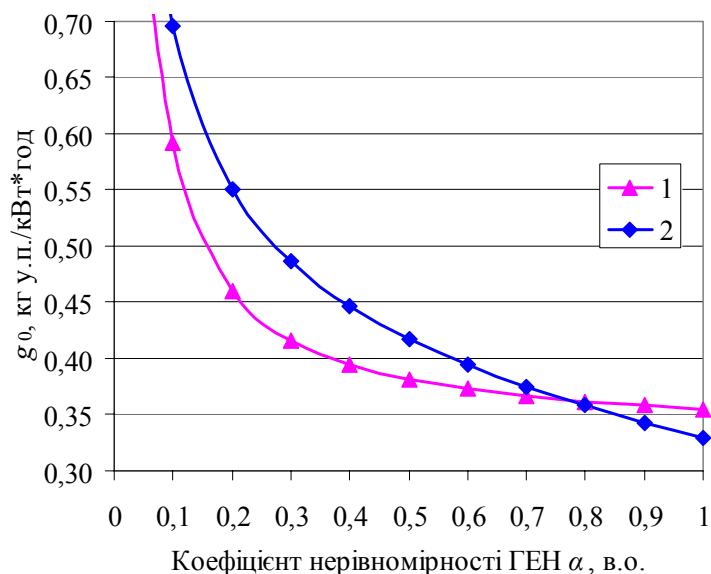


Рис. 3.4. Графіки питомих витрат умовного палива g_0 (1 і 2), отримані відповідно за залежностями (3.1) і (3.4)

Залежність питомих витрат умовного палива від нерівномірності графіка електроспоживання дозволяє коректно оцінювати її вплив на загальну та питому витрати палива, а також його вартість при виконанні техніко-економічних розрахунків регулювання режимів електроспоживання. Крім того, залежність враховує якісні характеристики процесу використання вугілля та дозволяє аналізувати добові, тижневі, місячні або річні ГЕН.

При використанні залежності (3.4) у разі коефіцієнта нерівномірності $\alpha = 1$ друга складова обертається в нуль, що свідчить про рівномірність графіка електроспоживання. Друга складова залежності (3.4) матиме відповідне значення при $\alpha < 1$. Як показують розрахунки, при $g_{0w} > g_{0p}$ сумарні питомі витрати палива g_0 при зменшенні α будуть зростати. Виникає необхідність оцінити їх величину за допомогою коефіцієнта. Тому запропоновано розрізняти коефіцієнти перетворення палива η_{nn} та використання питомих витрат умовного палива $k_{gn} = \frac{0,12287}{g_{0w} + g_{0p}}$. Таке тлумачення приводить до висновку, що

$k_{gn} \leq \eta_{nn}$. При цьому коефіцієнти будуть дорівнювати один одному при $\alpha = 1$.

У табл. 3.2 наведені основні результати розрахунків за формулою (3.4), аналіз яких підтверджує, що при достатньо високому $\eta_{nn} = 0,4$ за рахунок зміни α з 0,95 до 0,75 питомі витрати умовного палива від нерівномірності ГЕН g_{0p} зростають на 28,6 г, а при $\eta_{nn} = 0,33$ аналогічне зростання складає 34,8 г, що говорить про залежність g_{0p} не тільки від нерівномірності графіка електроспоживання, але і від величини η_{nn} .

Таблиця 3.2

Питомі витрати умовного палива

Коефіцієнти			Питомі витрати умовного палива, кг/кВт·год		
η_{nn}	k_{gn}	α	g_{0w}	g_{0p}	g_0
0,4	0,392	0,95	0,307	0,0064	0,313
	0,359	0,75	0,307	0,035	0,342
0,33	0,324	0,95	0,372	0,0072	0,38
	0,296	0,75	0,372	0,0425	0,414
0,3	0,282	0,85	0,409	0,0268	0,436

Треба звернути увагу на залежність питомих витрат палива від нерівномірності ГЕН при коефіцієнті перетворення палива $\eta_{nn} = 0,33$ та 0,3 і відповідно $\alpha = 0,75$ та 0,85. Різниця між ними $\Delta g_{0p} = 0,0425 - 0,0268 = 0,0157$ кг у.п./кВт·год. Таке суттєве збільшення Δg_{0p} відбулося за рахунок змінення коефіцієнта нерівномірності ГЕН α , незважаючи на краще значення η_{nn} (0,33 замість 0,3), що свідчить про чутливість величини g_{0p} до нерівномірності електропоживання.

З точки зору наведених результатів (див. табл. 3.2) та з обережністю до розрахунків можна запропонувати наступне. При удосконаленні діючих ТЕС або заміні на новітні технології генерації енергії з'явилася б можливість підвищити коефіцієнт перетворення палива з 33 до 38%, що дозволяє зменшити питомі витрати умовного палива за першою складовою g_{0w} на 0,049 кг/кВт·год. Друга складова питомих витрат g_{0p} може бути зменшена на величину до 0,02 кг у.п./кВт·год за рахунок підвищення коефіцієнта нерівномірності ГЕН α з 0,85 до 0,95. Загалом упровадження таких рішень дозволить отримати економію умовного палива 60–70 г у.п./кВт·год. З урахуванням обсягів вироблення електроенергії на ТЕС економія складе до 4 млн т умовного або близько 5 млн т натурального палива, що у грошовому еквіваленті дорівнює приблизно 5 млрд грн.

3.2. Собівартість виробленої електроенергії за газотурбінними технологіями

Для визначення питомої вартості 1 м³ газу, грн/м³, використовуємо формулу

$$C_{0zi} = \frac{C_{zi} K_e}{V_2}, \quad (3.5)$$

де C_{zi} – i -та вартість газу, дол. за 1000 м³; $K_e = 8$ – курс обміну валют, грн/дол.; $V_2 = 1000$ м³ – об'єм газу при його i -й вартості.

Для первинного аналізу техніко-економічних показників нами прийнятий такий ряд вартості газу:

$$C_2 = \{100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400\} \text{ дол./1000 м}^3.$$

При цьому значення $C_2 = \{100, 125, 150\}$ дол./1000 м³ відносяться до синтез-газу; для природного газу його вартість з урахуванням можливих змін у найближчій перспективі прийнята в межах 200–400 дол./1000 м³.

Питома витрата газу на вироблення 1 кВт·год енергії

$$g_{0i}^2 = \frac{Q_{0wm}}{Q_{zi} K_{ni}}, \quad (3.6)$$

де $Q_{0\text{вм}} = 3,6$ МДж/кВт·год – теоретичний вміст теплоти в 1 кВт·год енергії; Q_{zi} – i -та теплота згорання газу, МДж/м³; K_{ni} – коефіцієнт перетворення теплоти газу в електроенергію.

Теплота згорання синтез-газу, отриманого за технологією підземної газифікації вугілля на експериментальній установці, склала 11,58 МДж/м³. Фахівці припускають на основі виконаних розробок отримати синтез-газ за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля з теплою згорання, близькою до 15 МДж/м³. Прийнятий ряд значень коефіцієнта перетворення теплоти згорання газу в електроенергію має такий вигляд: $K_{ni} = \{0,4; 0,5; 0,6\}$. Значення $K_n < 0,5$ відносяться до сучасних газотурбінних установок, а $K_n \geq 0,5$ – до парогазових.

За виразом (3.6) з урахуванням даних табл. 3.3 виконаний розрахунок питомих витрат газу, результати якого наведено на рис. 3.5.

Таблиця 3.3

Питомі витрати газу залежно від технології його отримання та коефіцієнта перетворення, м³/кВт·год

Джерело газу (технологія)	Теплота згорання газу, МДж/м ³	Коефіцієнт перетворення		
		0,4	0,5	0,6
Підземна газифікація вугілля	11,58	0,78	0,62	0,52
Внутрішньоциклова газифікація вугілля	15,0	0,6	0,48	0,4
Природний газ	33,0	0,273	0,22	0,182

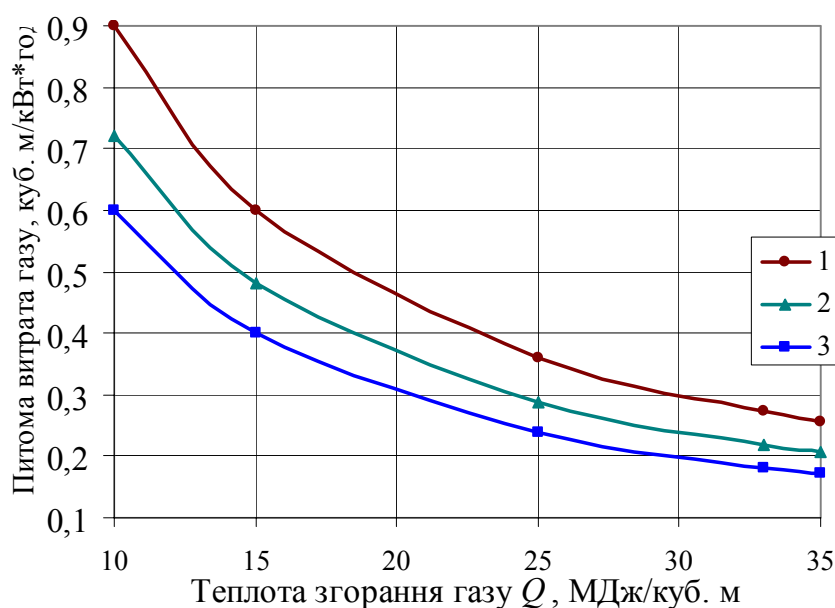


Рис. 3.5. Криві питомих витрат газу (1, 2, 3) залежно від теплоти його згорання при $K_n = 0,4, 0,5$ та $0,6$ відповідно

Повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії

$$C_{0wi} = g_{0i}^2 C_{0zi} (1 + B_e), \quad (3.7)$$

де B_e – витрати на експлуатацію обладнання при виробленні електроенергії на ГТУ або ПГУ, в. о.

За своєю суттю витрати на експлуатацію B_e є частиною витрат від паливної складової, їх значення коливаються у певних межах і вони нелінійно залежать від вартості палива. За узагальненими даними нами отримані значення математичного сподівання витрат на експлуатацію. При цьому зі збільшенням вартості газу їх частка зменшується. Слід відзначити, що вказані витрати для ПГУ більші, ніж для ГТУ.

Ця обставина врахована і графічно розглянута на рис. 3.6. Безумовно, наведені значення витрат на експлуатацію мають похибки та великі довірчі інтервали, однак дозволяють оціночно розраховувати економічну ефективність систем вироблення енергії з газотурбінними технологіями.

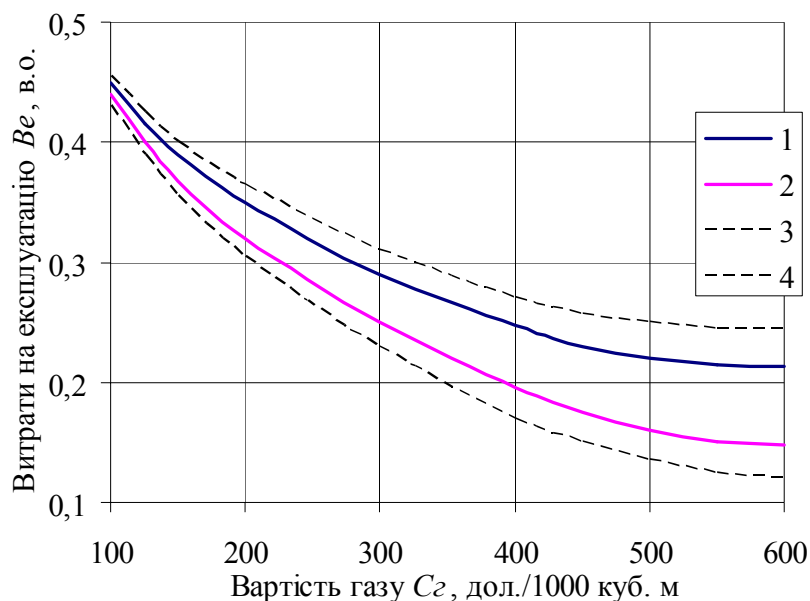


Рис. 3.6. Криві витрат на експлуатацію електрообладнання (в. о.) залежно від вартості газу: 1, 2 – відповідно математичне сподівання для ПГУ та ГТУ; 3, 4 – довірчі інтервали

З урахуванням залежностей (3.5) – (3.7) та постійних Q_{0wm} , K_e і V_e сумарна питома вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії

$$C_{0wi} = 0,0288 \frac{C_{zi}}{Q_{zi} K_{ni}} (1 + B_e). \quad (3.8)$$

За допомогою залежності (3.8) отримані розрахункові значення питомих вартостей вироблення електроенергії на ГТУ (ПГУ) для синтез-газу з теплою згорання 15 МДж/м³ (див. табл.3.4 з графічним відображенням на рис. 3.7). У табл. 3.5 та на рис. 3.8 наведені питомі вартості для природного газу з теплою згорання 33 МДж/м³.

