

В роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності експлуатації паротурбінних установок за рахунок економічного розподілу теплових і електричних навантажень між турбінами та сітьовими підігрівачами теплофікаційних турбін на протяжці опалювального періоду. Розроблено наукові засади та методологію розв'язання задач як аналізу станів енергетичних установок, так і їх синтезу (оптимізації) із урахуванням великої кількості факторів

Ключові слова: енергоефективність, турбоустановка, оптимізація, тепла схема, енерговузол, сітьовий підігрівач, режим експлуатації, теплове навантаження, електрична потужність

В работе решена важная научно-техническая задача повышения эффективности эксплуатации паротурбинных установок за счет экономичного распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами и сетевыми подогревателями теплофикационных турбин на протяжении отопительного периода. Разработаны научные основы и методология решения задач, как анализа состояний энергетических установок, так и их синтеза (оптимизации) с учетом большого количества факторов

Ключевые слова: энергоэффективность, турбоустановка, оптимизация, тепловая схема, энергоузел, сетевой подогреватель, режим эксплуатации, тепловая нагрузка, электрическая мощность

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПАРОТУРБІННИХ УСТАНОВОК РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ

О. Л. Шубенко

Член-кореспондент НАН України,
доктор технічних наук, професор*
E-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua

О. В. Сенецький

Кандидат технічних наук*
E-mail: aleksandr-seneckij@ukr.net

О. А. Бабенко

Кандидат технічних наук*
E-mail: ola_babenko@mail.ru
*Відділ оптимізації процесів і
конструкцій турбомашин
Інститут проблем машинобудування
ім. А. М. Підгорного НАН України
вул. Дм. Пожарського, 2/10,
м. Харків, Україна, 61046

1. Вступ

Однією з найважливіших складових добробуту громадян є повне, надійне та екологічно безпечне забезпечення потреб суспільства теплом і електроенергією, іншими енергетичними продуктами. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) України має високорозвинену інфраструктуру електроенергетичної та нафтогазової галузей, достатній шахтний фонд вугільної промисловості. Щодо використання енергоресурсів енергоемність валового внутрішнього продукту (ВВП) України в 2–3 рази перевищує середній рівень розвинених країн світу та є однією з причин збільшення імпорту енергоносіїв [1].

Значна частина споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) припадає на теплові електричні станції (ТЕС) та теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що виробляють електричну та теплову енергію [2, 3]. У зв'язку із зростанням вартості палива, особливо природного газу, важливе значення набуває вирішення задач енергозбереження на основі підвищення термодинамічної ефективності їх обладнання. Тому актуальним є пошук і вибір раціональних режимів роботи теплофікаційних турбоустановок ТЕЦ, що дозволяють без збільшення споживання палива та при збереженні існуючого теплового навантаження за рахунок перерозподілу теплових потоків у відборах турбіни отримати додаткову електроенергію. В [4, 5] розраховано дослідження проводяться при номінальному, базовому і конденсаційному режимах

роботи ТЕЦ та не здійснено пошук розподілу навантажень між сітьовими підігрівачами.

На енерговузлах промислових підприємств, які в даний час забезпечують більше ніж 10 % електроенергії, що виробляється в Україні, використовуються турбоустановки як протитискові, так і конденсаційні з виробничими відборами, що мають різні параметри пари. Рішення задачі оптимального розподілу теплових і електричних навантажень між турбінами енерговузла дозволяє економити паливні ресурси без додаткових капітальних вкладень і без збільшення витрати палива [6]. При цьому необхідно враховувати, що більшість турбін, що експлуатуються на енерговузлах промислових підприємств, виробили свій ресурс, а їх економічність істотно знизилася в залежності від ступеня зносу. У зв'язку з цим, метою роботи є пошук оптимального розподілу навантажень між агрегатами необхідно вести з урахуванням показників економічності кожної енергоустановки. Також важливим напрямом економії ПЕР шляхом впровадження парогазових установок (ПГУ) різного типу на існуючих паротурбінних ТЕЦ та пошук раціональних режимів їх експлуатації [7, 8].

У роботі вирішується задача пошуку раціонального розподілу навантажень між сітьовими підігрівачами потужних теплофікаційних турбін та оптимального розподілу теплових і електричних навантажень між турбінами енерговузла в залежності від їх фізичного стану.

