

# Енергосберегающие технологии

УДК 622.272:621.311

## Підвищення ефективності використання кам'яного вугілля в енергетиці

**Півняк Г.Г., Разумний Ю.Т., Рухлов А.В.**

*Національний гірничий університет, Дніпропетровськ*

Рассмотрено современное состояние энергетической отрасли Украины. Проанализированы основные проблемы, которые заключаются в необходимости модернизации энергетики, неравномерности суточного графика электропотребления и низкой эффективности использования топлива на тепловых электростанциях. Предложены пути решения указанных проблем, реализация которых позволит повысить устойчивость работы энергосистемы и уровень энергетической безопасности страны.

**Ключевые слова:** энергетика, электростанция, топливо, эффективность, график электропотребления.

Розглянуто сучасний стан енергетичної галузі України. Проаналізовано основні проблеми, що полягають у необхідності модернізації енергетики, нерівномірності добового графіку електроспоживання та низькій ефективності використання палива на теплових електростанціях. Запропоновано шляхи вирішення зазначених проблем, реалізація яких дозволить підвищити сталість роботи енергосистеми та рівень енергетичної безпеки країни.

**Ключові слова:** енергетика, електростанція, паливо, ефективність, графік електроспоживання.

Проблема підвищення ефективності використання палива полягає у тому, що за останні роки (1990–2005 рр.) відбулися значні зміни у використанні потужності теплових електростанцій (ТЕС) та рівні питомих витрат умовного палива на виробництво електроенергії. Так, у 1990 р. потужності ТЕС використовувалися на 68,4 %, а у 2005 р. тільки на 27,6 %. Питомі витрати умовного палива збільшилися за цей час з 346,1 до 408,3 г у.п./кВт·год [1]. Тому у 2005 р. при виробництві електроенергії 84,2 млрд кВт·год Україна витратила палива порівняно з 1990 р. більше на 5,24 млн т у.п., що складає 7,68 млн т натурального вугілля з урахуванням фактичної теплоти згоряння (20 МДж/кг).

Проектна теплота згоряння для котлів ТЕС повинна складати 27,6 МДж/кг, але фактично маємо значно меншу. Це призводить до споживання природного газу або мазуту для «підсвічування». На сьогодні частка витрат палива на процес «підсвічування» зменшилася за рахунок покращення якісних характеристик вугілля. Водночас технологія такого процесу зумовлює додаткові втрати вугілля до 5 %, видобуток якого у такому випадку складатиме 8 млн т [2, 3].

Для отримання необхідної кількості вугілля Мінвуглепром планував у 2005 р. підвищити його видобуток спочатку до 90 млн т, але за станом на 2008 р. цього не відбулося. Збільшення видобутку вугілля без суттєвого підви-

щення ефективності його використання не може бути економічно та екологічно доцільним. Історія розвитку енерговикористання підтверджує, що головним вирішенням світової енергетичної кризи стало не збільшення обсягів видобутку енергоносіїв, а підвищення енергоефективності їх використання.

У той же час існує проблема покриття пікових навантажень. Для цього необхідно мати в структурі генеруючих джерел маневрені потужності. Без наявності необхідних маневрених потужностей ріст нерівномірності графіку навантаження призведе до негативних наслідків, пов'язаних із труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни.

Нині ця проблема деякою мірою вирішується за допомогою паротурбінних енергоблоків ТЕС, що працюють з цієї причини у дуже неекономічних режимах глибокого розвантаження, а також з нічними зупинками. Це призводить до суттєвого зменшення експлуатаційного ККД ТЕС. Взимку різниця між максимумом та мінімумом потужності в середньому становить 5900–6200 МВт, а в деякі дні сягає 6800–7200 МВт. Регульований діапазон гідралічних (ГЕС) та гідроакмулюючих (ГАЕС) електростанцій складає 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 включенням [4].

З цих причин форсується завершення будівництва Ташликської ГАЕС, а в подальшій період Дністровської ГАЕС. Введення в експлуатацію вказаних станцій поліпшить положення із забезпеченням нерівномірності добового графіка Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), проте повного вирішення цієї проблеми не слід очікувати.

У 1980–1990 рр. у СРСР інтенсивно досліджувалася проблема вирівнювання графіка електричних навантажень ОЕС, велика роль при цьому покладалася на промислові споживачі-регулятори. Проте до теперішнього часу істотних результатів не отримано. Таке становище стосується крупних споживачів електричної енергії: гірничо-металургійного комплексу та вугільних підприємств.