Таблиця 3.4

Вартість вироблення 1 кВт·год енергії на ГТУ (ПГУ)
з використанням синтез-газу, грн/кВт·год

Вартість синтез-газу, дол./1000 м ³	Коефіцієнт перетворення K_n , в. о.	Вартість вироблення електроенергії при теплоті згорання газу, грн/кВт·год	
		11,58 МДж/м ³	15 МДж/м ³
100	0,4	0,9	0,7
	0,5	0,72	0,56
	0,6	0,6	0,46
125	0,4	1,09	0,84
	0,5	0,87	0,67
	0,6	0,74	0,57
150	0,4	1,3	1,0
	0,5	1,04	0,8
	0,6	0,86	0,67
200	0,4	-	1,28
	0,5	-	1,04
	0,6	-	0,87

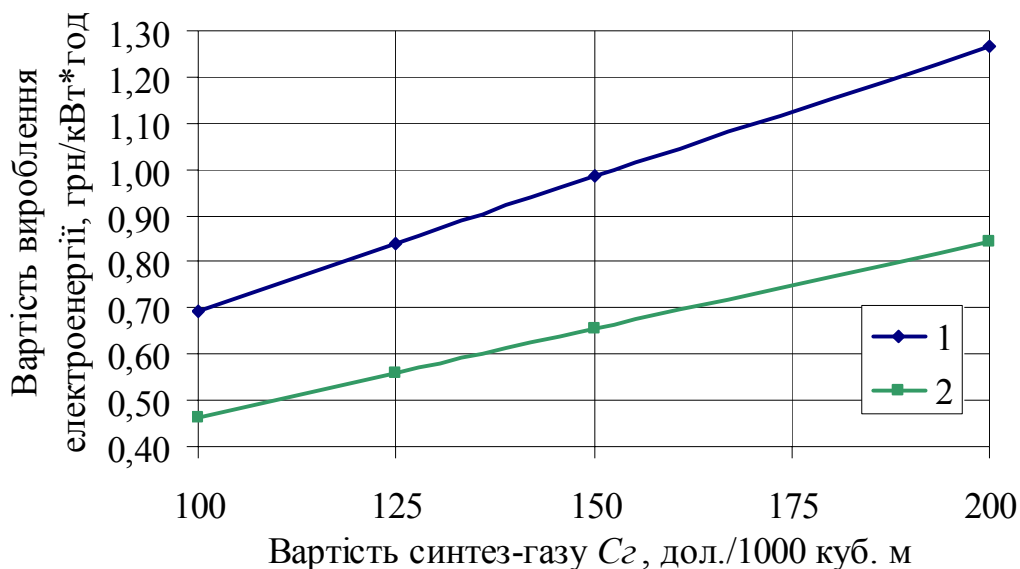


Рис. 3.7. Криві вартості вироблення електроенергії C_{0w}^{e2} залежно від вартості синтез-газу при $K_n = 0,4$ (1) та $0,6$ (2)

Таблиця 3.5

Вартість вироблення 1 кВт·год енергії на ГТУ (ПГУ)
з використанням природного газу, грн/кВт·год

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Вартість вироблення електроенергії при коефіцієнті перетворення K_n , грн/кВт·год		
	0,4	0,5	0,6
200	0,58	0,46	0,387
250	0,7	0,56	0,47
300	0,82	0,65	0,546
350	0,936	0,755	0,624
400	1,05	0,84	0,7
450	1,16	0,93	0,81
500	1,26	1,01	0,89
550	1,38	1,1	0,98
600	1,5	1,27	1,06

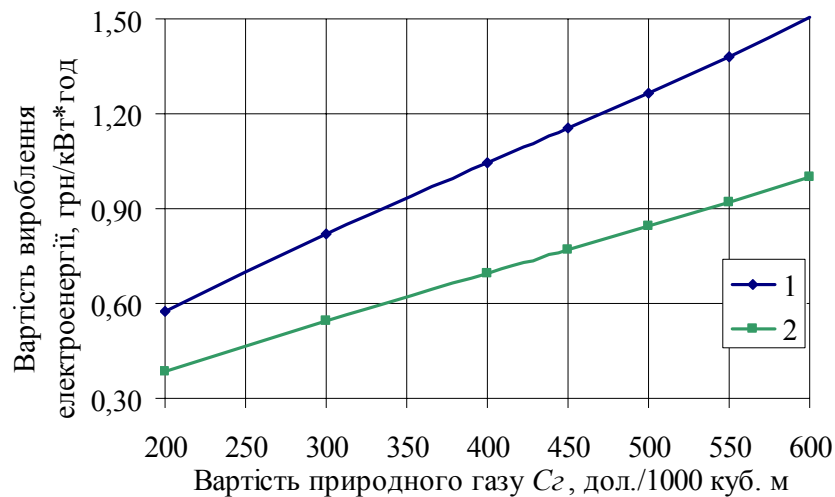


Рис. 3.8. Криві вартості вироблення електроенергії C_{0w}^{ng} залежно від вартості природного газу при $K_n = 0,4$ (1) та $0,6$ (2)

Аналізуючи табл. 3.4 і 3.5, приходимо до висновку, що при ціні газу 200 дол./1000 м³ та відповідному коефіцієнті перетворення K_n вартість вироблення електроенергії для синтез-газу в 2,2 раза більше, ніж для природного. Це пояснюється різницею теплоти згорання газів ($33/15 = 2,2$).

3.3. Вартість електроенергії для споживачів при електропостачанні від компаній енергосистеми

Відповідно до рішення Національної комісії регулювання електроенергетики України (НКРЕ) на грудень 2010 р. роздрібні та-

рифи на електроенергію з урахуванням граничних рівнів при поступовому переході до формування єдиних роздрібних тарифів для споживачів на території України згідно з класом напруги складають (без ПДВ, коп./кВт·год):

- 1 клас (35 кВ і вище) – 55,27;
- 2 клас (6–10 кВ) – 68,6.

Згідно з повноваженнями, наданими Законом України "Про електроенергетику", НКРЕ має право відповідними постановами затверджувати тарифи на електроенергію на певні періоди часу. Тому є складність щодо прогнозування їх рівня на подальшій час. Для вирішення такої невизначеності прийнята вартість електроенергії з урахуванням ПДВ і в сторону збільшення, і в сторону зменшення. Такий підхід пов'язаний з бажанням охопити всі можливі зміни вартості електроенергії. Тому прийнятий такий ряд тарифів на електроенергію (грн/кВт·год): $C_{0w}^m = \{0,5; 0,75; 1,0; 1,25; 1,5\}$, що охоплює всю множину можливих змін, включаючи перспективу зростання вартості палива.

Відносно тарифних коефіцієнтів при розрахунках вартості електроенергії за диференційованим тарифом, то НКРЕ постановою № 1262 від 04.11.2009 р. встановила такі їх значення: для піку – 1,68, напівпіку – 1,02, нічного провалу – 0,35 на відміну від раніше діючих відповідно 1,8; 1,02; 0,25. Такі зміни тарифних коефіцієнтів відбулися внаслідок певного зменшення нерівномірності графіка електроспоживання, подальше вирівнювання якого може призвести ще до більших змін коефіцієнтів. Тому врахування таких можливих змін шляхом визначення пропорцій до тих, що вже відбулися, дозволяє прийняти такі тарифні коефіцієнти на майбутнє: для піка – 1,56; напівпіка – 1,02; нічного провалу – 0,45.

Проаналізуємо дію тарифних коефіцієнтів з точки зору їх впливу на розмір оплати за спожиту електроенергію згідно з прийнятою умовою, що її вартість дорівнює одиниці, а добовий графік електроспоживання – рівномірний. За такою умовою отримаємо залежність інтегрального за добу тарифного коефіцієнта до вартості електроенергії:

$$K_m^{\partial} = \frac{K_m^n t_n + K_m^{nn} t_{nn} + K_m^H t_H}{t_{\partial}}, \quad (3.9)$$

де K_m^n , K_m^{np} , K_m^h – відповідно тарифні коефіцієнти для зон піку, напівпіку та нічного провалу; t_n , t_{np} , t_h – відповідно тривалість зон піку, напівпіку та нічного провалу, год; $t_d = 24$ год – тривалість доби.

Після підстановки у вираз (3.9) наведених вище тарифних коефіцієнтів отримаємо відповідні значення K_m^d : для раніше діючих – 0,99, діючих – 0,98958, майбутніх передбачаємих – 0,97375. З погляду розглядаємих значень інтегрального тарифного коефіцієнта різниця між ними дуже мала, тому для подальших розрахунків приймаємо діюче значення $K_m^d = 0,98958$. Треба звернути увагу на те, що навіть при рівномірному графіку електроспоживання при диференційованому тарифі споживач сплачує на понад один відсоток менше, ніж при одноставковому. Результати розрахунків вартості електроенергії при діючих тарифних коефіцієнтах наведені у табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Вартість електроенергії за зонами доби при різних базових тарифах, грн/кВт·год

Зони доби	Тарифи на електроенергію, грн./кВт·год				
	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5
Пік	0,84	1,26	1,68	2,1	2,52
Напівпік	0,51	0,765	1,02	1,275	1,53
Нічний провал	0,175	0,2625	0,35	0,4375	0,525

Особливістю застосування споживачем диференційованого за зонами доби тарифу полягає в тому, що рівень оплати за спожиту електроенергію має значно знизитися порівняно з одноставковим. Таке зниження оплати за електроенергію можливе за умови, що споживач у години максимальних навантажень в енергосистемі може зменшити споживання електроенергії, а в нічний час – збільшити. Перехід на такі режими електроспоживання здійснюється за рахунок споживачів-регуляторів, яких ДСТУ 3465-96 "Системи електропостачальні загального призначення" визначає як споживачів, режим роботи яких передбачає можливість обмеження електроспоживання в години максимуму і збільшення в години мінімуму з метою вирівнювання графіка навантаження. До укладання договору на поставку електроенергії між компаніями енергосистеми і споживачем, останнім ретельно вивчаються режими електроспоживання і визначається доцільність застосування диференційованого тарифу. За суттю, має виконуватися умова

$$B_w^o = C_{0w}^m W_c > B_w^d = C_{0w}^m (K_m^n W_n + K_m^{nn} W_{nn} + K_m^H W_H), \quad (3.10)$$

де B_w^o , B_w^d – вартість оплати за електроенергію відповідно при одноставковому та диференційованому тарифах, грн; C_{0w}^m – тариф на електроенергію, грн/кВт·год; W_c – спожита за добу електроенергія, кВт·год; W_n , W_{nn} , W_H – електроенергія, спожита відповідно у зоні піку, напівпіку та нічного провалу, кВт·год.

Вивчення та аналіз деяких договорів і розрахунків, а також оплати за електроенергію виявив, що на всіх підприємствах, які розраховуються за диференційованим тарифом, фінансові витрати на електроенергію зменшуються від 5 до 16%. Математичне сподівання зменшення оплати за електроенергію відносно витрат при одноставковому тарифі складає 10%. Це положення слід урахувувати для споживачів, які працюють за диференційованим тарифом та мають наміри перейти на комбінований режим електропостачання.

Нерівність (3.10) наведена для добового споживання електроенергії. Зручно зіставляти питомі вартості за 1 кВт·год, тобто значення C_{0w}^m з B_w^d / W_c .

3.4. Визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи

Для вибору ефективних рішень на першому етапі сформульовано варіанти для подальших досліджень, що представлені у вигляді множин реалізацій (див. п.3.2 та 3.3). На другому етапі розглянемо множини всіх умов та вихідних положень, з урахуванням яких необхідно вибрати ефективні реалізації. Наприклад, одну з умов можна подати у вигляді такої нерівності:

$$B_{0ijn}^{zm} < \begin{vmatrix} B_{0tk}^n \\ B_{0tk}^{nn} \\ B_{0tk}^H \end{vmatrix}, \quad (3.11)$$

де B_{0ijn}^{zm} – питома вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на основі газотурбінних технологій при i -й вартості, n -й теплоті згорання газу та j -му коефіцієнті його перетворення (табл. 3.4 та 3.5);

$B_{0tk}^n, B_{0tk}^{nn}, B_{0tk}^h$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, отриманої від енергосистеми за t -м тарифом та при k -му періоді тарифних коефіцієнтів (табл. 3.6) відповідно для пікової, напівпікової зони та зони нічного провалу.

Аналіз наведених елементів відповідних множин свідчить, що нерівність (3.11) не може бути виконана для усіх реалізацій, тому можливі умови представляються формальним комплексом:

$$\left. \begin{aligned} B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^n; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^n; \\ B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^{nn}; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^{nn}; \\ B_{0ijn}^{zm} &< B_{0tk}^h; \\ B_{0ijn}^{zm} &> B_{0tk}^h. \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

З урахуванням тарифних коефіцієнтів при побудові системи диференційованого тарифу на електроенергію строго дотримуються такої нерівності:

$$B_{0tk}^n > B_{0tk}^{nn} > B_{0tk}^h. \quad (3.13)$$

З урахуванням виразу (3.13) алгоритм вибору ефективних рішень спрощується. Достатньо порівняти елементи двох множин B_0^{zm} та B_0^n за умовою $B_{0ijn}^{zm} > B_{0tk}^n$, і якщо вона виконується, то інші порівняння не мають сенсу, оскільки їх реалізація не буде ефективною. Кращі реалізації за критерієм ефективності будуть при виконанні умови

$$B_{0ijn}^{zm} < \left| \begin{array}{c} B_{0tk}^n \\ B_{0tk}^{nn} \end{array} \right|.$$

Третій етап полягає у визначенні показника ефективності прийнятого рішення як цільової функції, за який може бути вибраний термін окупності капітальних витрат на спорудження та впровадження газотурбінних технологій вироблення електричної енергії:

$$t_{oki} = \frac{K_{ei}}{\Delta C_{0wi} T_m}, \quad (3.14)$$

де K_{ei} – i -те значення питомих капітальних витрат, що приймається від 1000 до 2000 дол./кВт; $T_m = 6000$ год/рік – кількість годин використання максимального електричного навантаження; ΔC_{0wi} – питома зниження оплати за споживану електроенергію, грн/кВт·год,

$$\Delta C_{0wi} = K_p B_{0tk}^{cs} - B_{0ijn}^{zm}; \quad (3.15)$$

K_p – коефіцієнт зниження оплати за електроенергію при регулюванні режимів електроспоживання підприємства;

$$B_{0tk}^{cs} = \frac{B_{0tk}^n t_n + B_{0tk}^{nn} t_{nn} + B_{0tk}^H t_H}{t_\partial} - \text{середньозважена вартість 1 кВт·год}$$

електроенергії, отриманої від енергосистеми, грн/кВт·год.

Використання природного газу

Розглянемо декілька практичних реалізацій з визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи системи електропостачання.

1. Приймаємо вартість природного газу 250 дол./1000 м³ та коефіцієнт його перетворення в електроенергію $K_n = 0,5$. За таких умов з табл. 3.5 визначаємо, що вартість електроенергії при виробленні за допомогою газотурбінних технологій B_0^{zm} при використанні природного газу як палива складає 0,56 грн/кВт·год. Вартість електроенергії, отриманої від енергокомпанії за тарифом $C_{0w}^m = 0,75$ грн/кВт·год, складає (табл. 3.6): для пікової зони – $B_0^n = 1,26$; напівпікової – $B_0^{nn} = 0,765$; зони нічного провалу – $B_0^H = 0,2625$ грн/кВт·год. Використовуючи систему нерівностей (3.12), отримаємо: $1,26 > 0,56$, $0,765 > 0,56$, $0,2625 < 0,56$. Наведені співвідношення свідчать про доцільність вибору режимів електропостачання з меншою вартістю електроенергії. Тоді середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії для споживача визначатиметься шляхом вибору відповідного комбінованого режиму, тобто

$$B_0^{ком} = \frac{B_0^{zm}(t_n + t_{nn}) + B_0^H t_H}{t_\partial} = \frac{0,56 \cdot 17 + 0,2625 \cdot 7}{24} = 0,473 \text{ грн/кВт·год.}$$

Порівняємо отримане значення з вартістю електроенергії для споживача з рівномірним графіком електроспоживання при її купівлі у компанії енергосистеми:

$$B_0^{ен} = \frac{B_0^n t_n + B_0^{nn} t_{nn} + B_0'' t_n}{t_0} = \frac{1,26 \cdot 6 + 0,765 \cdot 11 + 0,2625 \cdot 7}{24} = 0,742 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год.}$$

Це значення на 0,8% менше за тариф $C_{0w}^m = 0,75$ грн/кВт·год. Коефіцієнт зниження оплати за електроенергію K_p запропоновано застосовувати до тарифу, що значно спрощує розрахунки. Тоді, наприклад, $B_0^{pez} = K_p C_{0w}^m = 0,91 \cdot 0,75 = 0,6825$ грн/кВт·год.

Зниження оплати за спожиту електроенергію: $\Delta C_{0w} = B_0^{pez} - B_0^{ком} = 0,6825 - 0,473 = 0,2095$ грн/кВт·год. Використовуючи залежність (3.14), при питомих капітальних витратах на ГТУ 1000 дол./кВт отримаємо, що $t_{ок} = \frac{1000 \cdot 8}{0,2095 \cdot 6000} = 6,4$ року. Для інших значень, прийнятих для розрахунків (1250, 1500 та 1750 дол./кВт), терміни окупності складають відповідно 7,9; 9,5 та 11,1 року.

