

А.В. Рухлов, канд. техн. наук

(Україна, Дніпропетровськ, Національний гірничий університет)

ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ У КОНТЕКСТІ ПРОБЛЕМ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Вугільні шахти у більшості випадків є потужними споживачами двох видів енергії – електроенергії та тепла. При цьому практично завжди електропостачання здійснюється централізовано (від енергосистеми), а теплопостачання – від власних котелень. Такий варіант енергозабезпечення вугільних шахт склався ще за радянських часів централізованої економіки і сьогодні повністю вичерпав себе, оскільки ефективність дуже низька і проблеми національної енергетичної галузі і без того посилюються.

Одна із основних проблем теплової енергетики України полягає в низькій ефективності використання палива, за рахунок теплоти якого виробляється електроенергія для потреб промисловості та населення. Ефективність використання палива оцінюють ККД: $\eta_{в.п} = Q_{от} / Q_{оф}$, де $Q_{от}$ – теоретичний вміст теплоти в одиниці електроенергії (1 кВт·год. = 3,6 МДж), $Q_{оф}$ – фактичний вміст теплоти, необхідної для вироблення 1 кВт·год електроенергії, визначається фактичною питомою витратою палива. Теоретично для вироблення 1 кВт·год необхідно витратити умовного палива з теплою згоряння 29,3 МДж/кг $q_T = 3,6/29,3 = 0,12287$ кг у.п., а фактичні витрати залежать від ККД його використання. За допомогою фактичних питомих витрат умовного палива для електростанцій України отриманий ККД $\eta_{в.п} = 0,12287/0,3757 = 0,327$ або 32,7 %, що значно менше, ніж для зарубіжних теплових електростанцій (ТЕС), наприклад, в Німеччині, $\eta_{в.п} = 40\text{--}44$ %. В Україні для вироблення 64,72 млрд кВт·год електроенергії (річний виробіток на ТЕС в 2005 р.) витрати палива становлять 24,3 млн т у.п., а в Німеччині вони склали б 19,3 млн т у.п. за рахунок більш високого ККД. Тому Україна спалює на 5 млн т у.п. на рік більше рівня, можливого для сучасних технологій і обладнання, та, відповідно, викидає в біосферу значно більше шкідливих речовин.

Для загальної оцінки коефіцієнта енергетичного використання палива можна скористатися залежністю, що враховує його якість:

$$\eta_{в.п} = \eta_{к.а} - vA^d, \% \quad (1)$$

де $\eta_{к.а}$ – ККД котлоагрегату; v – коефіцієнт технічного стану котла; A^d – зольність вугілля, %.

Коефіцієнт v змінюється від 0,1 до 0,3 і більш, а значення зольності від 20 до 40–45 %. Отже, залежність (1) показує, що для підвищення енергетичної ефективності використання палива необхідно поліпшувати технічний стан котла, знижуючи значення v до 0, і підвищувати якість палива, зменшуючи його зольність. Примітно, що для котлів з циркулюючим киплячим ша-

ром (ЦКШ) значення в практично дорівнює нулю. Слід зазначити, що на існуючих ТЕС України, де використовують застаріле низькотехнологічне обладнання, навіть за умов модернізації, досягти значення $\eta_{в.п} = 40\text{--}42\%$ не уявляється можливим. Це підтверджує і низький рівень використання потужності ТЕС (вона складає 53,9 %, а для атомних електростанцій (АЕС) – 26,2 %, тоді як вироблена електроенергія навпаки: АЕС – 47 %, ТЕС – 35 %), що викликаний застарілістю обладнання ТЕС. Паротурбінне обладнання було введено в дію ще в 1960-1970 рр. і вже на початок 1998 р. 98 із 104 енергоблоків відпрацювали розрахунковий ресурс (100 тис. годин), 66 з них відпрацювали граничний ресурс (170 тис. годин), а 39 енергоблоків мають вже напрацювання 200 тис. годин та перейшли прийняту в світовій практиці границю фізичного та морального зносу [1].