2. Математична модель для визначення раціональних режимів експлуатації паротурбінних установок різної потужності

Для підвищення ефективності експлуатації паротурбінних установок різної потужності використовуються математична модель (ММ) і базовий програмний комплекс (ПК) для дослідження осьових турбін SCAT [9, 10], розроблений в ІПМаш НАН України і адаптований авторами до умов компоновки та експлуатації енергетичного обладнання потужних теплових енергетичних установок та енерговузлів промислових підприємств.

Базову ММ верифіковано за результатами досліджень теплових схем ТЕЦ малої та великої потужності. Об'єктом верифікації виступає:

- турбіна малої потужності (ПТ-12, встановлена на енерговузлі ТОВ «Ясинівський КХЗ»);
- турбіна великої потужності (Т-100/120-130 енергоблоків № 1 та № 2 ПАТ «ХАРКІВСЬКА ТЕЦ-5»).

Результати проведеної верифікації підтвердили доцільність використання інформаційних моделей турбоустановок для виконання розрахункових досліджень.

Під час розв'язання задачі комплексного пошуку найкращих параметрів і профілю теплоенергетичної установки її математичне формулювання може бути подане таким чином.

Залежно від поставленої задачі необхідно мінімізувати або максимізувати нелінійну функцію цілі

$$N = N(X, Y, Z), \tag{1}$$

$$X \in XD,$$

де XD – допустима область зміни функції N, визначається системою нелінійних обмежень:

– у вигляді рівності

$$\Phi_j(X_j, Y_j, Z_j) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n_{TC}; \tag{2}$$

– у вигляді нерівностей

$$[F_{min}] \leq F(X, Y, Z) \leq [F_{max}], \tag{3}$$

$$[U_{min}] \leq U(X, Y, Z) \leq [U_{max}],$$

– на незалежні параметри зв'язку

$$Y_{min i} < Y_i < Y_{max i}, \quad i = 1, 2, \dots, k, \tag{4}$$

– конструктивні параметри

$$X_{min i} < X_i < X_{max i}, \quad i = 1, 2, \dots, k, \tag{5}$$

де X – безліч конструктивних параметрів енергоустановки; Y – безліч визначуваних параметрів стану (термодинамічних параметрів і ККД); Z – безліч заданих зовнішніх факторів (температура зовнішнього повітря та ін.); Φ_j – сукупність рівнянь балансів для всіх елементів обладнання установки.

Задача пошуку найкращих параметрів і профілю теплоенергетичної установки (1) розв'язується з використанням методу планування експерименту: знаходяться значення незалежних параметрів зв'язків, конструктивні параметри і сукупність значень дискретних параметрів (ознак) конструктивно-ком-

понувального типу установки, для яких функція цих параметрів N досягає мінімуму або максимуму за дотримання умов (2)–(5).

Для дослідження характеристик ПГУ наданий розрахунково-обчислювальний комплекс доповнено блоками розрахунків ГТУ. Це дозволило на основі моделей, що використовуються у вигляді сукупності окремих ділянок, які поєднані в структурні схеми енергоустановок, визначити характеристики ПГУ.

3. Підвищення ефективності роботи паротурбінних установок різного типу шляхом перерозподілу теплових та електричних навантажень на прикладі Ясинівського КХЗ

Підвищення економічності міні-ТЕЦ досягається шляхом знаходження оптимального режиму роботи паротурбінних установок (ПТУ) енергетичного вузла з урахуванням впливу зміни ККД кожної з турбін на розподіл навантажень між турбінами, що знаходяться в експлуатації.

Розрахункові дослідження за визначенням раціонального розподілу навантажень між турбінами проведено на прикладі енерговузла ТОВ «Ясинівський КХЗ» [1, 11]. Результати можуть поширюватися і на інші енерговузли, оскільки в більшості випадків вони мають схожі теплові схеми. Енерговузол працює в режимі ТЕЦ, його принципова теплова схема наведена на рис. 1.