У табл. 3.7 наведені розрахункові значення термінів окупності проектів з вартістю природного газу від 200 до 400 дол./1000 м³ та тарифами на електроенергію 0,75 і 1,0 грн/кВт·год при відповідному коефіцієнті перетворення газу. Аналіз цих даних виявив, що показник ефективності суттєво залежить від вартостей газу та електроенергії, що надходить від енергетичних компаній. На рис. 3.9 наведено графічну інтерпретацію деяких вибіркового залежностей термінів окупності при питомих витратах на газотурбінні технології 1000 дол./кВт. Треба звернути увагу на те, що при вартості газу 300 дол./1000 м³ термін окупності за кривою 1 складає 9,2 року, а за кривою 3 – 3,8 року з різницею у 5,4 року або 59%. Така різниця викликана тільки зміною тарифу на електроенергію на 0,25 грн/кВт·год або 25%.

За кривою 2 при тій самій вартості газу термін окупності складає 6,1 року, а за кривою 4 – 3,2 року з різницею у 2,9 року, що значно менше порівняно з першим варіантом. Однак таке порівняння не буде коректним, оскільки показники визначені з різними коефіцієнтами перетворення газу, тим більше, що значення $K_n = 0,6$ відноситься тільки для ПГУ, для яких питомі капітальні витрати мають бути більшими за 1500 дол./кВт встановленої потужності. Таке некоректне порівняння виконано з метою звернути увагу на складність отримання узагальнених показників ефективності, навіть за наявності коректного підходу та науково обґрунтованої загальної методології.

Таблиця 3.7

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
200	1000	6,8	4,7	4,0	3,4	2,8	2,5
	1250	8,5	5,9	5,0	4,2	3,5	3,1
	1500	10,2	7,1	6,0	5,0	4,1	3,7
	1750		8,3	7,0	5,9	4,8	4,4
	2000		9,4	8,0	6,7	5,5	5,0
250	1000	12,1	6,4	4,9	4,3	3,2	2,8
	1250		7,9	6,1	5,3	4,0	3,5
	1500		9,5	7,3	6,4	4,9	4,2
	1750		11,1	8,6	7,5	5,7	4,9
	2000			9,8	8,5	6,5	5,6
300	1000		9,2	6,1	5,8	3,8	3,2
	1250		11,4	7,6	7,3	4,8	4,0
	1500			9,1	8,8	5,7	4,8
	1750			10,6	10,2	6,7	5,5
	2000					7,7	6,3
350	1000			8,1	9,2	4,9	3,6
	1250			10,2	11,5	6,1	4,5
	1500					7,3	5,5
	1750					8,5	6,4
	2000					9,8	7,3
400	1000					6,3	4,3
	1250					7,8	5,3
	1500					9,4	6,4
	1750					11,0	7,5
	2000						8,6

2. Взагалі зростання вартості природного газу без урахування підвищення тарифів на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, не дає підстав його ефективного використання для розглянутих умов (див. табл. 3.7 та рис. 3.9). Тому проаналізуємо показники ефективності систем енергозабезпечення при одночасному зростанні вартостей газу та електроенергії, що може відбутися у недалекій перспективі.

У табл. 3.8 наведено розрахункові показники, а на рис. 3.10 розглянуто графічну інтерпретацію деяких залежностей терміну окупності від вартості електроенергії, отриманої від енергетичних компаній, при питомих капітальних витратах 1000 дол./кВт та коефіцієнті перетворення газу $K_n = 0,5$.

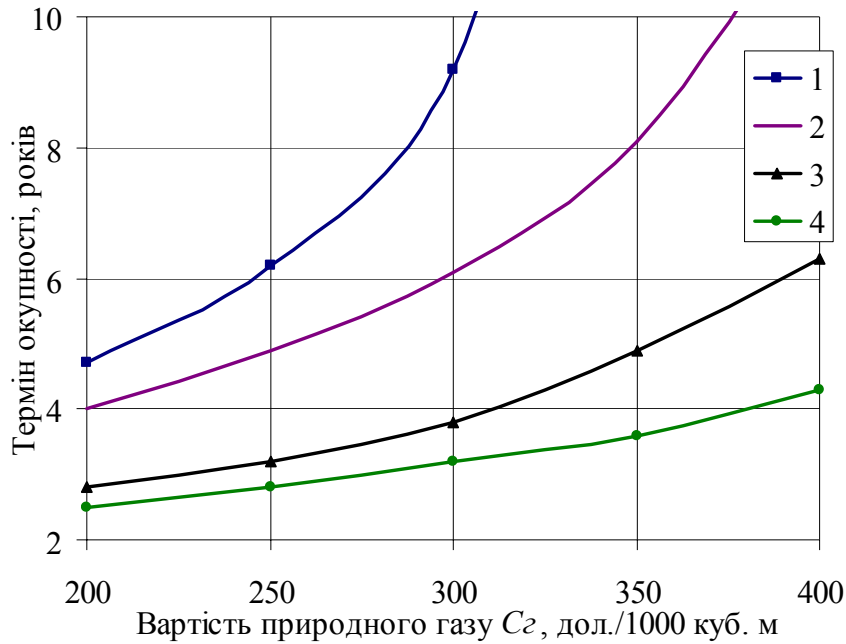


Рис. 3.9. Криві залежності терміну окупності ГТУ від вартості природного газу при питомих витратах на її спорудження 1000 дол./кВт: 1, 3 – при $K_n = 0,5$ та $C_{0w}^m = 0,75$ і $1,0$ грн/кВт·год відповідно; 2, 4 – при $K_n = 0,6$ та $C_{0w}^m = 0,75$ і $1,0$ грн/кВт·год відповідно

Терміни окупності, наведені у табл. 3.8, свідчать про можливість реалізації практично усіх проектів, окрім більшості при $K_n = 0,4$ та тарифі $1,25$ грн/кВт·год. Їх стрімке зростання при зменшенні вартості електроенергії (див. рис. 3.10) спостерігається для усіх значень вартості природного газу. При її рівні 200 дол./ 1000 м³ задовільний термін окупності у 6 років досягається при тарифі на електроенергію приблизно $0,65$ грн/кВт·год, 300 дол./ 1000 м³ – $0,8$ грн/кВт·год, 450 – $1,1$, 550 дол./ 1000 м³ – $1,25$ грн/кВт·год. При бажанні отримати термін окупності у 4 роки за таких самих умов співвідношення вартостей газу та електроенергії мають бути такими: 200 дол./ 1000 м³ – $0,83$ грн/кВт·год, 300 – $0,9$, 450 – $1,2$, 550 дол./ 1000 м³ – $1,4$ грн/кВт·год. Таким чином, з урахуванням величини окупності спостерігається чітка функціональна залежність між вартістю газу та тарифом на електроенергію в контексті розглядуваної задачі.

Таблиця 3.8

Оцінка показників ефективності застосування
газотурбінних технологій у перспективі

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		1,25			1,5		
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
450	1000	7,6	3,9	3,1	3,6	2,5	2,1
	1250	9,5	4,9	3,9	4,4	3,1	2,7
	1500	11,4	5,9	4,7	5,3	3,7	3,2
	1750		6,9	5,5	6,2	4,3	3,7
	2000		7,9	6,3	7,1	5,0	4,3
500	1000	12,7	4,7	3,6	4,4	2,8	2,3
	1250		5,9	4,5	5,5	3,5	2,9
	1500		7,1	5,4	6,6	4,1	3,5
	1750		8,3	6,4	7,7	4,8	4,1
	2000		9,5	7,3	8,8	5,5	4,7
550	1000	19,6	6,1	4,4	6,1	3,2	2,6
	1250		7,6	5,5	7,6	4,0	3,3
	1500		9,2	6,6	9,1	4,8	4,0
	1750		10,7	7,7	10,6	5,6	4,6
	2000		12,2	8,8	12,2	6,4	5,3
600	1000		13,6	5,4	9,9	4,5	3,0
	1250			6,7	12,4	5,6	3,7
	1500			8,1		6,7	4,5
	1750			9,4		7,8	5,2
	2000			10,8		9,0	6,0

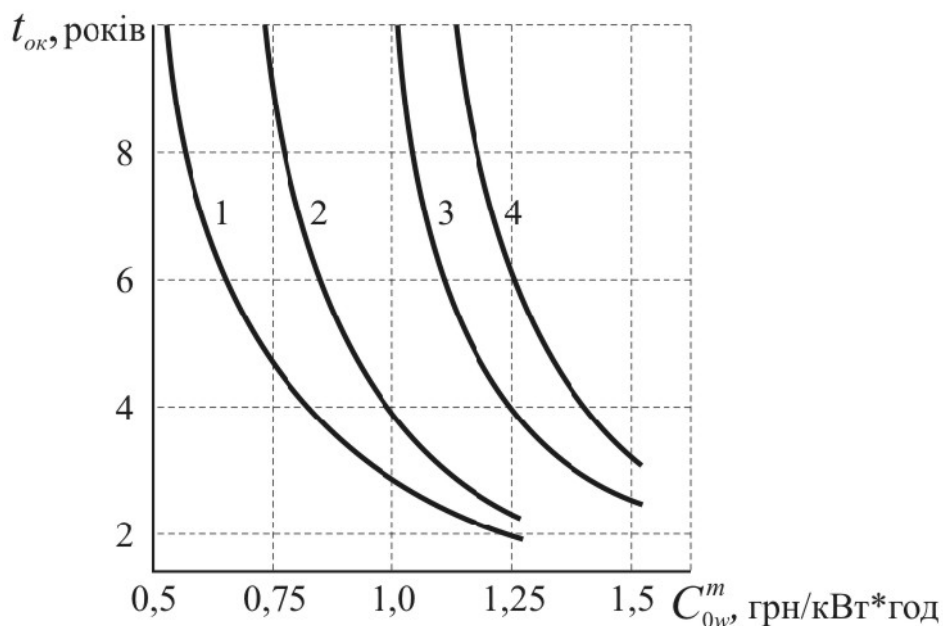


Рис. 3.10. Криві (1, 2, 3, 4) залежності терміну окупності ГТУ від вартості електроенергії в енергосистемі при вартості природного газу 200, 300, 450 та 550 дол./1000 м³ відповідно

Використання синтез-газу

Значний інтерес спостерігається при використанні синтез-газу як палива для газотурбінних технологій. Показники ефективності застосування синтез-газу з теплотою згорання 11,58 МДж/м³ (див. п.3.2) наведені у табл. 3.9, а 15 МДж/м³ – у табл. 3.10. Співставлення відповідних показників цих таблиць свідчить про існування чіткої функціональної залежності між показниками ефективності та теплою згорання газу при інших рівних умовах.

Таблиця 3.9

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплотою згорання 11,58 МДж/м³

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000		11,3	7,4	7,8	4,5	3,2
	1250			9,2	9,8	5,6	4,0
	1500			11,0	11,8	6,7	4,9
	1750					7,8	5,7
	2000					8,9	6,5
125	1000					6,9	4,7
	1250					8,7	5,9
	1500					10,4	7,0
	1750						8,2
	2000						9,4
150	1000						6,7
	1250						8,4
	1500						10,0
	1750						11,7
	2000						13,4

Синтетичний газ з теплотою згорання 11,58 МДж/м³ не може претендувати на широке застосування, а з теплотою згорання 15,0 МДж/м³ має кращі показники ефективності, які при тарифі на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, в перспективі 1,25 та 1,5 грн/кВт·год взагалі значно покращуються (див. табл. 3.11). Безумовно, підвищення вартості електроенергії не має бути домінантою, а тому таке порівняння розглядається тільки для перевірки ступеня впливу на показники ефективності.

Таблиця 3.10

Показники ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплою згорання 15,0 МДж/м³

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		0,75			1,0		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000		6,4	4,8	3,9	3,2	2,8
	1250		7,9	5,9	4,9	4,0	3,5
	1500		9,5	7,1	5,9	4,9	4,1
	1750		11,1	8,3	6,9	5,7	4,8
	2000			9,5	7,9	6,5	5,5
125	1000		10,0	6,6	4,3	4,0	3,3
	1250			8,2	5,4	5,0	4,2
	1500			9,9	6,4	6,0	5,0
	1750			11,5	7,5	7,0	5,8
	2000				8,6	8,0	6,7
150	1000			10,1		5,5	4,0
	1250					6,9	5,0
	1500					8,3	6,0
	1750					9,7	7,0
	2000					11,1	8,0

Таблиця 3.11

Оцінка показників ефективності застосування газотурбінних технологій на основі використання синтез-газу з теплою згорання 15,0 МДж/м³ у перспективі

Вартість		Термін окупності ГТУ (ПГУ), років, при вартості електроенергії, грн/кВт·год					
		1,25			1,5		
синтез-газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ (ПГУ), дол./кВт	та коефіцієнті перетворення синтез-газу					
		0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
100	1000	3,3	2,5	2,2	2,2	1,8	1,7
	1250	4,1	3,2	2,8	2,8	2,3	2,1
	1500	5,0	3,8	3,4	3,3	2,8	2,5
	1750	5,8	4,4	3,9	3,9	3,2	2,9
	2000	6,6	5,1	4,5	4,4	3,7	3,4
125	1000	4,6	3,1	2,5	2,7	2,1	1,8
	1250	5,8	3,9	3,2	3,4	2,6	2,3
	1500	6,9	4,6	3,8	4,1	3,2	2,8
	1750	8,1	5,4	4,5	4,8	3,7	3,2
	2000	9,2	6,2	5,1	5,4	4,2	3,7
150	1000	14,3	5,0	3,5	4,6	2,9	2,3
	1250		6,3	4,4	5,7	3,6	2,9
	1500		7,5	5,2	6,9	4,3	3,4
	1750		8,8	6,1	8,0	5,1	4,0
	2000		10,1	7,0	9,2	5,8	4,6

Тенденції такі, що вартість природного газу, що поставляється з Росії, зростатиме. У роботі [19] автор повідомляє, що у Росії співвідношення цін вугілля/газ у 2000 р. складало 1:0,7, а на 2020 р. прогноуються значення 1:1,3 для діючих енергетичних установок та 1:1,6 для нових прогресивних технологій. Наведені дані свідчать про підвищення цін на газ до 2020 р. відповідно технологіям у 1,86 та 2,3 рази порівняно з 2000 р. Таке становище пояснюється тим, що зростання обсягів видобутку газу супроводжується збільшенням питомих капіталовкладень та витрат з причини погіршення природних умов розробки родовищ. Заміна потужностей, що відпрацювали, супроводжується значним підвищенням витрат унаслідок дії ефекту, зворотного "ефекту масштабу".

Характерно, що ціни на природний газ у США (в основному, видобутий у країні) нижчі, ніж у Європі. За думкою спеціалістів, при розвитку газовидобування в Україні прогнозовані ціни на власний природний газ будуть меншими за ціни на імпортований з Росії.