Україна планує у 2030 р. виробляти на ТЕС електроенергії 180 млрд кВт-год, що вимагатиме відповідного обсягу енергетичного вугілля. Тому для підвищення енергоефективності використання вугільного палива взагалі необхідно вирішити взаємопов'язані проблеми: підвищення ККД діючих ТЕС внаслідок модер-

нізації або повної заміни котельного агрегату й іншого необхідного устаткування; підвищення теплоти згоряння вугільного палива до проектного значення конкретної ТЕС при відповідній технології його спалювання; збільшення потужності маневрених електростанцій.

З метою підвищення енергоефективності використання палива шляхом його економії на діючих ТЕС централізованої енергосистеми та створення умов ефективної роботи АЕС розглянемо можливі шляхи вирішення зазначених проблем.

По-перше, збільшення видобутку енергетичного вугілля, що передбачається планами, повинно бути збалансовано з його потребами, а також наявністю ТЕС із сучасним високим ККД. Це пов'язано з тим, що з огляду на технічний стан теплової енергетики, який не відповідає сучасним вимогам його сталого розвитку, задіяно тільки невелику частину генеруючих потужностей від усього парку ТЕС, що мають низький ККД та значні питомі витрати умовного палива. Переоснащення і модернізація діючих та спорудження сучасних нових ТЕС, а також збільшення видобутку вугілля за рахунок будівництва нових вугільних шахт потребують вкладання відповідних коштів, яких станом на 2007 р. у достатньому обсязі в Україні не було. По-друге, за рівнем показника валового внутрішнього продукту (ВВП) Україна значно відстає від багатьох країн світу.

Враховуючи викладене, доцільно запропонувати модель, що відповідає сталому розвитку теплової енергетики в умовах обмежених інвестицій будь-якого надходження, які далі слід розглядати як фінансовий ресурс (ФР). Тому для ефективного використання обмеженого ФР України, що виділяється на будівництво вугільних шахт, необхідно враховувати величину існуючих та планованих показників з енерговикористання вугільного палива в енергетиці та тенденції її сталого розвитку в світі.

Розв'язання наведених завдань на основі прийнятого на 2020 р. збільшення видобутку вугілля в обсязі 10 млн т за рахунок будівництва нових шахт приводить до таких результатів. При теплоті згоряння видобуваного вугілля, наприклад,  $Q = 20,93$  МДж/кг (5000 ккал/кг) у перерахунку на умовне паливо збільшення видобутку складе 7,14 млн т у.п., що дозволить виробити на діючих ТЕС України додатково 18 млрд кВт-год електроенергії. При модернізації ТЕС та підвищенні їх ККД до 45 % можна з цієї кількості вугілля виробити 26 млрд кВт-год енергії на рік. Таке рішення дає річний приріст вироблення електроенергії на 8 млрд кВт-год

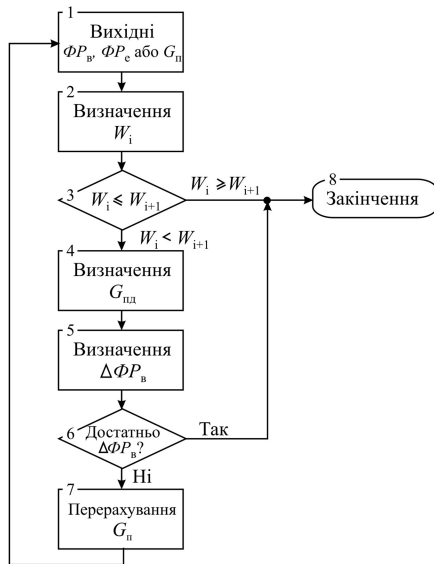


Рис.1. Блок-схема алгоритму підвищення енергоефективності використання вугільного палива.

або збереження паливного ресурсу в обсязі 3 млн т вугілля на подальші періоди. Крім цього, додатково знижуються викиди в атмосферу, показники енергоефективності наближаються до європейських стандартів.

У наведених розрахунках не враховано витрати на модернізацію діючих ТЕС з метою підвищення ККД до 45 %. Мета такого спрощення — показати перевагу. Насправді, розв'язання таких задач з урахуванням балансів усіх складових при обмеженому ФР відноситься до складних, часто ітераційних процесів. Відсутність обмеження ФР за умови отримання прибутку в подальші роки значно спрощує розв'язання задачі. За своєю суттю розв'язується балансова модель усіх продуктів (палива, енергії і т.п.).