У якості критерію економічної роботи енерговузла прийнято його сумарна електрична потужність. Стан енерговузла характеризується такими параметрами: G_{0PT} , G_{0P-6} – витрата пари на турбіни ПТ-12 та P-6; $G_{ВПPT-12}$, $G_{ВП P-6}$ – витрата пари низького тиску на власні потреби (ВП) ТЕЦ від турбін ПТ-12 і P-6 відповідно; $G_{ВП h}$ – витрата пари високого тиску від турбіни ПТ-12; N_{PT} , N_{P-6} – потужність турбін ПТ-12 і P-6; $N_{сум}$ – сумарна потужність турбін. Значення цих параметрів в загальному випадку залежать від виробничо-технологічних режимів функціонування підприємства.

Аналіз математичної моделі теплової схеми ТЕЦ ТОВ «Ясинівський КХЗ» показав, що незалежною змінною є тільки один з перерахованих параметрів, а саме G_{0PT} . Параметри $G_{ВПPT-12}$, G_{0P-6} , $G_{ВП P-6}$ визначаються в процесі чисельного експерименту, а параметри N_{PT} і N_{P-6} – за допомогою повної математичної моделі енергоустановки з використанням початкових математичних моделей турбін ПТ-12 і P-6, сформованих із застосуванням операторів еквівалентування.

Розраховано оптимальні витрати пари на турбіни P-6 та ПТ-12 за номінальної їх економічності (прийнятої заводом виробником) і змінної витрати пари на енерговузол ($G_0 = 120; 127,5; 135$ т/год). Виграш потужності представлено на рис. 2.

Урахування зміни економічності турбін, які експлуатуються на міні-ТЕЦ, призводить до суттєвого перерозподілу навантажень між ними.

Проведено розрахунки з пошуку оптимальної роботи турбін P-6 та ПТ-12 у разі постійної витрати пари на енерговузол ($G_0 = 135$ т/год). При цьому економічність турбіни ПТ-12 приймалася номінальною, економічність турбіни P-6 варіювалася відносно номінальної при $G_{ВП h} = 50$ т/год; $G_{ВПЛ} = G_{ВПPT-12} + G_{ВП P-6} = 40$ т/год. Виграш потужності представлено на рис. 3.