Також ТЕС в Україні будувалися з урахуванням використання вугілля з теплою згоряння 6600 ккал/кг, зольністю до 17 % і вмістом сірки не більше 1,0 %. У той же час теплота згоряння палива знизилася до 3400 ккал/кг, зольність складає 30 – 40 %, а вміст сірки досягає 3,0 %, що значно ускладнює процеси спалювання вугілля на ТЕС України [2].

Зниження якості вугілля вимагає використовувати до 40 % за тепловим еквівалентом "благородних" видів палива (газ, мазут) для активізації (підсвічування) процесу горіння високозольного палива, що збільшує шкідливі викиди в атмосферу. При використанні на ТЕС вугілля із зольністю, що перевищує проектну, системи пилоприготування не забезпечують необхідне навантаження котлоагрегатів. У найбільш розповсюджених котлоагрегатах з рідким видаленням шлаку порушуються умови його видалення, аж до повного зашлаковування.

Застосування для підтримки навантаження, а також умов горіння і шлаковидання газомазутового або газового підсвічування (до 20 % по теплу при спалюванні високозольного кам'яного вугілля і до 40 % – у разі високозольного антрациту) призводить до невиправдано високих витрат імпортуемого газомазутового палива. При сумісному спалюванні вугілля з газом або мазутом зберігається високий рівень механічного недопалювання (в середньому до 20 %), що при існуючій зношеності котлоагрегатів знижує ККД енергоблоків з 36 до 28–29 % і більше усугубляє дефіцит енергоресурсів.

Слід зазначити, що світова енергетика пішла далеко вперед. Електричний ККД парогазових ТЕС, які активно будуються на Заході, досягає 50–55 %, а з урахуванням комбінованого виробництва теплової та електричної енергії коефіцієнт використання енергії палива досягає 80–90 %. Це забезпечує значно нижчий рівень питомих витрат палива на таких ТЕС, ніж для українських електростанцій.

Отже, що централізоване електропостачання промислових підприємств, у тому числі і вугільних шахт, не є ефективним: вугілля, що видобувається на шахті, транспортується на ТЕС, де спалюється з низьким ККД і забезпечує викидання значного об'єму шкідливих речовин, а вироблена електроенергія знов повертається до підприємства, зазнаючи на своєму шляху досить істотних втрат. У цьому ланцюжку енергетичних перетворень є зайві елементи.

Більш економічно ефективним і привабливим є варіант децентралізованого енергопостачання шахти чи групи шахт від власного джерела з високим ККД та маневреністю, тим паче для його стійкої роботи є паливо – вугілля. Таке джерело забезпечить прилеглі підприємства тепловою та електроенергією, собівартість вироблення якої буде нижчою, ніж ціна в енергосистемі, та підвищить енергетичну безпеку за рахунок можливості функціонування шахти навіть при виникненні форс-мажорних обставин в енергосистемі. Однак кожний такий варіант потребує детального техніко-економічного обґрунтування та вибору типу і потужності автономного джерела.

Інша комплексна проблема пов'язана з нерівномірністю споживання та відповідною нерівномірністю вироблення електроенергії. Перш за все властивість електромагнітної енергії не дозволяє виконувати її накопичування у великих обсягах, тобто генерація і використання енергії мають бути одночасними. Фактично це означає наявність достатньої кількості маневрових генеруючих потужностей. Чим більше нерівномірність графіка навантаження, тим більші затрати на будівництво додаткових пікових генеруючих потужностей, надлишкових для рівномірного споживання потужностей мереж, підстанцій, додаткового обладнання як у енергетиків, та і у споживачів.

Такі режими нерівномірного навантаження вкрай неекономічні як у енергетичному, так і у економічному відношенні, до того ж призводять до додаткових екологічно шкідливих викидів. Загалом, структура генеруючих потужностей ОЕС України на протязі тривалого періоду визначається як несприятлива для регулювання графіку навантаження, оскільки не відповідає тим співвідношенням базових та пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання частоти та графіків зовнішніх перетоків.