Енергетична цінність будь-якого палива виражається теплотою його згорання. Тому для оцінки доцільно розглядати вартість 1 МДж енергії при відповідній вартості газу. Так, наприклад, при ціні синтез-газу 150 дол./1000 м³ з теплотою згорання 12 МДж/м³ вартість 1 МДж складатиме 0,1 грн. Для природного газу з теплотою згорання 33 МДж/м³ за ціною 400, 300, 250 та 200 дол./1000 м³ вартість 1 МДж складатиме відповідно 0,097; 0,073; 0,061 та 0,05 грн. Зіставивши отримані значення, бачимо, що енергетична цінність природного газу вартістю 400 дол./1000 м³ майже дорівнює синтез-газу за ціною 150 дол./1000 м³. Між тим, спеціалісти стверджують, що можливо отримати останній за ціною 125 дол./1000 м³. Нам уявляється концептуально обґрунтованою вартістю синтез-газу величина, що співвідноситься до ціни природного газу з урахуванням його теплоти згорання, тобто питомої вартості 1 МДж. Приймаючи таку концепцію, співвідношення вартостей (цін) природний газ:синтез-газ складатиме 200:75, 300:110, 400:145, 500:180.

Наведені вище міркування спрямовані на ідею сполучення природного та синтез-газу для отримання бінарного з метою його використання в газотурбінних технологіях. На вугільних шахтах, де виконуються роботи з дегазації пластів та видобувають шахтний метан з високою концентрацією (вище 30%), доцільним буде відмовитися від використання природного газу для отримання бінарного. "Природний" технологічний процес на базі однієї або декількох вугільних

шахт з отримання бінарного газу на основі синтез-газу та шахтного метану має інтерес з економічної та енергетичної точок зору.

3.5. Оцінка використання бінарного газу в газотурбінних технологіях

Для отримання бінарного газу необхідного енергетичного потенціалу на основі сполучення природного та синтетичного газів слід розглянути рівняння теплоти

$$Q_{n_2} g_{0w}^{n_2} \delta_{n_2} + Q_{c_2} g_{0w}^{c_2} \delta_{c_2} = Q_{b_2} g_{0w}^{b_2}, \quad (3.16)$$

де Q_{n_2} , Q_{c_2} та Q_{b_2} – теплота згорання відповідно природного, синтетичного та бінарного газів, МДж/м³; $g_{0w}^{n_2}$, $g_{0w}^{c_2}$, $g_{0w}^{b_2}$ – питома витрата природного, синтетичного та бінарного газів для вироблення 1 кВт·год електроенергії відповідно, м³/кВт·год; δ_{n_2} , δ_{c_2} – необхідна частка відповідно природного та синтез-газу для отримання бінарного газу із заданою теплотою згорання, в. о.

Для відповідної теплоти згорання газу питомі витрати $g_{0w}^{n_2}$, $g_{0w}^{c_2}$ та $g_{0w}^{b_2}$ визначаються за формулою (3.6). Приймаються такі значення: $Q_{n_2} = 33$ МДж/м³, $Q_{c_2} = 12$, $Q_{b_2} = \{15, 18, 21, 24, 27, 30\}$ МДж/м³. Відповідно до виразу (3.6) питомі витрати g_{0w} залежать від теплоти згорання Q та коефіцієнта перетворення газу K_n , значення якого у розрахунках приймається для усіх складових лівої та правої частин рівняння (3.16) однаковим (наприклад, $K_n = 0,4$). Таким чином, для визначення величин δ_{n_2} та δ_{c_2} запишемо: $Q_{n_2} \delta_{n_2} + Q_{c_2} \delta_{c_2} = Q_{b_2}$, звідки $\delta_{n_2} + \delta_{c_2} = 1,0$. Останнє рівняння дозволяє визначити: $\delta_{n_2} = 1 - \delta_{c_2}$ та $\delta_{c_2} = 1 - \delta_{n_2}$. Шляхом нескладних перетворень запишемо:

$$\delta_{n_2} = \frac{Q_{b_2} - Q_{c_2}}{Q_{n_2} - Q_{c_2}}; \quad \delta_{c_2} = \frac{Q_{n_2} - Q_{b_2}}{Q_{n_2} - Q_{c_2}}. \quad (3.17)$$

Згідно з формулою (3.17) складові питомі витрат газів Δg_{0w} для отримання заданої теплоти згорання бінарного газу набувають такого вигляду:

$$\Delta g_{0w}^{n_2} = \delta_{n_2} g_{0w}^{n_2}; \quad \Delta g_{0w}^{c_2} = \delta_{c_2} g_{0w}^{c_2}; \quad (3.18)$$

$$g_{0w}^{b_2} = \frac{\Delta g_{0w}^{n_2} Q_{n_2} + \Delta g_{0w}^{c_2} Q_{c_2}}{Q_{b_2}} = \frac{3,6}{Q_{b_2} K_n}. \quad (3.19)$$

Розрахункові значення, отримані для розглядуваних умов за формулами (3.17) – (3.19), наведені у табл. 3.12, а залежності питомої витрати бінарного газу та складових питомих витрат синтетичного і природного газів від теплоти згорання бінарного – на рис. 3.11. Бачимо, що з її зростанням збільшується частка природного та знижується кількість синтез-газу, що адекватно відображується на їх складових питомих витрат.

Таблиця 3.12

Розрахункові показники для бінарного газу

Теплота згорання бінарного газу $Q_{бг}$, МДж/м ³	Частка газу, в. о.		Δg_{0w}^{ng}	Δg_{0w}^{cg}	g_{0w}^{bg}
	δ_{ng}	δ_{cg}			
15,0	0,14286	0,85714	0,03896	0,64285	0,6
18,0	0,2857	0,7143	0,07792	0,5357	0,5
21,0	0,4286	0,5714	0,11689	0,42855	0,42857
24,0	0,5714	0,4286	0,15584	0,32145	0,375
27,0	0,7143	0,2857	0,1948	0,21427	0,333
30,0	0,8571	0,1429	0,23376	0,1072	0,3

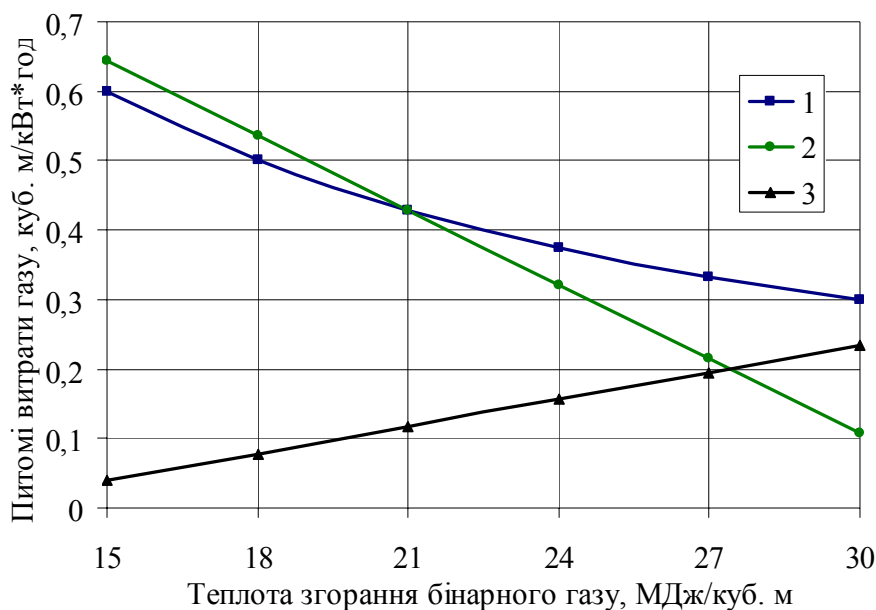


Рис. 3.11. Криві питомих витрат бінарного газу залежно від теплоти його згорання (1) при відповідних частках синтетичного (2) та природного (3) газів

Зрозуміло, що із зростанням теплоти згорання бінарного газу його питома витрата зменшується за рахунок збільшення частки природного газу. Проміжні значення Δg_{0w}^{ng} та Δg_{0w}^{cg} , необхідні для визначення паливної складової вартості електроенергії, див. у табл. 3.13.

Таблиця 3.13

Паливна складова вартості електроенергії

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Вартість паливної складової на вироблення 1 кВт·год електроенергії, грн/кВт·год							
	природного газу	синтез-газу	бінарного газу при $Q_{бг}$, МДж/м ³					
			15	18	21	24	27	30
500	1,091	0,75	0,7987	0,8477	0,8965	0,9454		
400	0,8736		0,7675	0,7853	0,8029	0,8206		
300	0,654		0,7364	0,7229	0,7093	0,6958	0,6818	0,668
200	0,436		0,7052	0,6605	0,6157	0,5710	0,526	0,4812

Аналіз даних табл. 3.13 свідчить, що із зростанням теплоти згорання бінарного газу спостерігаються такі зміни паливної складової вартості електроенергії: при ціні природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ – збільшується, 300 і 200 дол./1000 м³ – зменшується. Тенденції таких змін розглянуті на рис. 3.12.

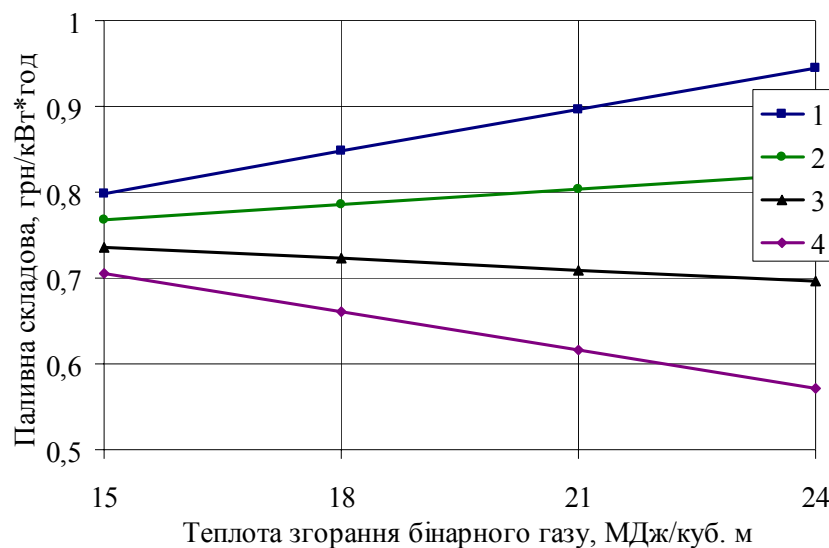


Рис. 3.12. Криві (1, 2, 3, 4) залежності паливної складової вартості вироблення 1 кВт·год електроенергії від теплоти згорання бінарного газу при вартості природного газу відповідно 500, 400, 300 та 200 дол./1000 м³

Наведені тенденції змін паливної складової вартості електроенергії обумовили необхідність додаткового аналізу залежностей, функція яких спадає, тим більше, що зменшуються і питомі витрати бінарного газу (див. табл. 3.12 та рис. 3.11). Тому для вартості природного газу 300 і 200 дол./1000 м³ додатково прийнята теплота згорання бінарного газу 27 і 30 МДж/м³, що відображено у табл. 3.13.

Залежно від цін складових природного і синтез-газу за допомогою перерахунку отримана вартість бінарного газу для прийнятих умов (табл. 3.14).

Таблиця 3.14

Вартість бінарного газу залежно від частки складових природного та синтез-газу

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Теплота згорання бінарного газу, МДж/м ³					
	15	18	21	24	27	30
500	166,39	211,92	261,48	315,13		
400	159,89	196,32	234,18	273,53		
300	153,42	180,72	206,88	231,93	255,93	278,3
200	146,92	165,12	179,58	190,03	197,4	199,0

За значеннями вартості бінарного газу (табл. 3.14) з урахуванням математичного сподівання (рис. 3.6) отримані відносні витрати на експлуатацію. З використанням залежності (3.8) визначена повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на ГТУ (табл. 3.15).

Таблиця 3.15

Повна вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії з використанням бінарного газу на ГТУ, грн/кВт·год

Вартість природного газу, дол./1000 м ³	Теплота згорання бінарного газу, МДж/м ³					
	15	18	21	24	27	30
500	1,078	1,127	1,139	1,172		
400	1,044	1,048	1,049	1,050		
300	1,005	0,969	0,922	0,904	0,852	0,828
200	0,967	0,892	0,812	0,765	0,673	0,611

Аналізуючи отримані значення повної вартості вироблення 1 кВт·год електроенергії з використанням бінарного газу на ГТУ, бачимо незначне зростання вартості при підвищенні теплоти згорання для природного газу за ціною 500 і 400 дол./1000 м³ та, навпаки, незначне зменшення вартості 1 кВт·год енергії при тих самих умовах для природного газу за ціною 300 і 200 дол./1000 м³. Дані табл. 3.15 добре "стикуються" з аналогічними табл. 3.13: спостерігаються максимальні значення відповідних показників для вартості природного газу 500 дол./1000 м³ та теплоті згорання бінарного газу 24 МДж/м³. Разом з тим, вартість останнього (див. табл. 3.14) залежно від його теплоти згорання для усіх прийнятих вартостей природного газу зростає. Такий висновок пояснюється різними значеннями коефіцієнтів відрахування на експлуатацію, які залежать від вартості газу.

Ефективність використання бінарного газу розрахована за методикою, що викладена у п.3.4 щодо визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи. Різниця полягає тільки в одному – для використання бінарного газу прийнято єдине найбільш імовірне значення коефіцієнта перетворення його теплоти в електроенергію на рівні $K_n = 0,4$ при застосуванні ГТУ. Вартість електроенергії, отриманої від енергетичних компаній, прийнята відповідно до діючих тарифних коефіцієнтів (див. табл. 3.6). З метою виключення повторення деяких прийнятих положень автори пропонують звертатися до п.3.4 (наприклад, коефіцієнт зниження оплати за електроенергію за рахунок регулювання споживачем режимів електроспоживання K_p запропоновано застосовувати до тарифу).

У табл. 3.16 наведено результати оцінки показників ефективності застосування бінарного газу на ГТУ. Порожні місця свідчать про неприйнятні терміни окупності для заданих умов, що перевищують 10 років.

Таблиця 3.16

Оцінка показників ефективності застосування бінарного газу для газотурбінних технологій (ГТУ)

Вартість		Термін окупності ГТУ, років, при теплоті згорання бінарного газу, МДж/м ³															
		15			18			21			24			27			30
природного газу, дол./1000 м ³	спорудження ГТУ, дол./кВт	та тарифі на електроенергію, отриману від енергетичних компаній, грн/кВт·год															
		1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	1,0	1,25	0,75	1,0	1,25		
500	1000	5,7		6,7		7,0		7,9									
	1250	7,1		8,4		8,7		9,9									
	1500	8,5		10,0		10,5											
400	1000	5,2		5,2		5,2		5,2									
	1250	6,5		6,5		6,5		6,5									
	1500	7,75		7,8		7,8		7,8									
300	1000	4,7	11,9	4,3	9,2	3,9	8,0	3,7	6,8	3,4		6,3	3,2				
	1250	5,8		5,4	11,5	4,8	10,5	4,7	8,5	4,2		7,9	4,0				
	1500	7,0		6,4		5,8		5,6	10,3	5,0		9,5	4,9				
200	1000	4,2	8,0	3,6	6,0	3,1	5,2	2,9	4,1	2,6	8,0	3,6	2,4				
	1250	5,3	10,0	4,5	7,5	3,9	6,5	3,6	5,2	3,2	10,0	4,6	3,0				
	1500	6,4		5,5	9,0	4,7	7,8	4,4	6,2	3,8		5,5	3,5				

Для вартості природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ ефективність його використання підтверджується тільки при тарифі на електроенергію 1,25 грн/кВт·год. Саме тому такі показники ефектив-

ності не можуть задовольняти вимоги економіки поточного періоду. Спостерігається область ефективних реалізацій при цінах природного газу 300 і 200 дол./1000 м³. Інтерес для аналізу представляє співставлення відповідних показників ефективності з табл. 3.7 та 3.16. Порівняння показників синтез-газу з теплою згорання 15 МДж/м³, вартістю 125 дол./1000 м³ і $K_n = 0,4$, наведених у табл. 3.10, дозволяє сказати, що вони поступаються відповідним значенням для бінарного газу з теплою згорання 30 МДж/м³ при інших рівних умовах. При цьому вартість природного газу складає 200 дол./1000 м³.