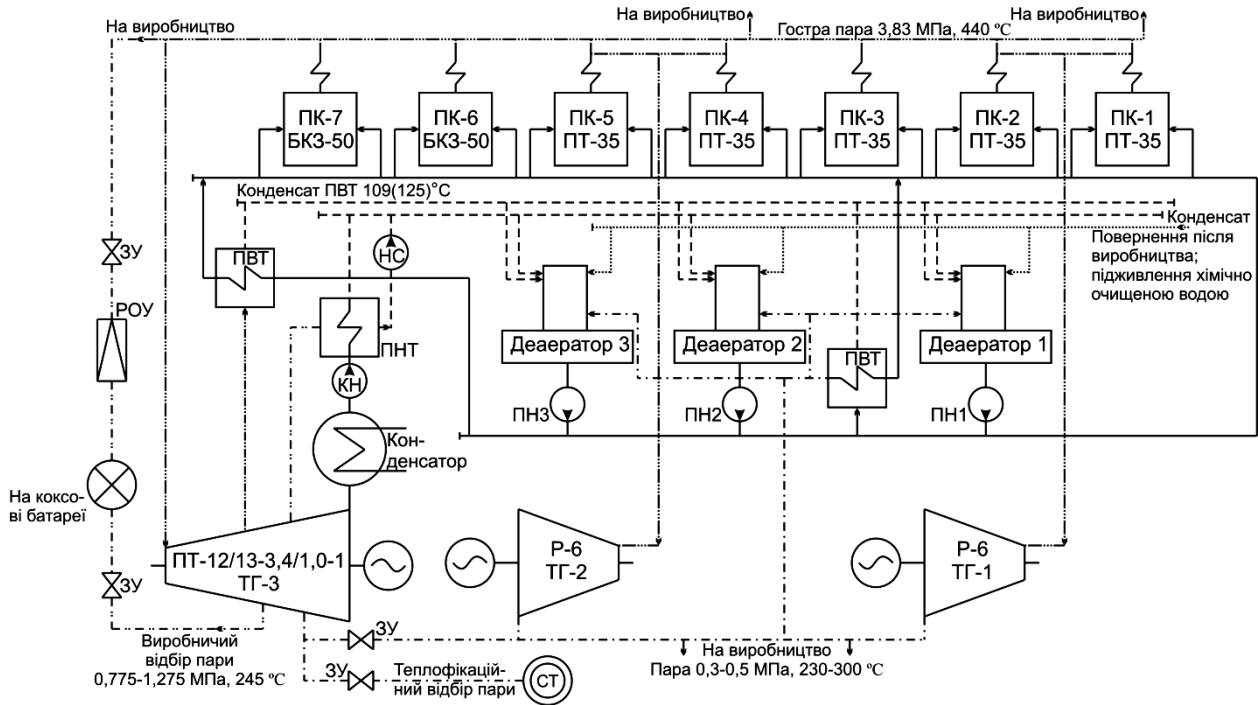


Рис. 1. Принципова тепла схема ТЕЦ ТОВ «Ясинівський КХЗ»

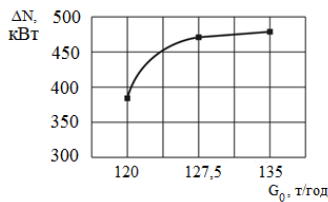


Рис. 2. Виграш по потужності у разі оптимального розподілу витрат за умови номінальних ККД турбін

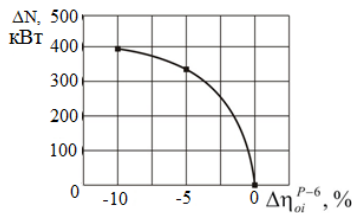


Рис. 3. Виграш по потужності з урахуванням зміни економічності

У роботі проведено порівняння фактичного і розрахункового режимів роботи енерговузла. Встановлено, що виграш в сумарній потужності за рахунок ефективного розподілу навантажень між турбінами енерговузла може досягати ≈ 900 кВт ($\approx 6,0\%$), з яких тільки за рахунок урахування зміни економічності турбін ≈ 400 кВт.

Таким чином, для розв'язання задачі розподілу теплових і електричних навантажень між турбінами ТЕЦ необхідно враховувати як зовнішні умови функціонування енергокомплексу (необхідний рівень споживання електроенергії, пари і теплоти, паровиробництва котлів, наявність паливних ресурсів та ін.), так і внутрішні, фактичні показники ефективності і стану обладнання турбоустановок.

4. Рішення задачі енергозбереження на прикладі Кіровоградської ТЕЦ шляхом розширення її теплової схеми газотурбінною надбудовою

З можливих варіантів реалізації комбінованого циклу з використанням устаткування, що експлуатується на ТЕЦ, найбільш економічною є реалізація складної схеми парогазової установки, в якій вихлопні гази ГТУ скидаються в існуючий ЕПК і дозволяють виробляти пару для парових турбін з найбільш поширеними параметрами пари малих ТЕЦ $P_0 = 3,43$ МПа, $t_0 = 435$ °С. Для такої ПГУ необхідно використовувати ГТУ, температура газів на виході якої ≈ 470 °С.

Для реалізації парогазового циклу у якості об'єкту дослідження розглянуто цикл з газотурбінною установкою ГТУ-6000 (ДП НПК «Зоря-Машпроект», м. Миколаїв), потужністю 6 МВт [1]. Скид вихлопних газів після ГТУ здійснювався в паровий котел ГМ-50-1 з турбіною Т-6, яка встановлена на Кіровоградській ТЕЦ (принципова тепла схема зображена на рис. 4).

Дослідження проводилися за умови спалювання в камері згоряння ГТУ і ЕПК природного газу. Витрата пари на турбіну взаємозв'язана з витратою вихлопних газів ГТУ і кількістю додатково спалюваного в котлі палива. Для даного прикладу розрахунок показників енергетичної установки починається з величини додаткового палива в ЕПК 266 м³/год, оскільки за меншою витратою не забезпечуються номінальні параметри пари перед турбіною Т-6.