На узагальненій моделі (рис.1) наведено алгоритм розв'язання задачі підвищення ефективності використання палива при обмеженому ФР. Його величина для вугільної промисловості (на будівництво шахт) ФР<sub>в</sub> може обґрунтуватися необхідністю збільшення видобутку вугілля В та отримання відповідної кількості палива G<sub>п</sub>. При цьому можна скористатися значеннями питомих інвестиційних витрат на 1 т видобутого вугілля підземним способом шахтами Донбасу з<sub>0ш</sub>, що складають 250–400 дол./т.

Задача може бути розв'язана обернено для умов заданого ФР<sub>в</sub>, визначеного виходячи з наявних можливостей. Тоді визначається можливий видобуток вугілля В = ФР<sub>в</sub>/з<sub>0ш</sub>. Таким чином, на початковій стадії можуть бути задані обсяг видобутку та визначений необхідний

ФР<sub>в</sub> або, навпаки, заданий ФР<sub>в</sub>, за яким визначається рівень видобутку енергетичного вугілля G<sub>п</sub>.

У блоці 1 (див. рис.1) задаються (визначаються) фінансові ресурси на вугільну промисловість (будівництво вугільних шахт) ФР<sub>в</sub> та енергетику (модернізацію або будівництво ТЕС) ФР<sub>е</sub>, а також обсяг палива G<sub>п</sub>. У цьому блоці може задаватися й кількість енергії (при її дефіциті), за якою визначаються необхідні G<sub>п</sub> та ФР<sub>в</sub>.

За обсягом товарного вугілля G<sub>п</sub> визначаються два значення вироблення електроенергії (блок 2):

$$W_i = G_{п} E_T / q_{0i},$$

де E<sub>T</sub> — тепловий еквівалент, E<sub>T</sub> = Q<sub>нп</sub>/Q<sub>уп</sub> (тут Q<sub>нп</sub>, Q<sub>уп</sub> — теплота згоряння натурального та умовного палива, МДж/кг); q<sub>0i</sub> — питома витрата умовного палива i-го значення, кг/кВт·год (приймаються два значення, наприклад, для діючих ТЕС q<sub>0д</sub> = 0,396 кг у.п./кВт·год, для модернізованих при ККД 45 % q<sub>0м</sub> = 0,273 кг у.п./кВт·год).

У блоці 3 виконується порівняння отриманих значень W<sub>i</sub> та W<sub>i+1</sub>. При W<sub>i</sub> = W<sub>i+1</sub> питомі витрати палива однакові. Отже, досягнутого прогресивного ККД на діючих ТЕС або фінансового ресурсу на енергетику ФР<sub>е</sub> достатньо для модернізації необхідної кількості ТЕС, тому подальші розрахунки не виконуються. У разі нерівності відповідних значень електроенергії (W<sub>i</sub> < W<sub>i+1</sub>) у блоці 4 визначається необхідна кількість палива, достатнього для вироблення енергії при новому прогресивному ККД ТЕС:

$$G_{пд} = G_{п} k_{q0} \text{ або } G_{пд} = G_{п} k_{\eta},$$

де k<sub>q0</sub> — коефіцієнт питомих витрат палива, k<sub>q0</sub> = q<sub>0м</sub>/q<sub>0д</sub>; k<sub>η</sub> — відношення ККД діючих та модернізованих ТЕС, k<sub>η</sub> = η<sub>д</sub>/η<sub>м</sub>.

Таким чином, у блоці 5 визначаються різниця ΔG<sub>п</sub> = G<sub>п</sub> - G<sub>пд</sub> та економія фінансового ресурсу ΔФР<sub>в</sub> = ΔG<sub>п</sub> з<sub>0ш</sub>. Утворений ΔФР<sub>в</sub> прямує на модернізацію ТЕС з метою мінімізації питомої витрати палива q<sub>0м</sub> за рахунок підвищення ККД станцій.