На рис. 3.13 наведені окремі залежності ефективності використання бінарного газу. Криві при вартості природного газу 500 і 400 дол./1000 м³ з точки зору аналізу майже не припустимі. Однак криві для ціни газу у 300 і 200 дол./1000 м³ можуть бути використані для практичної реалізації.

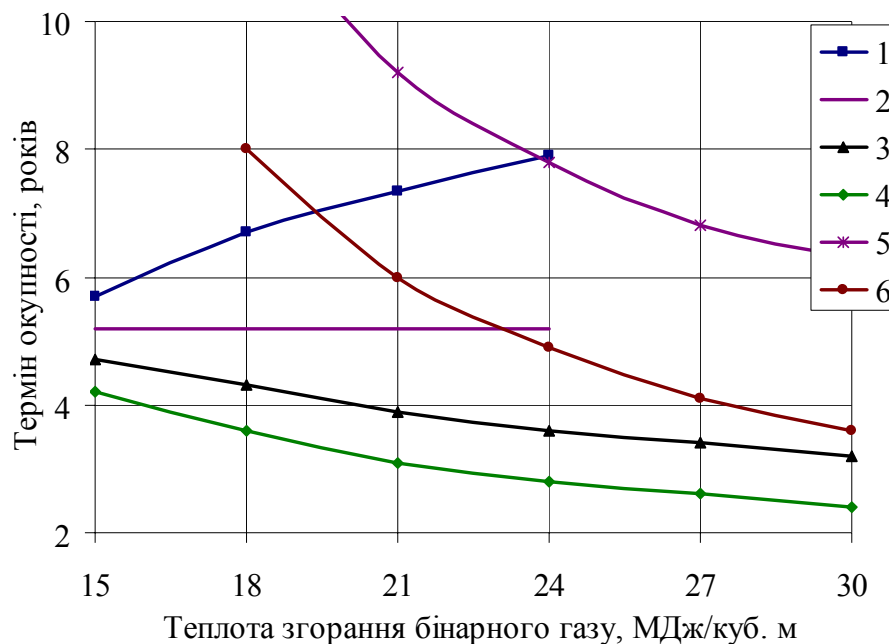


Рис. 3.13. Криві залежності терміну окупності від теплоти згорання бінарного газу: 1, 2, 3, 4 – відповідно при вартості природного газу 500, 400, 300 і 200 дол./1000 м³ та тарифі на електроенергію 1,25 грн/кВт·год; 5, 6 – відповідно при вартості природного газу 300 і 200 дол./1000 м³ та тарифі на електроенергію 1,0 грн/кВт·год

Слід звернути увагу на суттєву залежність терміну окупності від тарифу на електроенергію. Крива на рис. 3.14 підтверджується залежностями на рис. 3.10. Характерно, що чим більше вартість природного газу, тим сильніше вона впливає на підвищення терміну окупності.

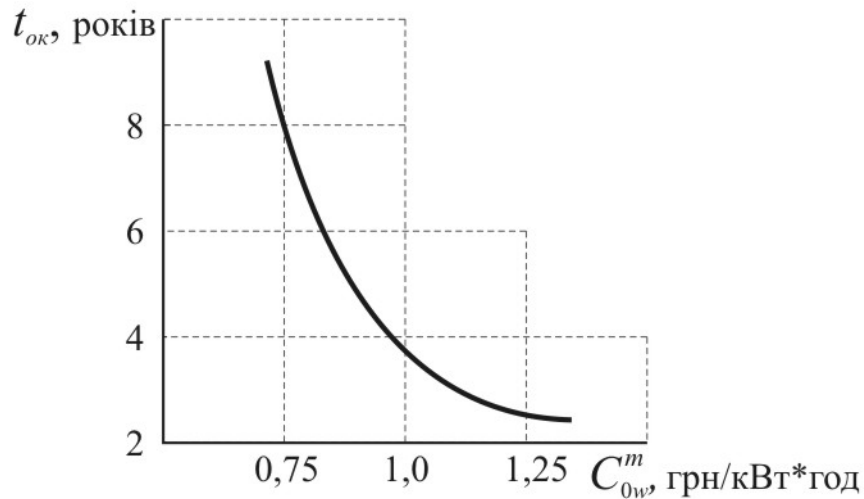


Рис. 3.14. Крива залежності терміну окупності від тарифу на електроенергію для бінарного газу з теплою згорання 30 МДж/м³

Розглянемо конкретний приклад. У межах тарифу на електроенергію 1,0 – 1,25 грн/кВт*год при використанні бінарного газу (рис. 3.14) вартістю від 199,0 до 278,3 дол./1000 м³ термін окупності зменшиться у 1,5 раза (див. табл. 3.16). Це підтверджується і кривими на рис. 3.10, коли при вартості природного газу 200 дол./1000 м³ (крива 1) – за тих самих умов термін окупності змінюється у 1,41 раза, а вже при вартості 450 дол./1000 м³ (крива 3) – у 3 рази.

Саме тому існує ряд умов і положень, що мають бути враховані при коректній оцінці ефективності використання бінарного газу в газотурбінних технологіях у разі впровадження комбінованого режиму роботи систем електропостачання.

4. СТВОРЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

4.1. Коротка довідка про створення підземних гідроакумулюючих електростанцій

У світі в експлуатації та будівництві нараховується понад 300 ГАЕС сумарною потужністю більше 80 млн кВт. За прогнозами до 1995 р. потужність усіх ГАЕС в світі досягла приблизно 100 млн кВт при їх частці в енергосистемах до 5,6% у США та 4% у Західній Європі. Побудовані й будуються ГАЕС потужністю до 2000 МВт, проектується ГАЕС потужністю 3000 – 3600 МВт. Більшість з них використовують напори 100 – 300 м, в окремих випадках – 800 – 900 м, а для ГАЕС з підземними басейнами напори можуть сягати 1200 – 1500 м [20].

Перша ГАЕС у колишньому СРСР – Кубанська (6 агрегатів потужністю по 19 МВт, середні напори $H_{cp} = 14,5 - 30$ м) із сезонним циклом акумуляції була побудована в 1969 р. у головній частині Великого Ставропольського каналу. У 1970 р. уведена в експлуатацію Київська ГАЕС ($P = 230$ МВт, $H_{cp} = 65$ м); як нижній басейн у неї використовується водосховище Київської ГЕС. Уводяться в дію Загорська (6 агрегатів по 200 МВт) і Кайшядорська (8 агрегатів по 200 МВт) ГАЕС, розпочаті роботи на Канівській ГАЕС (16 агрегатів по 225 МВт). Ці ГАЕС мають близькі розрахункові напори ($H_{cp} = 100 - 105$ м), що дозволило уніфікувати їх гідросилове та механічне устаткування і деякі споруди.

Тенденція широкого будівництва ГАЕС простежується в промислово розвинених європейських країнах. Будується близько 55 ГАЕС. Більшість указаних об'єктів має підземне розміщення машинного залу. Встановлена потужність найкрупнішої ГАЕС Бат Каунті досягає 2100 МВт, є проекти ряду інших великих станцій. Найбільший напір ГАЕС у 1430 м має італійська станція Сан-Фіорано. Потужні ГАЕС мають добру швидкодію; пуск агрегатів забезпечується за декілька секунд, що дозволяє використовувати станцію як аварійний резерв.

З метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більш великими напорами (до 300 – 500 м). Відповідно до цього виникла ідея впровадження в Україні нових типів високонапірних гідроакумулюючих електростанцій – ГАЕС з підземним розташуванням нижнього акумулюючого басейну (ПГАЕС). На-

пір на таких ГАЕС створюється штучно, шляхом значного заглиблення нижнього басейну. Проведені дослідження показали доцільність розміщення цього басейну в товщі міцних кристалічних порід, де стійкість підземних виробок забезпечується без виконання коштовних укріпних робіт. Такі можливості є в межах кристалічного фундаменту Російської платформи, а саме: на північний захід від Санкт-Петербурга, де кристалічні породи Балтійського щита, в основному граніти, виходять на поверхню, в Білорусі, Воронежській та Липецькій областях, де кристалічний масив залягає на глибині 100 – 200 м від поверхні, поблизу м. Запоріжжя, де залягають граніти Українського щита [5, 21].

Уперше проект ГАЕС з підземним розташуванням нижнього басейну був запропонований в 1968 р. і привернув увагу гідроенергетиків багатьох країн світу, у тому числі колишнього СРСР, Канади, США, Нідерландів та ін. Проектні пропозиції створення ПГАЕС існують більше 20 років, проте до цього часу такі ГАЕС не побудовані. Нині у проектах підземних ГАЕС, виходячи із зменшення вартості нижнього басейну із збільшенням глибини, розглядаються напори до 1200 – 1500 м.

Економічно доцільно розробляти ПГАЕС великої потужності – 1000 – 1500 МВт і більше. Станції малої потужності менш рентабельні. Проте в нашій пропозиції використовується залишкова вартість основних фондів, що раніше фахівцями не враховувалася. З'явився проект двоступеневої американської ПГАЕС із загальним напором 3000 м і підземним розташуванням обох басейнів. Цей проект є прототипом наших пропозицій, але з тією відмінністю, що напори складають до 1000 м.

З перших же років розробки проектів ПГАЕС почалися пошуки готових підземних виробок, придатних для використання їх як підземні басейни. Однак питання використання відпрацьованих вугільних шахт, що розглядалося у той період, здавалося недоцільним у зв'язку з їх аварійним станом і складними геологічними умовами, а сольових виробок – у зв'язку з можливим розчиненням солей при роботі ГАЕС. І лише залізородні шахти, виробки яких розміщуються в міцних породах, виявилися придатними для спорудження гідроаккумуляуючих електростанцій.

Аналогічні пропозиції є і в США. Так, на шахті Нью-Джерсі передбачається будівництво ГАЕС з розташуванням нижнього басейну

в підземних виробках відпрацьованого залізорудного родовища. Потужність ГАЕС складе 1000 МВт, напір – 750 м.

Проектувальниками і науковцями інститутів "Гідропроект", "Оргенергобуд", МІБІ ім. В.В. Куйбишева та іншими розробляються пропозиції будівництва високонапірних ПГАЕС відповідно до належних умов та перспективного рівня розвитку енергетичного машинобудування. Розглянута можливість створення ГАЕС потужністю 1200 МВт і напором 260 м з використанням як нижнього басейну відпрацьованих виробок залізорудної шахти ім. Губкіна комбінату КМАруда.

Розглянуті питання перебувають на стадії наукових досліджень і передпроектних пропозицій. Виконана оцінка показує економічну порівнянність ПГАЕС з гідроакумуючими електростанціями звичайного типу.

Враховуючи перевагу ГАЕС за показниками маневреності (див. табл. 2.2), відсутність на території України умов для створення великих напорів, значну загальну потужність ТЕС у Донецькій і Луганській областях та наявність планів про закриття глибоких (600 – 1200 м) вугільних шахт Центрального району Донбасу (ЦРД), у 1997 р. була виконана НДР "Розробити пропозиції до використання підземного простору вугільних шахт Центрального району Донбасу, що закриваються, для встановлення накопичувачів енергії" [22]. У цій роботі розглядається закриття 23 вугільних шахт ЦРД.

Масштабність і актуальність вирішення проблеми нерівномірності споживання енергії та складність гармонійного розвитку паливно-енергетичного комплексу, пов'язаного з величезними інвестиціями та втратами цінних чорноземів України, сприяло появі ідеї створення підземних ГАЕС. В її основу покладено залучення в повторне промислове використання цінностей, що безповоротно втрачаються в результаті закриття шахт – підземних шахтних фондів, залишкова вартість яких складає сотні мільйонів гривень. Саме закриття шахт і списання шахтних фондів вимагає додаткових витрат, тобто нових мільйонів. Отже, спорудження ПГАЕС буде сприяти вирішенню екологічних і соціальних наслідків закриття шахт. З цих позицій економія капітальних витрат, що визначена у цінах 1997 р., складає 380 млн грн, а залучення в економіку вартості остаточних фондів – 500 млн грн. При цьому щорічна економія складатиме 8 млн грн. Наведені економічні показники підтверджують доцільність спорудження ПГАЕС.

4.2. Оцінка паливної складової

Використання накопичувачів енергії забезпечує економію палива, необхідного для вироблення електроенергії відповідно до графіка електроспоживання. Це визначається тим, що зарядження накопичувача здійснюється в години мінімальних навантажень, коли витрата палива на вироблення 1 кВт·год мінімальна (300 – 320 г у.п.), а віддача енергії накопичувачів в мережу здійснюється в години максимуму, коли на вироблення 1 кВт·год потрібна набагато більша кількість палива (до 500 г у.п.).

Витрата електроенергії на зарядження накопичувача стосовно ГАЕС складе $W^3 = W_n / \eta^3$, а енергія, віддана накопичувачем у мережу, буде $W^p = W_n \eta^p$, де η^3 та η^p – ККД накопичувача при зарядженні та розрядженні відповідно; W_n – енергія накопичувача [5].

Витрата палива на зарядження накопичувача

$$G^3 = \int_{t_{n3}}^{t_{k3}} g(t) P(t) dt = W^3 g_{cp.3},$$

де $g(t)$ – поточне значення питомої витрати палива протягом часу від t_{n3} до t_{k3} ; $P(t)$ – поточне значення споживаної потужності за той самий час; t_{n3} , t_{k3} – відповідно початок та кінець процесу зарядження; $g_{cp.3}$ – середнє питоме значення витрати палива протягом часу $t_{n3} - t_{k3}$.

Розрядження накопичувача в години максимуму навантаження і віддача в мережу електроенергії призведуть до виведення електростанцій, на яких для вироблення W^p енергії було потрібно б паливо у такій кількості:

$$G^p = \int_{t_{np}}^{t_{kp}} g(t) P(t) dt = W^p g_{cp.p},$$

де $g_{cp.p}$ – середнє питоме значення витрати палива протягом часу розрядження $t_{np} - t_{kp}$.

Економія палива за рахунок використання накопичувача

$$\Delta G = G^p - G^3 = W_n(g_{cp.p}\eta^p - g_{cp.3} / \eta^3),$$

тобто економія палива забезпечується при виконанні умови $g_{cp.p} > g_{cp.z} / \eta_{н.е}$.