Встановлено, що при збільшенні витрати додаткового палива в ЕПК питомі витрати тепла зменшуються. Цей результат пояснюється тим, що відбувається підвищення ефективності роботи ЕПК і парової турбіни за рахунок наближення до номінального режиму експлуатації. Витрата додаткового палива становить $266-732$ м³/год. Витрата палива в ЕПК обмежена над-

лишком повітря у вихлопних газах ГТУ. Обмеженням також є пропускна спроможність газового тракту котельного агрегату. Оскільки температури вихлопних газів ГТУ достатньо для створення умов горіння в топці котла, то поверхню нагріву водяного економайзера можна збільшити за рахунок видалення повітропідігрівача. Аналіз реалізації наданих конструктивних змін показав, що у разі збільшення поверхні нагріву за умов постійної витрати додаткового палива в ЕПК зростає електрична потужність ПГУ. При цьому температура вихідних газів знижується за рахунок збільшення поверхні нагріву економайзера, що свідчить про повніше використання теплоти спалюваного палива. Результати розрахунків представлено на рис. 5, а і рис. 5, б.

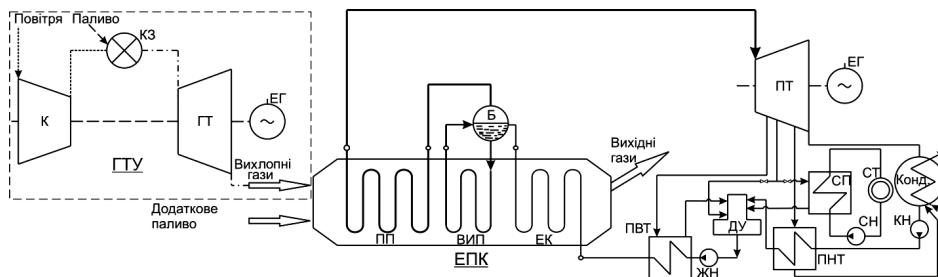


Рис. 4. Принципова теплова схема ПГУ зі скидом вихлопних газів ГТУ в ЕПК

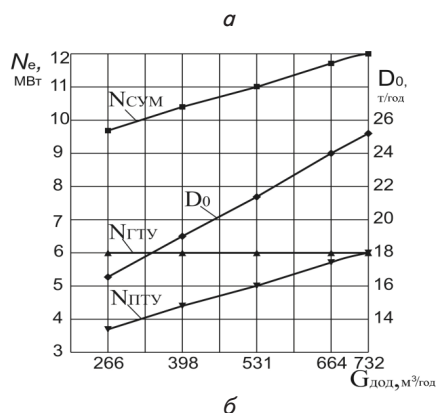
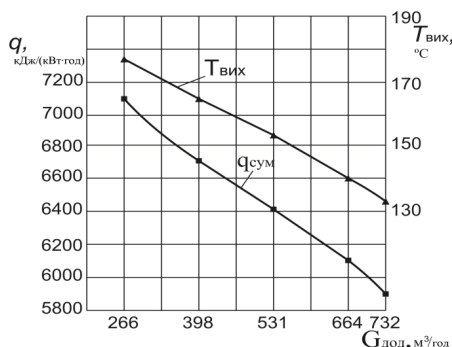


Рис. 5. Вплив витрати додатково спалюваного палива в ЕПК на загальні показники ПГУ: а – витрати теплоти; б – зміна потужності турбіни в залежності від кількості палива, що спалюється

Загальна питома витрата теплоти на виробництво електроенергії в ПГУ знижується від 7100 до

5900 кДж/(кВт·год) у разі збільшення витрати додатково палива в ЕПК з 266 до 732 м³/год, що забезпечує економію паливних ресурсів на $\approx 16,0\%$, з яких $\approx 4,0\%$ за рахунок збільшення поверхні нагріву економайзера.

5. Генерація додаткової електроенергії на енергоблоках Харківської ТЕЦ-5 шляхом удосконалення режимів відпуску теплоти

Поставлена мета щодо генерації додаткової електроенергії від енергоблоків з турбінами Т-100/120-130 та Т-250/300-240 Харківської ТЕЦ-5, принципові теплові схеми яких наведено на рис. 6, а, б, досягається за рахунок оптимального розподілу теплових навантажень між сітовими підігрівачами теплофікаційних турбін при збереженні обсягу постачання тепла споживачеві [3, 12, 13]. Проведено розрахункові дослідження режимів роботи турбоустановок та запропоновано раціональний спосіб

забезпечення температурного графіку центрального регулювання відпуску теплоти шляхом організації обводу підігрівача верхнього ступеня частиною сітрової води, взятої на виході з підігрівача нижнього ступеня.