Але досягти споживання "рівним графіком" дуже складно: у кожного споживача свої потреби, пов'язані, в першу чергу, з часом доби для населення і непромислових споживачів, а в промисловості – в основному, з особливостями технологічних процесів. Тому мають застосовуватися різні економічні, організаційні, технічні заходи для стимулювання перш за все споживачів, а також енергетиків до вирівнювання графіка навантаження і попиту на енергію.

Сучасний стан проблеми вирівнювання графіка споживання енергії свідчить, що відсутність у достатній кількості маневрених потужностей викликає значну перевитрату палива, зокрема, газу і мазуту. Аналіз виявив, що системи виробництва, розподілу та постачання електроенергії і тепла в Україні є вкрай неефективними, спричиняють забруднення навколишнього середовища. Енергетичне устаткування на ТЕС старіє швидше, ніж вводяться нові генеруючі потужності. Тому тільки за допомогою ремонтів не можна забезпечити на достатньому рівні надійну, економічну і безпечну роботу енергетичного устаткування ТЕС і АЕС.

Нерівномірність графіка електричного навантаження (ГЕН) енергосистеми характеризується коефіцієнтом нерівномірності $\alpha_n = P_{\min} / P_{\max}$, де P_{\min} і P_{\max} – відповідно мінімальне і максимальне навантаження.

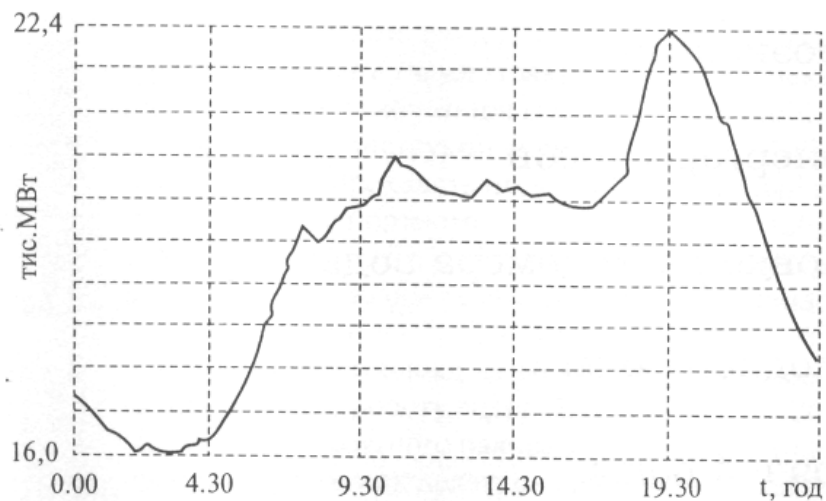
Коефіцієнт нерівномірності добового графіка навантаження змінюється

залежно від пори року, дня тижня та інших чинників. Так, наприклад, у 2002 році в робочий день він становив 0,791, в суботу – 0,816, в неділю – 0,797, в понеділок – 0,763. Взимку різниця між максимумом і мінімумом споживання потужності в середньому становить 5900–6200 МВт, а в деякі дні досягає 6800–7200 МВт. Регульовальний діапазон гідроелектростанцій (ГЕС) і гідро-акумулюючих електростанцій (ГАЕС) України 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 (блоки до 200 МВт) чи розвантаженням до технологічного мінімуму [1].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових затрат і 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 г. 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/рік) 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]. Всі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС в маневреному режимі.

Кількість зупинок у резерв також негативно впливає на питомі витрати умовного палива. Враховуючи те, що атомні електростанції працюють тільки в базовому режимі і неспроможні брати участь у регулюванні споживання електроенергії в енергосистемі (потужностей ГАЕС та ГЕС для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності відбувається у нерозрахунковому маневровому режимі, аж до щодобових зупинок на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальших пусків. Наприклад, тільки за 8 місяців 2003 р. зафіксовано 923 зупинки енергоблоків у резерв. Особливо це стосується блоків потужністю 200 МВт. Наслідком є збільшення питомих витрат палива на відпущену електроенергію.