Отриманий ΔФР<sub>в</sub> може бути достатнім, недостатнім або надмірним по відношенню до адресного фінансового ресурсу на модернізацію необхідної кількості ТЕС ФР<sub>ен</sub>. У блоці 6 виконується перевірка умови достатності ΔФР<sub>в</sub>. Якщо ΔФР<sub>в</sub> + ФР<sub>е</sub> = ФР<sub>ен</sub> (ресурс достатній), то розрахунки припиняються. При надмірному ФР (ΔФР<sub>в</sub> + ФР<sub>е</sub> > ФР<sub>ен</sub>) він спрямовується на збільшення видобутку вугілля при дефіциті енергії або повертається до бюджету, за його

відсутності розрахунки також припиняються. При недостатньому  $\Delta\Phi P_B$  ( $\Delta\Phi P_B + \Phi P_e < \Phi P_{ен}$ ) задача розв'язується за допомогою залучення додаткових коштів у розмірі  $\Phi P_{ен} - (\Delta\Phi P_B + \Phi P_e)$ . При їх наявності розрахунки припиняються, за відсутності – у блоці 7 виконується перерахунок можливого збільшення видобутку вугілля та отримання відповідної його кількості  $G_{п}$ , тобто відбувається обмеження збільшення видобутку та розрахунки повторюються знову.

Реалізація наведеної моделі дозволяє здійснити поступовий перехід до сталого розвитку теплової енергетики та підвищення показника ВВП. Особливо це приваблює приватний бізнес при умовах досягнення домовленостей з використання комбінованого режиму споживання електроенергії, що розглядається далі.

Друга проблема полягає у тому, що формування інтегрального графіку електричного навантаження (ГЕН) енергосистеми України відбувається, головним чином, за рахунок промислово розвинених регіонів з потужними інфраструктурними комплексами. На період проходження максимальних електричних навантажень лініями електропередач, що живлять ці регіони, спостерігаються підвищені втрати електроенергії. Тому було б економічно доцільним покриття пікових навантажень у місцях їх виникнення за рахунок спорудження місцевих регіональних маневрених джерел енергії, до яких можуть бути віднесені різні типи залежно від наявного палива. У найближчому майбутньому застосовуватимуться нові газотурбінні установки з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля, що мають ККД  $\geq 42\%$ .

Використовуючи ідею застосування промислових споживачів-регуляторів для цілей вирівнювання добового графіка електричних навантажень в енергосистемі, Національним гірничим університетом розроблено рішення, що дозволяють частково розв'язати вказану проблему. За суттю ідея полягає у заміні споживачів-регуляторів на генератори-регулятори, що класифікуються як маневрені джерела енергії та спроможні більш ефективно впливати на розв'язання проблеми нерівномірності ГЕН енергосистеми.

**Таблиця 1. Питомі витрати умовного палива, г у.п./кВт·год**

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

Тут визначено поняття «комбінованого» режиму роботи регіонального маневреного джерела, який полягає у тому, що він не генерує електроенергію в ОЕС, а працює тільки на споживачів регіону або підприємства як децентралізоване джерело енергії. З урахуванням переходу на диференційний тариф оплати за електроенергію воно може працювати в години пікових (режим 1) або пікових та полупікових (режим 2) навантажень без генерації електроенергії в енергосистему, а у нічний провал споживачів її з енергосистеми.

Узагальнюючи дані з приросту потужності в період максимальних та мінімальних електричних навантажень, питомих витрат палива на один пуск енергоблоку, кількості пусків енергоблоків, ефективності використання палива за тарифними зонами, питомих витрат палива на холостому ході, отримано (за обережними оцінками) необхідні питомі витрати умовного палива для оцінки енергоефективності.

Наведені у табл.1 значення питомих витрат умовного палива є середніми по періодах року та тарифних зонах. Безумовно, вони можуть піддаватися критиці, оскільки у різні роки, залежно від різних умов та режимів роботи енергоблоків ТЕС, а також якості палива, що змінюється, значення вказаних витрат також піддаються змінам. Проте для оцінки енергоефективності наведені питомі витрати умовного палива на ТЕС цілком задовольняють поставленим цілям дослідження.

У першу чергу спорудження джерел енергії необхідне на великих підприємствах, наприклад, гірничо-металургійного комплексу або вугільних шахтах, де споживана електрична потужність складає 100 МВт та більше. При цьому необхідно передбачати спорудження сучасних ТЕС, ефективно працюючих у маневреному режимі з високим значенням ККД ( $\geq 42\%$ ), та віднести їх до децентралізованих систем.