Енергетична (паливна) ефективність використання накопичувача енергії

$$\Psi_e = \frac{G^p}{G^z} = \frac{g_{cp.p}}{g_{cp.z}} \eta^3 \eta^p = \eta_{н.е} \xi,$$

де $\xi = g_{cp.p} / g_{cp.z}$; $\eta_{н.е} = \eta^3 \eta^p$.

На рис. 4.1 показана зона паливної ефективності накопичувачів енергії залежно від величини ξ та $\eta_{н.е}$. Наприклад, при $\eta_{н.е} = 0,4$ і $\xi = 2$ (точка А) використання накопичувачів з позицій енергетичної (паливної) ефективності не виправдано. При $\eta_{н.е} = 0,4$ і $\xi = 3,5$ (точка В) використання накопичувача виправдано.



Рис. 4.1. Зона енергетичної (паливної) ефективності використання накопичувачів енергії

На базі наведених виразів для ГАЕС потужністю 100 МВт (така потужність у подальшому розглядатиметься) розрахуємо економію палива. При цьому ККД зарядження $\eta_z = 0,821$ і розрядження $\eta_p = 0,8295$. Витрата електроенергії на зарядження ГАЕС протягом 7 годин (з 23 до 6 години) за роботою [22] визначається як

$$W_3 = 100 \cdot 10^3 \cdot 7 = 700 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Витрата палива

$$G_3 = W_3 \cdot g_0 = 700 \cdot 10^3 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 210 \text{ т.}$$

Енергія, накопичена ГАЕС,

$$W_n = W_3 \cdot \eta_3 = 700 \cdot 10^3 \cdot 0,821 = 574,7 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Якщо прийняти, що ГАЕС видає накопичену енергію в години ранкового (з 8 до 10 години) і вечірнього (з 18 до 22 години) максимумів, то в мережу надійде

$$\begin{aligned} W_{\max} &= W_{p \max} + W_{e \max} = 574,7 \cdot 10^3 \cdot \eta_p \cdot (2/6) + 574,7 \cdot 10^3 \cdot \eta_p \cdot (4/6) = \\ &= (158,9 + 317,8) \cdot 10^3 = 476,7 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Коли б ця енергія поступала споживачам не від ГАЕС, а від електростанцій інших типів, то витрата палива

$$\begin{aligned} G_{\text{мес}} &= W_{p \max} \cdot g_{p \max} + W_{e \max} \cdot g_{e \max} = \\ &= 158,9 \cdot 10^3 \cdot 0,675 \cdot 10^{-3} + 317,8 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 10^{-3} = 345,6 \text{ т,} \end{aligned}$$

де $g_{p \max}$ та $g_{e \max}$ – питома витрата умовного палива для ранкового та вечірнього максимумів відповідно.

Економія палива за рахунок роботи ГАЕС замість пікових електростанцій

$$\Delta G = G_{\text{мес}} - G_3 = 345,6 - 210 = 135,6 \text{ т.}$$

Відносна паливна ефективність роботи ГАЕС у такому режимі

$$\Psi_e = G_{\text{мес}} / G_3 = 345,6 / 210 = 1,646 > 1,0.$$

Втрати палива за рахунок зниження ККД котло- і турбоагрегатів на процес пуску є значними і за узагальненими даними складають від 8 до 12% сумарних питомих витрат.

Виконані численні аналогічні розрахунки підтверджують, що питома економія палива для розглядуваного способу вирівнювання графіка електроспоживання складає 1,35–1,55 т/МВт.

4.3. Основні параметри ПГАЕС

Різниця позначок рівнів води верхнього і нижнього басейнів визначає значення статичного напору $H_{ст}$, який у процесі роботи ГАЕС змінюється відповідно до наповнення і спорожнення кожного з басейнів. Коливання рівнів води у басейнах існуючих ГАЕС сягають 10 – 30 м.

При роботі в турбінному режимі напір на гідромашині менше статичного за рахунок гідравлічних втрат у водоводах [20]:

$$H_m = H_{ст} - h_{вт.м.}$$

При роботі в насосному режимі напір, що розвивається, більше статичного за рахунок гідравлічних втрат при зворотному русі води у водоводах:

$$H_n = H_{ст} + h_{вт.н.}$$

Коефіцієнт корисної дії водоводів при роботі ГАЕС у турбінному режимі визначається як

$$\eta_{вод.м} = \frac{H_m}{H_{ст}} = \frac{H_{ст} - h_{вт.м.}}{H_{ст}} = 1 - \frac{h_{вт.м.}}{H_{ст}};$$

у насосному режимі –

$$\eta_{вод.н} = \frac{H_{ст}}{H_n} = \frac{H_{ст}}{H_{ст} + h_{вт.н.}}$$

Таким чином, відношення напорів води турбінного і насосного режимів (при однаковому $H_{ст}$) буде таким:

$$H_m / H_n = h_{вт.м.} \cdot h_{вт.н.}$$

Сучасні ГАЕС мають статичні напори в діапазоні 30 – 1770 м. Значення ККД водоводів залежить від довжини, площі поперечного перерізу, місцевих опорів і складає від 0,98 в ГАЕС типу греблі до 0,9 – 0,85 у дериваційних. Відзначимо, що $h_{вт.м.} \neq h_{вт.н.}$ через різні зна-

чення гідравлічних втрат напорів при русі води у прямому і зворотному напрямках турбінної і насосної витрат.

Коефіцієнт корисної віддачі ГАЕС є добутком відношення енергії E_m , виробленої у турбінному режимі, до енергії E_n , відібраної з енергосистеми в насосному режимі (за умови рівності об'ємів води, поданої у верхній басейн, і спрацьованої з нього), і відношення статичних напорів турбінного $H_{ст.м}$ і насосного $H_{ст.н}$ режимів, тобто

$$\eta_{к.в} = \frac{E_m}{E_n} \cdot \frac{H_{ст.м}}{H_{ст.н}}. \quad (4.1)$$

Слід зазначити, що в схемі ГАЕС з неповною висотою підкачки $H_{ст.м} > H_{ст.н}$, тому $\eta_{к.в}$ може бути більше одиниці. Це вказує на ефективність даної схеми.

При $H_{ст.м} = H_{ст.н}$, що є характерним для ГАЕС простої акумуляції, згідно з виразом (4.1) коефіцієнт корисної дії ГАЕС (або ККД циклу) запишеться так:

$$\eta_{ГАЕС} = E_m / E_n.$$

Крім того, коефіцієнт корисної дії ГАЕС є добутком ККД трансформатора, гідравлічної і електричної машин, водоводів при роботі в насосному і турбінному режимах. Відхилення від оптимальної потужності і деяке коливання напору знижує максимальний ККД ГАЕС.

Коефіцієнт корисної дії сучасних ГАЕС з потужними оборотними двомашинними агрегатами досягає 75%. Наприклад, це станція Круахан в Англії: $P_a = 100$ МВт, $\eta_{ГАЕС} = 75\%$; Ренкхаузен у Німеччині: $P_a = 67$ МВт, $\eta_{ГАЕС} = 75,1\%$.

При трьохмашинній схемі за рахунок більш високих ККД турбіни і насоса в порівнянні з ККД оборотної гідромашини сумарний ККД ГАЕС досягає 79% (ГАЕС Віанден у Люксембурзі).

Можливі потужності P , обсяги вироблення енергії E і об'єми води Q , що використовуються, взаємозв'язані і значною мірою визначаються напором $H_{ст.}$. Установивши на перспективному графіку добового навантаження бажану зону роботи ГАЕС, можна визначити необхідний корисний об'єм кожного з її басейнів, м³:

$$Q_{кор} = \frac{365,2E}{H\eta_m\eta_{ген}},$$

де E , H , η_m , $\eta_{ген}$ – відповідно розрахункове добове вироблення енергії ГАЕС, середній напір, ККД турбіни і генератора.

Вироблення енергії E у проектних розрахунках звичайно приймається як добуток встановленої потужності ГАЕС на розрахункову тривалість її використання, хоча при більш точних розрахунках мають бути враховані зміни потужності, що віддається за період турбінного режиму ГАЕС.

Потужність ГАЕС за деякий час T (год) може бути визначена за умови, що в процесі роботи станції змінюються і витрата, і напір води. Таким чином, у загальному вигляді

$$P_{(t)} = 9,81Q_{(t)}H_{(t)}\eta_{ен.заг}.$$

ККД змінюється у незначних межах. За певний відрізок часу dt (год) приріст вироблення енергії виражається як добуток $dE = P_{(t)}dt$. Тоді для всього часу T можна записати, що

$$E_T = \int_0^T 9,81Q_{(t)}H_{(t)}\eta_{ен.заг} dt.$$

Використовуючи теорему про середнє і вводячи замість $H_{(t)}$ середнє значення напору $H_{ср}$, маємо такий вираз:

$$E_T = 9,81H_{ср}\eta_{ен.заг} \int_0^T Q_{(t)} dt.$$

Якщо помножити на 3600 (маючи на увазі, що dt – у годинах), то інтеграл відображує загальний стік води через турбіни за час T – Q_T . Тоді

$$E_T = \frac{9,81H_{ср}Q_T}{3600} \eta_{ен.заг}. \quad (4.2)$$

Електрична потужність, підведена до споживача, менше потужності, виробленої гідроелектростанцією, $P_{ГАЕС}$. Суму всіх втрат

потужності при передачі електричної енергії від ГАЕС до споживача і при багатократних перетвореннях її у підвищувальних та знижувальних трансформаторах можна оцінити за допомогою ККД системи передачі та перетворення $\eta_{пер}$.

Встановлена потужність гідроелектростанцій $P_{вст}$ визначається як сума номінальних (паспортних) потужностей встановлених на ній генераторів. Звичайно вона відповідає максимальній потужності, на яку розрахована ГАЕС.

Використовуючи результати досліджень, отримуємо залежність потужності ГАЕС від напору і витрати води:

$$P_{ГАЕС} = K_2 QH,$$

де K_2 – коефіцієнт, що враховує добуток величин QH і постійних, що входять у формулу (4.2); математичне сподівання $K_2 = 0,1144$.

Потужність одиничного агрегату визначається масогабаритними параметрами гідроагрегату і його можливим ступенем агрегування з урахуванням прохідного перерізу шахтного стовбура. Наприклад, максимальна вага частини агрегату складає, припустимо, 10 т, а діаметр не повинен перевищувати 2,6 м. При вказаних значеннях масогабаритних параметрів потужність гідрогенератора має бути не більшою за 20 МВт. Якщо потужність ГАЕС для конкретних значень Q і H визначена 60 МВт, то необхідно встановити 3 гідротурбіни.

4.4. Концепція комплексного підходу

Фахівцями, які працюють в області акумуляції енергії, визначено, що економічно доцільна потужність ГАЕС складає від 200 до 2000 і більше МВт [5, 20]. Проте виконаний нами перегляд літературних джерел, наукових праць і розробок не дозволив знайти відомості про доцільну потужність одиничних гідрогенераторів. Вивчення зарубіжних матеріалів і заводів-виробників гідрогенераторів свідчить, що одинична потужність гідрогенератора знаходиться в широкому діапазоні – від 2,4 до 300 МВт і більше.

З погляду ефективного використання гідроенергії в майбутньому гідрогенераторам середньої (умовно до 50 МВт) і малої (до 5 МВт) потужності відводиться велика роль. З досвіду діючих ГЕС відомо, що вони працюють, як правило, за багатоагрегатною технологічною схемою. Мабуть, для таких умов має бути вирішена агрегатно-

кількісна оптимізаційна задача, що має самостійний науковий і практичний інтерес. Слід зазначити, що подібного типу задача має складну залежність з нерівномірністю електричного навантаження. Далі аналізується одинична потужність з погляду обмежень мас і габаритів при доставці гідрогенераторів по діючому шахтному стовбуру, а також їхнього розміщення у гірничих виробках. З урахуванням слабких гірських порід зведення великих (об'ємних) підземних споруд для пристрою гідрогенераторів небажано, оскільки це призведе до значного здорожчання будівництва ПГАЕС, а може й до ризику руйнування підземних споруд машинного залу.

Таким чином, основне завдання, яке необхідно вирішити, полягає в обґрунтуванні одиничної потужності гідрогенератора за умов мінімізації габаритів додаткових підземних споруд і достатності прохідних перерізів шахтних стовбурів.

Потужність однієї ГАЕС підземного розміщення в гірничих виробках вугільних шахт, що закриваються, можна розглядати і не до однієї шахти. Такий підхід може бути обґрунтований тим, що вугільні шахти ЦРД територіально знаходяться в безпосередній близькості одна до одної. Це дозволяє розглядати ПГАЕС, що розташовується на двох, трьох і більше шахтах, як з'єднану єдиним гідроакumuлюючим енергетичним комплексом під адміністративним керівництвом, направленим на виконання поставленого завдання. Таке рішення дозволяє створити ПГАЕС потужністю більше 200 МВт. При цьому можна відмовитися від додаткових споруд великих за обсягом виробок для розміщення в них гідрогенераторів.

Інше вельми важливе завдання, яке слід вирішити, полягає у визначенні сумарної потужності ГАЕС для регіону ЦРД, що розглядається. Його вирішення залежить від нерівномірності графіка електроспоживання стосовно вузла електричного навантаження енергетичної компанії "Донбасенерго".

Відсутність реальних ГЕН і доцільності перетоків потужностей не дозволяють коректно вирішити це завдання. Однак відомо, що необхідна мінімальна маневрена (пікова) потужність в Україні оцінюється приблизно у 800 – 1200 МВт [23, 24].

При розробці технічних рішень зі створення ПГАЕС шахти "Червоний Жовтень" (див. п.4.5) розглянуто три варіанти для горизонтів 910 і 790 м: з облицьовуванням діючих гірничих виробок, з облицьовуванням і поглибленням виробок до 3 м та з поглибленням і додатковою проходкою нових виробок. Такий розгляд варіантів

пов'язаний з отриманням різних потужностей станції. Якщо прийняти варіант максимальної потужності ПГАЕС на одній шахті, то можна отримати потужність 100 МВт тільки на одному горизонті. При одночасному використанні двох горизонтів (910 і 790 м) можна отримати потужність ПГАЕС на одній шахті 200 МВт.

Таким чином, реалізація першого варіанта дозволить отримати на шахтах ЦРД сумарну потужність ПГАЕС близькою до 1200 МВт, другого – до 2700 МВт, третього – до 5400 МВт. З урахуванням вищевикладеного прийнятий план реалізації мінімальної сумарної потужності електростанцій на 23 шахтах ЦРД. При цьому 4 шахти, що мають невеликі об'єми гірничих виробок, виключено з розгляду.

Такий план реалізації розробок прийнятий за двох причин: обмежені інвестиції і відсутність достовірних даних про нерівномірність графіка електроспоживання і необхідну маневрену потужність. З урахуванням концептуального комплексного підходу до вирішення завдання формування ПГАЕС і використовуючи необхідні залежності, в табл.4.1 наведені основні розрахункові характеристики ПГАЕС для 23 шахт ЦРД. Загальна сумарна потужність станцій складає 1235 МВт при незначних об'ємах збільшення гірничих виробок, що становлять 127,5 тис. м³. При 5-годинному турбінному режимі роботи вироблення електроенергії складає 1235 млн кВт·год на рік, а при 7-годинному насосному режимі її споживання – 1729 млн кВт·год на рік.