Водночас, повною мірою не використовуються можливості щодо зменшення нерозрахункових маневрових режимів шляхом широко практикованих у світовій практиці методів управління енергоспоживанням. Наприклад, в один із днів осені поточного року (13 жовтня) мінімальне нічне споживання електричної енергії в системі Мінпаливенерго становило 15962 МВт, а максимальне (о 19.30) – 22407 МВт (див. рисунок), що свідчить про низький рівень впливу на вирівнювання графіка добового споживання. На сьогодні вирішення цієї проблеми в Україні представлено, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними всім суб'єктам Енергоринку, що створює спротив їхньому запровадженню на місцях. Слід зазначити, наведений графік добового спожи-



Добовий графік споживання електричної енергії в системі Мінпаліверго від 13 жовтня 2003 р.

вання за глибиною провалу нічного споживання відрізняється від тих, що використовуються для аналітичних оцінок і одержані в так звані режимні дні [6].

Без наявності необхідних маневруючих потужностей ріст нерівномірності графіка навантаження веде до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Це створює дуже тяжкий режим її роботи зі значними коливаннями частоти струму. А це, в свою чергу, значно обмежує можливості паралельної роботи енергосистеми України з енергосистемами центральної Європи та Росії і тим самим не тільки погіршує стабільність енергопостачання, але й обмежує можливість роботи на експорт.

На даний час ця проблема в деякій мірі вирішується за допомогою паротурбінних енергоблоків ТЕС, котрі працюють за цією причиною в дуже нееконічних режимах глибокої розгрузки, а також з нічними зупинками. Це суттєво зменшує експлуатаційний ККД ТЕС до 29–29,5 % проти 35–36 % при їх роботі в базовому режимі. В інших країнах світу проблема, що пов'язана з нерівномірністю споживання енергії, вирішується шляхом спорудження парогазових або газотурбінних установок (Росія та Німеччина), а також використання існуючих ГЕС (Росія та інші країни).

Регулювання режимів електроспоживання на будь-якому підприємстві, в тому числі і на вугільній шахті, для вирівнювання ГЕН енергосистеми можливо за наявності споживачів-регуляторів, що можуть змінювати свій режим роботи без шкоди технологічному процесу. На шахті такі споживачі є (підйоми, водовідлив, підземний транспорт), інша річ, що для регулювання режимів електроспоживання не завжди існують технологічні можливості. Введення диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію робить економічно виправданим понесення визначених капітальних витрат для досягнення можливості значно знижувати свій рівень електроспоживання в часи максимальних навантажень в енергосистемі, коли електроенергія коштує найбільше, і, навпаки, максимально завантажувати технологічне обладнання вночі, коли енергія найдешевша. Тому тут виникає проблема адаптації режимів електроспоживання вугільних шахт до умов системи електропостачання та необхідність уточнення

максимальних електричних навантажень, що можуть змінитися в результаті регулювання режимів електроспоживання, для перевірки електрообладнання.

Висновки. Отже можна сказати, що сьогодні енергетика України характеризується наявністю декількох основних проблем: застосування морально та фізично застарілого обладнання; низька якість і, відповідно, низький ККД використання палива на ТЕС; значна нерівномірність ГЕН енергосистеми та відсутність достатньої кількості маневрених потужностей; централізація електропостачання та ін. Переведення вугільних шахт на забезпечення електроенергією та теплом від децентралізованого сучасного джерела дозволить значною мірою "пом'якшити" ці проблеми, але це потребує вирішення таких основних завдань:

- 1) адаптація режимів електроспоживання вугільних шахт до умов системи електропостачання;
- 2) техніко-економічне обґрунтування доцільності спорудження децентралізованого джерела;
- 3) уточнення максимальних електричних навантажень вугільних шахт.

Список літератури

1. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень // А.К. Шидловський, Б.С. Стогній, М.М. Кулик та ін. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2004 – 467 с.
2. Разумний Ю.Т., Заїка В.Т., Степаненко Ю.В. Енергозбереження: Навч. посібник. – Д.: НГУ, 2005. – 166 с.
3. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
4. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
5. Астахов Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
6. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали в 2-х томах: Загальні засади енергозбереження / За ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – Т1. – 510 с.