Характерно, що при рівномірному споживанні електроенергії протягом доби та відсутності можливості регулювання режимів електроспоживання за рахунок споживачів-регуляторів підприємству не вигідно переходити на систему оплати за електроенергію за зонами діб. Це пояснюється тим, що при переході з одноставочного тарифу на диференційний зростає сумарна оплата за електроенергію приблизно на 2,25%. Таке положення стримує підприємство переходити на прогресивний тариф, що викликає в енергосистемі труднощі покриття пікових навантажень, і головне – збільшує витрату палива на ТЕС. Важливу роль у цьому процесі відіграють підприємства з великим споживанням електроенергії та працюючі цілодобово.

Аналіз вартісних показників на електроенергію з урахуванням собівартості її вироблення в умовах ринкових відносин свідчить, що для гірничо-рудних та гірничо-металургійних виробництв з рівномірним та цілодобовим споживанням електроенергії вельми вигідно переходити на диференційний за зонами діб тариф. При цьому необхідно мати у своєму розпорядженні власне джерело енергії, що працюватиме у комбінованому режимі.

Для економічної оцінки доцільності запропонованого напряму як приклад розглянуто роздрібні тарифи на електроенергію по ВАТ ЕК «Дніпрообленерго», що складають: для 1-го класу – 21,50 коп./кВт·год, для 2-го класу – 29,23 коп./кВт·год без ПДВ. З урахуванням ПДВ для 1-го класу тариф на електроенергію складає 25,80 коп./кВт·год, або 5,1 цент/кВт·год.

В основу вартості вироблення електроенергії входять декілька частин. Перша – вартість паливної складової. Друга залежить від типу електростанції (конденсаційна електростанція (КЕС), теплоелектроцентраль (ТЕЦ), газотурбінна установка (ГТУ), парогазова установка (ПГУ)), виду палива (вугілля, газ, нафтопродукти) та його характеристик, а також транспортних та інших експлуатаційних витрат, у тому числі зарплата, податки, платежі за викиди та ін. Третя частина вартості відноситься до обліку вартості витрат енергії, оплати за маневреність, утримання апарату співробітників компанії (генеруючих, передаючих та ін.). Тому ціноутворення електроенергії є складним моніторинговим процесом, в якому беруть участь багато організацій (Мінпаливенерго, Мінекономіки), а остаточне рішення ухвалюється Національною комісією з регулювання енергетики України. При цьому враховуються умови та вартість вироблення енергії на АЕС та ГЕС, а також цінова політика в Україні взагалі.

Такий підхід значною мірою ускладнює виконання співставних економічних розрахунків. Тому значення питомої вартості вироблення електроенергії для їх виконання можливо визначати за залежністю:

**Таблиця 2. Вартість споживаної електроенергії в обсязі 600 млн кВт·год**

Тариф на електроенергію	Вартість електроенергії від системи, млн дол.		Прибуток, млн дол.	Строк окупності, років	Економія палива, тис. т/рік
	централізована	децентралізована			
Одноставочний	31,32	21,00	10,32	12,6	62,3
Диференційний:					
при режимі 1	17,93	5,25	8,14	16,0	24,8
при режимі 2	1,96	15,75	13,61	9,55	51,0

$$C_{0w} = Q_e C_{0уп} K_B / (Q_T \eta_{вп}), \quad (1)$$

де  $Q_e = 3,6$  МДж/кВт·год – співвідношення енергії;  $C_{0уп}$  – вартість 1 кг у.п. (цент) приймається з розрахунку вартості вугілля 90 дол./т.;  $K_B$  – коефіцієнт урахування повної вартості електроенергії, що враховує витрати інших складових, крім палива: для децентралізованої системи  $K_B = 1,33$ , для централізованої  $K_B = 1,463$ ;  $Q_T$  – теплота згоряння умовного палива,  $Q_T = 29,3$  МДж/кг;  $\eta_{вп}$  – ККД використання палива для вироблення електроенергії.

Залежність (1) дозволяє розрахувати значення інших показників. Виключивши з (1)  $C_{0уп}$  та  $K_B$ , отримаємо питому витрату умовного палива на вироблення 1 кВт·год у кг/кВт·год. Помноживши останнє на кількість електроенергії, отримаємо загальну витрату умовного палива.

При річному споживанні електроенергії підприємством у 600 млн кВт·год потрібно побудувати ТЕС потужністю 100 МВт, витрати на спорудження якої складуть приблизно 130 млн дол. Вартість палива приймається 90 дол./т у.п. та ККД використання палива – 42 % (результати розрахунку наведено у табл.2). Для умов застосування одноставочного тарифу прибуток складе 10,32 млн дол., розрахунковий термін окупності – 12,6 років. Для умов застосування на підприємстві диференційного тарифу прибуток складе для 1-го та 2-го режимів відповідно 8,14 та 13,61 млн дол., термін окупності – 16,0 та 9,55 років. Економію палива на ТЕС визначено з урахуванням його питомих витрат за тарифними зонами з табл.1.