4.5. Технічні рішення зі створення ПГАЕС на прикладі шахти "Червоний Жовтень"

Для створення нижніх басейнів ПГАЕС були задіяні виробки на горизонтах 910 і 790 м шахти "Червоний Жовтень". На робочих горизонтах шахти переріз існуючих виробок дуже малий, що потребує виконувати їх заповнення і спорожнення повним перерізом (гідравлічно напірний режим). При цьому вимагається забезпечити надійне сполучення виробок, що використовуються для басейну, з вентиляційним горизонтом для безперерйного надходження повітря в басейн при його спорожненні і виходу повітря з басейну при його заповненні.

Таблиця 4.1

Основні розрахункові характеристики ПГАЕС

Шахта	Розрахунковий напір, м	Корисна ємність, тис. м ³			Турбінний режим		Насосний режим Споживана електроенергія, млн кВт·год на рік
		Усього	У тому числі		Встановлена потужність, МВт	Вироблення електроенергії, млн кВт·год на рік	
			існуюча	додаткова			
"Торезька"	810	67,0	60,0	7,0	25,0	25,0	35,0
	710	76,0	60,0	16,0	25,0	25,0	35,0
"Північна"	1160	56,0	60,0	-4,0	30,0	30,0	42,0
	1050	62,0	60,0	2,0	30,0	30,0	42,0
	940	69,0	60,0	9,0	30,0	30,0	42,0
ім. Н.О. Ізотова	990	56,0	58,0	-2,0	25,0	25,0	35,0
	870	37,6	31,6	6,0	15,0	15,0	21,0
ім. К.О. Румянцева	1090	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	970	56,0	60,0	-4,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
ім. М.І. Калініна	1080	30,0	30,0	-	15,0	15,0	21,0
	960	56,0	60,0	-4,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
"Кондратіївка"	980	44,0	40,0	4,0	20,0	20,0	28,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
	740	60,0	60,0	-	20,0	20,0	28,0
"Вуглегірська"	820	40,0	40,0	-	15,0	15,0	21,0
	700	62,0	60,0	2,0	20,0	20,0	28,0
	580	60,0	60,0	-	15,0	15,0	21,0
"Булавінська"	530	41,0	35,0	6,0	10,0	10,0	14,0
	490	55,0	55,0	-	10,0	10,0	14,0
"Вільховатська"	546	59,0	50,0	9,0	15,0	15,0	21,0
ім. Ф.Е. Держинського	1026	63,0	60,0	3,0	30,0	30,0	42,0
	916	60,0	60,0	-	25,0	25,0	35,0
"Нова"	715	30,0	30,0	-	10,0	10,0	14,0
ім. Артема	1100	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	980	66,0	60,0	6,0	30,0	30,0	42,0
ім. Ю.О. Гагаріна	950	68,0	60,0	8,0	30,0	30,0	42,0
	830	65,0	60,0	5,0	25,0	25,0	35,0
	710	60,0	55,0	5,0	20,0	20,0	28,0
"Комсомолец"	1070	40,0	40,0	-	20,0	20,0	28,0
	960	54,0	60,0	-6,0	25,0	25,0	35,0
	850	64,0	60,0	4,0	25,0	25,0	35,0
ім. В.І. Леніна	1080	60,0	60,0	-	30,0	30,0	42,0
	960	67,0	60,0	7,0	30,0	30,0	42,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
"Кочегарка"	1080	60,0	57,5	2,5	30,0	30,0	42,0
	970	48,0	48,0	-	20,0	20,0	28,0
ім. О.І. Гаєвого	975	66,0	60,0	6,0	30,0	30,0	42,0
	860	63,0	60,0	3,0	25,0	25,0	35,0
	750	58,0	50,0	8,0	20,0	20,0	28,0
ім. Карла Маркса	875	62,0	60,0	2,0	25,0	25,0	35,0
	750	58,0	60,0	-2,0	20,0	20,0	28,0
"Червоний Профінтерн"	975	65,0	60,0	5,0	30,0	30,0	42,0
	865	50,0	55,0	-5,0	20,0	20,0	28,0
"Червоний Жовтень"	910	119,0	106,0	13,0	2×25,0	50,0	70,0
	790	129,0	127,0	2,0	2×20,0	40,0	56,0
"Юнком"	936	58,0	60,0	-2,0	25,0	25,0	35,0
	816	53,0	60,0	-7,0	20,0	20,0	28,0
	716	60,0	55,0	5,0	20,0	20,0	28,0
"Полтавська"	477	45,0	35,0	10,0	10,0	10,0	14,0
	363	30,0	35,0	-5,0	5,0	5,0	7,0
"Єнакіївська"	550	39,0	35,0	4,0	10,0	10,0	14,0
	405	27,0	35,0	-8,0	5,0	5,0	7,0
Усього по ЦРД		3147,6	3023,1	127,5	1235	1235	1729

При роботі ПГАЕС у насосному режимі і надходженні води з нижнього басейну до агрегатів передбачається, що ухил виробок забезпечить самопливне надходження води в необхідному режимі, навіть при повному спорожненні басейну. Проте, не зовсім очевидні гідравлічні режими в підземному басейні при так малих перерізах і значній протяжності виробок, невеликих ухилах і складних системах перетинів у межах білястовбурного двору, заповненні штреків і повному їх спорожненні. Для забезпечення нормальної роботи басейну може виникнути необхідність у проходженні додаткових з'єднуючих виробок, у розробці поглиблень штреків з певним ухилом. Для уточнення гідравлічних режимів роботи підземного басейну та визначення характеру й обсягів додаткових прохідницьких робіт вимагається виконати модельні дослідження.

Можливий варіант – розміщення верхнього басейну у виробках горизонту 230 м із зменшенням напору на 25 – 30%. У цьому випадку практично виключається розміщення будь-яких споруд ПГАЕС на поверхні і вплив споруджуваної електростанції на навколишнє середовище. Конструкція тунелів верхнього басейну планується такою самою, як і нижнього басейну. Обсяг існуючих виробок горизонту 230 м значно менший, ніж горизонтів 790 і 910 м. Якщо місткість басейну прийняти по верхньому горизонту, то енергетичні показники ПГАЕС зменшуються у 3–4 рази. При використанні місткості басейнів нижніх горизонтів на відмітці 230 м слід обладнати велику площу додаткових виробок. Усе це істотно погіршить економічні показники ПГАЕС.

Розглянута також доцільність розробки додаткових виробок для нижнього басейну з метою підвищення енергетичної значущості ПГАЕС. У зв'язку зі складною геологічною обстановкою, слабкими породами, в яких розміщуються підземні виробки, проходка їх може бути виконана відносно невеликим перерізом з обов'язковим кріпленням монолітним залізобетоном. Через малий переріз виробок (близько 30 м²) відповідно збільшується їх довжина. Так, для збільшення місткості басейну на горизонті 910 м на 130 тис. м³, що дозволяє створити ПГАЕС потужністю 100 МВт, вимагається пройти 4,1 км тунелів. Тунелі доцільно розмістити в пісковиках і вапняках, зв'язавши їх з капітальними і ліквідованими виробками цього горизонту. Водночас не слід ускладнювати гідравлічні умови в басейні, що можливо при значному збільшенні його довжини.

За попередніми міркуваннями виявляється доцільним спорудження ПГАЕС з розміщенням нижніх підземних басейнів у виробках горизонтів 790 і 910 м з додатковим збільшенням їх місткості і загального верхнього басейну в ставку поблизу шахти. Існуючі, непогашені в процесі видобувних робіт виробки – пластові і групові штреки і квершлагги, двори та інші виробки допоміжного комплексу, мають поперечний переріз 8 – 14 м² і металеве арочне кріплення з дерев'яним затягуванням. У зв'язку з наявністю слабких нестійких порід, а також великого водоприпливу, залишати існуючі виробки для багаторічної експлуатації як тунелі підземного басейну в такому вигляді не виявляється можливим. Тому розглянутий варіант використання існуючих виробок – рудодворів, штреків, квершлагів та інших як тунелів підземного басейну після бетонування їх зводів, стін і лотків. Відносно малий обсяг існуючих виробок на горизонтах 790 і 910 м визначає необхідність створення додаткової місткості нижнього басейну, що підвищує ефективність ПГАЕС. Це завдання може бути вирішено двома шляхами. Наявність існуючих виробок дає можливість після їх закріплення залізобетонним зведенням збільшити їх переріз шляхом розробки нижнього уступу з подальшим закріпленням анкерним кріпленням та залізобетоном. Таким чином досягається часткове збільшення обсягів існуючих виробок, що і розглянуто у відповідних варіантах компонування. У разі необхідності, збільшення місткості підземного басейну ПГАЕС (до 240 – 310 тис. м³) досягається шляхом проходки нових тунелів перерізом близько 30 м² та їх бетонування.

Для розміщення агрегатів передбачається спорудження камер ПГАЕС у районі білястовбурного двору. В камерах установлюється гідросилове обладнання. Для з'єднання з верхнім басейном передбачені сталеві трубопроводи, що прокладаються в тунелі і стовбурі. З нижнім басейном агрегат з'єднаний спеціальним тунелем. На підвідних і відвідних водоводах установлюються кульовий і дисковий затвори. Доцільно, щоб електрична потужність з глибини 800 – 1000 м надходила на високій напрузі, для цього встановлюють підвищувальний трансформатор у підземних виробках. У зв'язку із слабкими породами і наявністю в них метану споруджується камера виконується в суцільному залізобетонному облицьовуванні із забезпеченням необхідної вентиляції.

Стовбури шахти слід використовувати для зв'язку машинного залу ПГАЕС і устаткування з поверхнею: стовбур №1 – як вантажопі-

діймальний, стовбур №2 – для розміщення високонапірних водоводів, стовбур №3 – для розміщення в ньому струмопроводів і як вентиляційний. Виробки басейну ізолюються від стовбурів бетонними пробками. Такі ж пробки передбачені на кінцевих ділянках штреків, що використовуються для басейну ПГАЕС. Для верхнього басейну задіяно ставок, розташований на відстані 1,5 км від стовбурів шахти, або розміщене недалеко Волинцевське водосховище. Проте можливість такого використання підлягає уточненню. У ставку або водосховищі передбачено спорудження водоприймача, обладнаного сміттєвтримуючими решітками та плоскими ремонтними затворами. Далі необхідно визначити тип кріплення бортів ставка. Для з'єднання із стовбуром №2, де розміщуються трубопроводи, передбачено спорудження залізобетонної галереї і тунелю розміром 6,0×6,0 м.

Підземну машинну споруду (камеру) ПГАЕС намічається розташувати у найміцніших, стійких породах поблизу напірного стовбура – в пачці викидодобезпечних пісковиків. Орієнтовні розміри підземної будівлі (в проходці) – проліт 13,0 м, висота 34,0 м, довжина 22,0 м. Склепіння і стіни машинного залу – залізобетонні.

При визначенні параметрів тривалість роботи ПГАЕС у турбінному режимі становить 5 годин на добу, в насосному – 7 годин. Розрахунковий напір у турбінному і насосному режимах прийнятий однаковим. Вироблення і споживання електроенергії визначено з урахуванням роботи ПГАЕС 200 днів на рік. Корисна місткість басейну при застосуванні готових виробок обчислена з урахуванням кріплення їх монолітним залізобетоном. Величина додаткового поглиблення виробок приймається залежно від їх перерізу. Місткість басейну з виконанням спеціальної проходки приймається такою, щоб потужність ПГАЕС у всіх варіантах дорівнювала 100 МВт.

В Україні можливість побудови ГАЕС з напорами 560 – 900 м вивчалася нами на передпроектних стадіях, а тому немає досвіду в створенні високонапірного гідросилового устаткування. Для визначення параметрів гідротурбін і насосів застосовували зарубіжний досвід та аналоги.

За основу прийнятий варіант з двомашинним вертикальним агрегатом. Зарубіжний досвід дозволяє в даний час на такі напори застосувати двомашинні агрегати з багатоступневими насосами-турбінами й електромашинами повітряного охолодження. Перехід від окремих насосів і турбін до зворотних гідромашин дозволяє спростити і здешевити габарити підземного машинного залу. Методики по-

переднього визначення параметрів багатоступневих оборотних гідромашин не існує, тому основні параметри цих машин визначені за допомогою перерахунків їх зарубіжних аналогів. Був розглянутий варіант тримашинного горизонтального агрегату з ковшовою турбіною, багатоступневим насосом і двигуном-генератором. При такому варіанті розміри машинного залу значно збільшуються.

У варіанті використання готових виробок горизонтів 790 і 910 м, а також у варіанті додаткового поглиблення цих виробок, передбачено встановлення одного зворотного агрегату. У разі збільшення басейну і потужності ПГАЕС на кожному горизонті встановлено по два агрегати. Схема встановлення гідротурбін на горизонті 910 м наведена на рис. 4.2. Загальний ККД ПГАЕС прийнятий 0,71.

Підвищувальний трансформатор доцільно встановити в тунелі, що примикає до будівлі ПГАЕС, від якого електроенергія подається на поверхню спеціальними кабелями. Високонапірні водоводи діаметром 1,8 – 3,0 м на даній стадії прийняті сталевими, по одному від агрегатів ПГАЕС на 910 і 790 горизонтах. На водоводах у тунелях, що примикають до будівлі станції, встановлені кульові затвори. У зв'язку з великими напорами і, внаслідок цього, значною товщиною стін трубопроводів у подальшому доцільно розглянути можливість спорудження сталевих-залізобетонних трубопроводів.

4.6. Оцінка доцільності спорудження ПГАЕС

Відповідно до концепції комплексного підходу (див. п.4.4) прийнятий перший варіант спорудження ПГАЕС на 23 шахтах сумарною електричною потужністю 1235 МВт (див. табл. 4.1). Для оцінки доцільності використання підземного простору прийняті напрацювання й аналоги минулих років. Вартість різних розробок визначалася в базових цінах 1984 р., які перераховані в ціни за станом на 1997 р. Таким чином визначені одноразові та щорічні витрати. Розрахунок виконаний тільки в частині доцільності використання існуючого підземного простору. Безумовно, слід було б порівняти таку доцільність з обсягом будівництва нової ПГАЕС. Проте нове будівництво електростанцій нами не розглядалося, оскільки витрати будуть значно більшими та невиправданими.

На базі вартісних даних та розрахункових показників (табл. 4.1) визначені одноразові витрати для спорудження ПГАЕС на 23 шахтах ЦРД, що наведені у табл. 4.2.