Таким чином досягається отримання більшого прибутку підприємством та в енергосистемі за рахунок економії більшої кількості палива. У цьому полягає основна суть підвищення енергоефективності.

Взагалі централізовані та децентралізовані енергосистеми мають свої переваги та недоліки. Неформальне поєднання більшої частини переваг одних та інших є сучасним прогресивним напрямом розвитку енергетики. Розвиток такого напряму повинен базуватися на економічних та екологічних перевагах у режимі моніторингу з урахуванням відповідного співвідношення потужностей централізованої та децентралізованої систем. Неформальне поєднання можна пояснити таким чином. Будь-який вектор однієї системи з'єднується з аналогічним вектором іншої у тому випадку, якщо є підвищення позитивних змін показників в енергетиці загалом. При виникненні негативних змін показ-

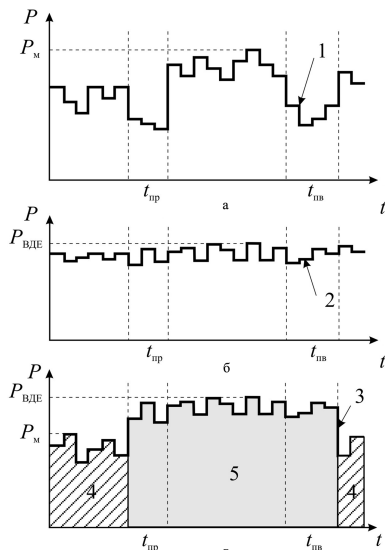


Рис.2. Добові ГЕН шахти: 1 – при електропостачанні від централізованої енергосистеми; 2 – від ВДЕ; 3 – при комбінованому режимі електропостачання; 4, 5 – зони електропостачання від централізованої енергосистеми та ВДЕ відповідно.

ників вектори не з'єднуються. В усіх випадках основним завданням електроенергетики є керування електромагнітними процесами незалежно від потужності енергетичних потоків та масштабу виникаючих ефектів.

Такі рішення із застосування комбінованих режимів роботи, що складаються з централізованої та децентралізованої систем, є вельми ефективними. Такий підхід приваблює приватний бізнес за умов досягнення домовленостей щодо використання саме комбінованого режиму споживання електроенергії, тому що централізоване електропостачання, наприклад, вугільних шахт не є ефективним: вугілля, що видобувається на шахті, транспортується на ТЕС, де спалюється з низьким ККД (до 30 %), що забезпечує викид значного обсягу шкідливих речовин в атмосферу, а вироблена електроенергія знову повертається до підприємства, але вже з достатньо великими втратами. У цій послідовності енергетичних перетворень є зайві структурні елементи.

Економічно ефектним та привабливішим є варіант децентралізованого енергопостачання шахти або групи шахт від власного джерела енергії (ВДЕ) з високими ККД та маневреністю, тим більше для його стійкої роботи є паливо – вугілля. Таке джерело забезпечить прилеглі підприємства теплом та електроенергією, собівартість вироблення якої буде нижчою, ніж ціна в енергосистемі, та підвищить енергетичну безпеку за рахунок можливості функціонування шахти навіть при виникненні форс-ма-

жорних обставин в енергосистемі. Проте кожний такий варіант потребує детального техніко-економічного обґрунтування вибору типу та потужності ВДЕ.

Оплата за спожиту електроенергію за так званим сезонним тарифом є економічним стимулом для регулювання режиму електроспоживання підприємством (рис.2,а). У цьому випадку (крива 1) шахта за допомогою власних споживачів-регуляторів максимально знижує споживану потужність у години ранкового  $t_{пр}$  та вечірнього  $t_{пв}$  піків навантаження енергосистеми, а максимум навантаження підприємства  $P_m$  спостерігатиметься або в години напівпіку, або у період нічного провалу (при «глибокому» регулюванні).

На рис.2,б крива 2 характеризує бажаний максимально рівномірний добовий ГЕН вуглевидобувного підприємства при децентралізованому електропостачанні від ВДЕ. Тут необхідне вирівнювання графіка навантаження для зниження встановленої потужності ВДЕ  $P_{ВДЕ}$  та його подальшої економічної роботи в режимі, близькому до номінального (без суттєвих піків та провалів). Природно, щоб забезпечити режим електроспоживання шахти відповідно до кривих 1 та 2 необхідна істотна зміна режиму роботи споживачів-регуляторів, що неможлива без технологічних передумов: збільшення ємності існуючих водозбірників водовідливу, акумулюючих бункерів підйому, підземного транспорту тощо.

Проте регулювання режимів електроспоживання підприємств для вирівнювання добового ГЕН енергосистеми не дає можливості отримати необхідний ефект через відносно малі масштаби таких заходів: жодне промислове підприємство, у тому числі й вугільна шахта, не в змозі без збитку для виробництва повністю зупинити свій технологічний процес на декілька годин, тобто виключити електроспоживання у години максимуму навантажень в енергосистемі. Тому пропонується ідея «активного» споживача-регулятора у вигляді шахти або групи шахт з ВДЕ, електропостачання яких здійснюватиметься у комбінованому режимі (рис.2,в).

Шляхом вибору меншої величини грошових витрат на електроенергію за зонами діб здійснюється управління системами електропостачання вугільної шахти (наприклад, отримання енергії в години максимумів та напівпіків від ВДЕ (рис.2,в, зона 5), а вночі – від енергосистеми (рис.2,в, зони 4). У цьому випадку також необхідно регулювати режим електроспоживання для зниження встановленої потужності джерела  $P_{ВДЕ}$  та його економічної роботи. Виконані розрахунки свідчать, що використання децентралізованого електропостачання шахт

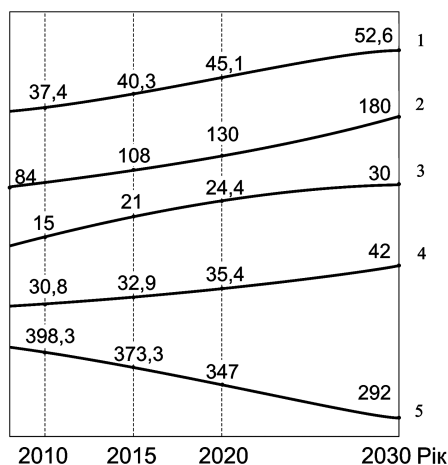


Рис.3. Прогноз паливно-енергетичних показників: 1 – вугілля, млн т у.п.; 2 – енергія, млрд кВт.год; 3 – потужність генерування млн кВт; 4 – коефіцієнт використання палива, %; 5 – питома витрата палива, г у.п./кВт.год.

у вигляді ВДЕ на власному паливі (вугіллі) дозволить знизити витрати на електроенергію до 40 % порівняно з варіантом купівлі її у енергосистемі, а комбінований режим дозволить збільшити це значення ще на 15–20 %.

Масштабність та актуальність вирішення проблеми нерівномірності споживання енергії та складність гармонійного розвитку паливно-енергетичного комплексу, що пов'язана з величезними інвестиціями, а для спорудження ГАЕС ще й з втратами цінних чорноземів України, привели нас до ідеї створення підземних ГАЕС.

В основу ідеї покладено повторне промислове використання безповоротно втрачаємих унаслідок закриття шахт цінностей – підземного шахтного фонду, остаточно вартість якого складає сотні мільйонів гривень. Крім того, закриття шахт та списання шахтного фонду потребують додаткових витрат, тобто нових мільйонів. Реалізація створення ГАЕС визначеною мірою сприяє також вирішенню екологічних та соціальних наслідків закриття шахт. З таких позицій показано економію разових витрат близько 400 млн грн, залучення в економіку країни вартості остаточного фонду приблизно у 500 млн грн. Наведені економічні показники підтверджують доцільність спорудження підземних ГАЕС [5–8].

Відповідно до цього виникла ідея розробки та впровадження в Україні якісно нових типів високонапірних ГАЕС – з підземним розташуванням нижнього акумулюючого басейну. Ха-

рактерно, що показником можливості зміни потужності агрегатів електростанцій є так званий технічний мінімум навантаження  $K_{\text{тех}}$  – відношення найменшої допустимої потужності до встановленої, значення якого для різних видів електростанцій наведено у табл.3. Як бачимо, за цим показником ГЕС та ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ та АЕС.

Вирішення проблем енергетики для досягнення прогностичних показників потребує до 2030 р. інвестицій на розвиток енергетичної галузі України в обсязі 120–130 млрд євро з річним фінансуванням на рівні 6–6,5 млрд євро.