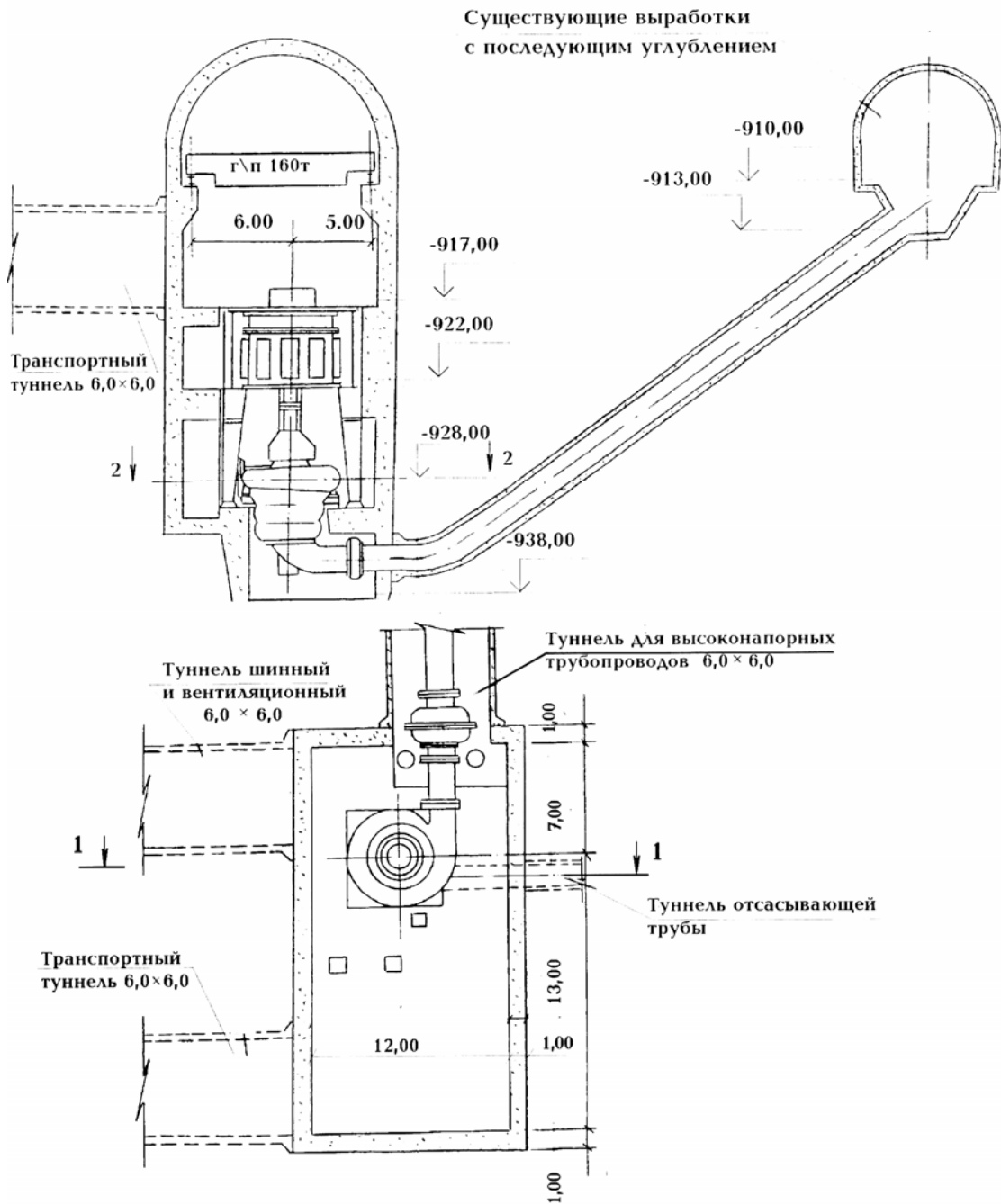


Рис. 4.2. Схема встановлення гідротурбіни на горизонті 910 м

Таблиця 4.2

Одноразові витрати на спорудження ПГАЕС

Складові витрат	Вартість одиниці обсягу робіт, грн	Кількість	Витрати, млн грн
Додаткові гірничо-прохідницькі роботи, тис. м ³	275	127,5	35,1
Укріплення (бетонування) діючих гірничих виробок, тис. м ³	269	3147,6	846,7
Обладнання та монтаж, МВт	418	1235	516,2
Усього			1398,0

Одноразові витрати на створення всього комплексу ПГАЕС (23 шахти ЦРД) складають 1843,5 млн грн. Передбачається, що при спорудженні станцій витрати на закриття шахт за величиною мають зменшуватися. Середня вартість закриття однієї шахти за виконаними проектами складає, млн грн:

"Червоний Жовтень"	–	82,4;
"Кочегарка"	–	193,7;
ім. Н.О. Ізотова	–	159,4;
Червоний Профінтерн"	–	92,4;
разом	–	527,9.

Таким чином, орієнтовно можна визначити, що середня вартість закриття однієї шахти ЦРД може бути оцінена у 132 млн грн. При розгляді 23 шахт ця сума, відповідно, складе 3036 млн грн.

Аналіз складових вартості закриття шахт для варіанта спорудження ПГАЕС з урахуванням часткового зменшення одноразових виплат у соціальній та інших сферах виявив, що загальну суму на закриття шахт можна зменшити більш ніж на 70%. Таким чином, економія одноразових витрат, необхідних для закриття шахт, може скласти близько 320 млн грн. Ці розрахунки вельми орієнтовні та їх слід вважати оціночними.

У разі закриття вугільних шахт, як стверджують економісти, законодавчо не забезпечено використання залишкових шахтних фондів. З основ ринкових відносин випливає, що необхідна їх реалізація, яка, проте, принесе не більше 1,5 – 2% від загальної вартості залишкових шахтних фондів.

За станом на 01.01.97 р. залишкова вартість шахтних фондів складає 1150 млн грн. З урахуванням існуючих для шахти і запропонованих для ПГАЕС технологій значна частина споруд на поверхні шахти і капітальні виробки можуть використовуватися і без електростанції. Таким чином, залишкова вартість споруд на поверхні шахти, які придатні й необхідні для ПГАЕС, визначена на рівні близько 165 млн грн, а з урахуванням передбачуваних до використання гірничих виробок – на рівні близько 500 млн грн.

Як бачимо, спорудження ПГАЕС з використанням підземного простору вугільних шахт ЦРД дозволяє зменшити одноразові витрати на закриття шахт у розмірі 320 млн грн і залучити удруге до економіки України фонди, що безповоротно втрачаються, в обсязі 500 млн грн.

Щорічні витрати на ПГАЕС складаються із зарплати, вартості електроенергії та матеріалів, а також амортизаційних відрахувань. Загальна сума складає 38,1 млн грн на рік. Щорічні витрати на закритих шахтах при варіанті збереження базових шахт для відкачування шахтних вод включають: експлуатаційні витрати на утримання водовідливних установок (4,5 млн грн), вартість вугілля, що зберігається, оплату шкідливих викидів і витрати на підтримку в робочому стані обладнання ТЕС. Загальні щорічні витрати складають 46,2 млн грн. Економія щорічних витрат при створенні ПГАЕС на вугільних шахтах, що закриваються, складає близько 8 млн грн на рік.

ВИСНОВОК

З погляду на характеристики джерел електроенергії щодо маневреного режиму їх роботи (див. табл. 2.2), то перше місце безумовно займають ГАЕС. Проте такі джерела можуть бути ефективними при значних перепадах висот між нижнім та верхнім басейнами. Природно такі перепади висот відсутні. Штучно створити ефективні ГАЕС неможливо або вони будуть дуже капіталоемними. Удруге використання підземного простору закритих вугільних шахт, що розглядається в розд. 4, мабуть відійшло у минуле. Тому основним маневреним джерелом електроенергії може стати застосування газотурбінних технологій на основі використання природного газу вартістю до 300 дол./1000 м³ або синтез-газу з теплотою згорання 15 МДж/м³ і вартістю до 150 дол./1000 м³. Крім того, існують шляхи отримання бінарного газу.

У світі існують газові турбіни, які надійно можуть працювати на газі з теплотою згорання нижче 15 МДж/м³. Однак такі турбіни мають певні недоліки: потужність у більшості випадків складає до 1 МВт, а ККД – не більше 30%. Низький ККД викликає підвищення витрат палива та відповідно зростання собівартості електроенергії на величину до 0,7 грн/кВт·год порівняно з технологіями, де ККД 40% та теплота згорання 15 МДж/м³.

Пропонується застосовувати внутрішньоциклову газифікацію вугілля для отримання синтез-газу. На першому етапі можливо отримати синтез-газ з теплотою згорання до 11 – 12 МДж/м³ та застосовувати його у котельнях для одержання теплової енергії. За наявності на вугільній шахті, наприклад, метану, доцільно створити технологію отримання бінарного газу. Крім того, треба відпрацювати технологію внутрішньоциклової газифікації вугілля з метою одержання синтез-газу з теплотою згорання не нижче 15 МДж/м³. На подальших етапах застосовувати газотурбінні технології, але бажано на основі ПГУ для вироблення електричної та теплової енергії.

Відомо, що теплові електростанції України мають дуже низькі коефіцієнти використання палива (див. п.1.3). Коефіцієнт корисної дії сучасних газових турбін складає 40%, парогазових знаходиться в межах від 50 до 70%. Тому впровадження газотурбінних технологій є прогресивним напрямом розвитку енергетики України, що потребує створення науково обґрунтованої програми виходу з енергетичної кризи та подолання енергетичної небезпеки.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стратегія енергозбереження в Україні [Текст]: аналітично-довідкові матеріали. Т. 1. Загальні засади енергозбереження / А.А. Долінський, І.М. Карп, Ю.П. Корчевой та ін.; за ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – 510 с.
2. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії [Текст] / С.М. Бевз, Б.І. Бондаренко, О.Ф. Буткевич та ін.; під заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 560 с.
3. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления [Текст] / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
4. Безлепкин, В.П. Регулировочный диапазон тепловых электростанций [Текст] / В.П. Безлепкин, С.Я. Михайлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
5. Астахов, Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах [Текст] / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер-Газорян. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
6. Pivnyak, G.G. Aspects of the fuel industry development in Ukraine [Text] / G.G. Pivnyak, Y.T. Razumny, A.V. Rukhlov // Mineral resources management, 21st World Mining Congress. – Krakow, 2008. – 284 p.
7. Разумный, Ю.Т. Направления эффективного использования энергии и топлива [Текст] / Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов // Энергосбережение. – 2008. – № 4 (102). – С. 19–23.
8. Разумный, Ю.Т. О проблеме повышения эффективности энергоснабжения промышленных предприятий [Текст] / Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2006. – № 10. – С. 82–85.
9. Міністерство палива та енергетики України. Державне підприємство НЕК "Укренерго" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [www/URL: http://ukrenergo.energy.gov.ua](http://ukrenergo.energy.gov.ua). – Загол. з екрана.
10. Міністерство палива та енергетики України. Офіційний вебсайт [Електронний ресурс] / Режим доступу: [www/URL: http://mpe.kmu.gov.ua](http://mpe.kmu.gov.ua). – Загол. з екрана.
11. Павловський, В.В. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов [Текст] / В.В. Павловський, Г.Е. Куденко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22.

12. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
13. Стогний, Б.С. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний [Текст] / Б.С. Стогний, В.В. Павловский // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 8–12.
14. Електричні мережі систем електропостачання [Текст]: навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська та ін.; за ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2003. – 316 с.
15. Спосіб електропостачання підприємства [Текст]: пат. на корисну модель 38783 України: МПК H02J13/00 / Г.Г. Півняк, Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов; заявник та патентовласник Державний ВНЗ "НГУ". – заявл. 24.07.2006; опубл. 26.01.2009, Бюл. №2. – 4 с.
16. Патон, Б. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины [Текст] / Б. Патон, А. Халатов // Зеркало недели. – 2008. – № 47. – С. 3–8.
17. Фишман, В. Быть или не быть собственному источнику электроснабжения на предприятии [Текст] / В. Фишман // Новости электротехники. – 2003. – № 4. – С. 7–12.
18. Электрические нагрузки промышленных предприятий [Текст] / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
19. Договор к Энергетической Хартии: путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада [Текст] / Под ред. Т. Вальде – англ. изд. и А. Конопляника – рус. изд. – М.: Международные отношения, 2002. – 632 с.
20. Гидроэлектрические станции [Текст] / М.Ф. Губин, В.Я. Карелин, Н.Н. Артеневский и др.; под ред. Н.Н. Артеневского. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.
21. Петренко, Е.В. Освоение подземного пространства [Текст] / Е.В. Петренко. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
22. Разработать предложения по использованию подземного пространства закрываемых угольных шахт Центрального района Донбасса для устройства накопителей энергии [Текст]: отчет о НИР / Днепрогипрошахт; рук. Ю.Т. Разумный. – Д., 1997. – Ч.1. – 169 с.

23. Подземная гидроэлектростанция как экологический и энергетический регулятор [Текст] / Ю.Т. Разумный, И.А. Садовенко, В.П. Пустовойтенко, А.В. Инкин // Уголь Украины. – 2002. – № 5. – С. 24–28.

24. Разумный, Ю.Т. Підземна гідроелектростанція (ПГЕС) як екологічний і енергетичний регулятор [Текст] / Ю.Т. Разумный, В.П. Пустовойтенко, І.О. Садовенко // Вісник ЖІТІ. – 2002. – № 2. – С. 39–44.

25. Электрификация стационарных установок угольных шахт [Текст]: справ. пособие / С.А. Волотковский, Д.К. Крюков, Г.Г. Пивняк, Ю.Т. Разумный. – М.: Недра, 1990. – 339 с.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	3
1. ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	5
1.1. Властивість електроенергії.....	5
1.2. Вплив нерівномірного електроспоживання на витрати палива для ТЕС	8
1.3. Загальні та питомі витрати палива на діючих теплових електростанціях України	12
1.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на втрати електроенергії в електричних мережах.....	18
2. ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ НЕРІВНОМІРНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	27
2.1. Загальні умови та обставини	27
2.2. Наявність газотурбінних маневрених джерел енергії.....	31
2.3. Розташування джерел енергії в Україні	34
3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	39
3.1. Питомі витрати умовного палива	39
3.2. Собівартість виробленої електроенергії за газотурбінними технологіями.....	46
3.3. Вартість електроенергії для споживачів при електропостачанні від компаній енергосистеми	50
3.4. Визначення ефективності впровадження газотурбінних технологій генерації електроенергії за комбінованим режимом роботи	53
3.5. Оцінка використання бінарного газу в газотурбінних технологіях	63
4. СТВОРЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	70
4.1. Коротка довідка про створення підземних гідроакумулюючих електростанцій	70
4.2. Оцінка паливної складової	73

4.3. Основні параметри ПГАЕС.....	76
4.4. Концепція комплексного підходу.....	79
4.5. Технічні рішення зі створення ПГАЕС на прикладі шахти "Червоний Жовтень"	81
4.6. Оцінка доцільності спорудження ПГАЕС	86
ВИСНОВОК.....	90
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	91

Наукове видання

Разумний Юрій Тимофійович
Рухлов Артем Володимирович

**АСПЕКТИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ
НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

Монографія

Редактор Л.О. Чуїщева

Підписано до друку 30.01.12. Формат 30 x 42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 5,3.
Обл.-вид. арк. 5,3. Тираж 300 прим. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Державному ВНЗ "Національний гірничий університет".
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842.
49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.