### Список літератури

1. Стратегія енергозбереження в Україні : Аналітично-довідкові матеріали : Загальні засади енергозбереження / За ред. В.А.Жовтянського, М.М.Кулика, Б.С.Стогнія. – К. : Академперіодика, 2006. – Т. 1. – 510 с.
2. Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В., Дудник А.Н. и др. Оценка условий стабильного горения высокозольного АШ в факельных котлоагрегатах с жидким шлакоудалением // Энергетика и электрификация. – 1995. – № 1. – С. 14–17.
3. Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Шидловский А.К., Яцкевич С.В. Современное состояние угольных электростанций Украины и перспективы их развития // Экологические и ресурсосбережение. – 1996. – № 3. – С. 3–8.
4. Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень. – К. : Укр. енцикл. знання, 2004. – 467 с.
5. Электрификация стационарных установок шахт : Справ. пособие / Под общ. ред. Г.Г.Пивняка. – М. : Недра, 1990. – 339 с.
6. Разработать предложения по использованию подземного пространства закрываемых угольных шахт Центрального района Донбасса для устройства накопителей энергии : (Отчет о НИР) / Днепро-ГИПРОшахт; Руководитель темы Ю.Т.Разумный. – Днепропетровск, 1997. – Ч. 1. – 169 с.
7. Стійкість геотехнічних систем : Процеси, явища, ризики : (Звіт про НДР) / Нац. гірн. ун-т; Наук. керівник О.О.Сдвижкова. – № 0107U009076. – Дніпропетровськ, 2008. – 286 с.
8. Рекомендації щодо раціонального використання сировинного та енергетичного потенціалу ГТС з урахуванням критеріїв їх стійкості, відновлення ландшафту та екологічного стану : Рекомендації до Звіту про НДР / Нац. гірн. ун-т; Наук. керівник О.О.Сдвижкова. – № 0107U009076. – Дніпропетровськ, 2008. – 142 с.

Надійшла до редакції 03.11.09

## The Efficiency of Coal Use in Power Engineering

*Pivnyak G.G., Razumny Yu.T., Rukhlov A.V.*

*Nation Mining University, Dnepropetrovsk*

The modern condition of Ukraine power industry is considered. The basic branch problems such as power industry modernization necessity, irregularity of daily electrical energy consumption schedule and low efficiency of fuel use on thermal power stations are analysed. The problems decision methods for power system operational stability and country power safety level increase are proposed.

**Key words:** energy, power station, fuel, efficiency, electrical energy consumption schedule.

Received November 3, 2009

УДК 669.183.217.4:662.614.2

## Рекуперативный подогрев воздуха как метод повышения энергоэффективности печных агрегатов (Обзор)

*Агеев К.В.*

*Институт газа НАН Украины, Киев*

Рассмотрены основные методы повышения энергоэффективности печных агрегатов. Проведен анализ способов утилизации тепла отходящих дымовых газов и интенсификации отвода теплоты. Приведен обзор и сравнение основных конструкций теплообменников. Рассмотрены области применения технологии импактных струй и показана ее универсальность. Показаны технологические и экономические преимущества рекуператоров с активными вставками, а также актуальность научной задачи по разработке теплообменников на основе технологии импактных струй.

**Ключевые слова:** энергоэффективность печных агрегатов, импактные струи, рекуператор с активными вставками.

Розглянуто основні методи підвищення енергоефективності пічних агрегатів. Проведено аналіз способів утилізації тепла вихідних димових газів та інтенсифікації тепловідведення. Наведено огляд та порівняння основних конструкцій теплообмінників. Розглянуто області застосування технології імпактних струменів та показано її універсальність. Показано технологічні та економічні переваги рекуператорів з активними вставками, а також актуальність наукового завдання щодо розробки теплообмінників на основі технології імпактних струменів.

**Ключові слова:** енергоефективність пічних агрегатів, імпактні струмені, рекуператор з активними вставками.

Плавильные и нагревательные печи промышленных предприятий являются одним из наиболее крупных потребителей топлива в стране. По данным Министерства промышленной политики Украины, в докризисное время потребление природного газа в прокатном произ-

водстве составляло 1,2 млрд м<sup>3</sup>, еще такие же объемы, из которых значительная часть использовалась в нагревательных и термических печах, потреблялись на предприятиях машиностроения. Большинство печей имеют низкий термический КПД, иногда в пределах 15–25 %,