Критерієм оцінки ефективності роботи теплофікаційних турбін обрано

$$\Delta N_T = N_T - N_T^6 = F(G_0, Q_{T1}, Q_{T2}, t_{\text{зп}}, G_{\text{св}}), \tag{6}$$

де N_T – потужність турбіни при заданих умовах роботи, МВт; N_T^6 – потужність турбіни при інструкційних характеристиках режиму роботи, МВт; G_0 – витрата свіжої пари, т/год; Q_{T1}, Q_{T2} – кількість тепла, що передається воді в сітових підігрівачах № 1 та № 2, МВт; $t_{\text{зп}}$ – температура зовнішнього повітря, °С; $G_{\text{св}}$ – витрата сітрової води, т/год.

На режимах роботи турбоустановок при середньому тепловому навантаженні 36–172 МВт (осінньо-весняні режими), при температурі сітрової води на виході з теплофікаційної установки до 100 °С приріст потужності може дорівнювати: для турбіни Т-100/120-130 – 8,72 МВт, для турбіни Т-250/300-240 – 14,8 МВт, що дозволить зменшити витрати теплоти на 590 та 480 кДж/(кВт·год) відповідно.

Наданий спосіб регулювання температури прямої сітрової води може застосовуватися на теплофікаційних турбоустановках типу Т-50/60-130, Т-100/120-130, Т-180/210-130, Т-250/300-240 та Т-260/300-240, які мають двоступінчасту схему підігріву сітрової води [3].

Для таких турбін залежність приросту потужності турбіни від $G_0, G_{\text{св}}, t_{\text{зп}}$ може бути описана рівнянням регресії

$$\Delta N_T = a_0 \cdot G_0 + a_1 \cdot G_{CB} + a_2 \cdot t_{зп} + a_3 \cdot G_0 \cdot G_{CB} + a_4 \cdot G_0 \cdot t_{зп} + a_5 \cdot G_{CB} \cdot t_{зп} + a_6 \cdot G_0 \cdot G_{CB} \cdot t_{зп} + a_7, \quad (7)$$

де ΔN_T – приріст потужності турбіни, МВт; G_0 – витрата свіжої пари, т/год; G_{CB} – витрата сітьової води, т/год; $t_{зп}$ – температура зовнішнього повітря, °С.

де a_i ($i=0...7$), b_i ($i=0...3$) – коефіцієнти, що визначаються для конкретного типу турбіни та залежать від діапазону зміни температури зовнішнього повітря:

– для турбіни Т-100/120-130 при $-5 \leq t_{зп} < 3,5$ °С – $295 \leq G_0 \leq (455 + 3 t_{зп})$ т/год; $1000 \leq G_{CB} \leq (2300 + 220 t_{зп})$ т/год, при $3,5 \leq t_{зп} \leq 10$ °С – $295 \leq G_0 \leq (436,69 - 0,7692 t_{зп})$ т/год; $1000 \leq G_{CB} \leq (2138,46 + 46,154 t_{зп})$ т/год;

– для турбіни Т-250/300-240 при $-5 \leq t_{зп} < 3,5$ °С – $(465 - 58 t_{зп}) \leq G_0 \leq 980$ т/год; $1500 \leq G_{CB} \leq (2810 + 48 t_{зп})$ т/год, при $3,5 \leq t_{зп} \leq 10$ °С – $400 \leq G_0 \leq (750,77 - 3,077 t_{зп})$ т/год; $1500 \leq G_{CB} \leq (2934,62 + 61,538 t_{зп})$ т/год.

Отримані рівняння регресії (7)–(8) для турбін Т-100/120-130 та Т-250/300-240 з коефіцієнтами регресії a_i , b_i дозволяють при заданих значеннях витрати свіжої пари G_0 (яка характеризує режим виробництва електричної енергії), витрати сітьової води G_{CB} (яка характеризує режим відпуску теплоти зовнішнім споживачам) і температурі зовнішнього повітря $t_{зп}$ визначити приріст потужності турбіни ΔN_T за рахунок оптимального регулювання температури прямої сітьової води. Збільшення потужності дозволяє при однаковій витраті палива видати до енергомережі додаткову електричну енергію, або при заданому електричному навантаженні знизити витрати палива (природного газу).

Застосування раціонального способу регулювання температури сітьової води в теплофікаційних уста-

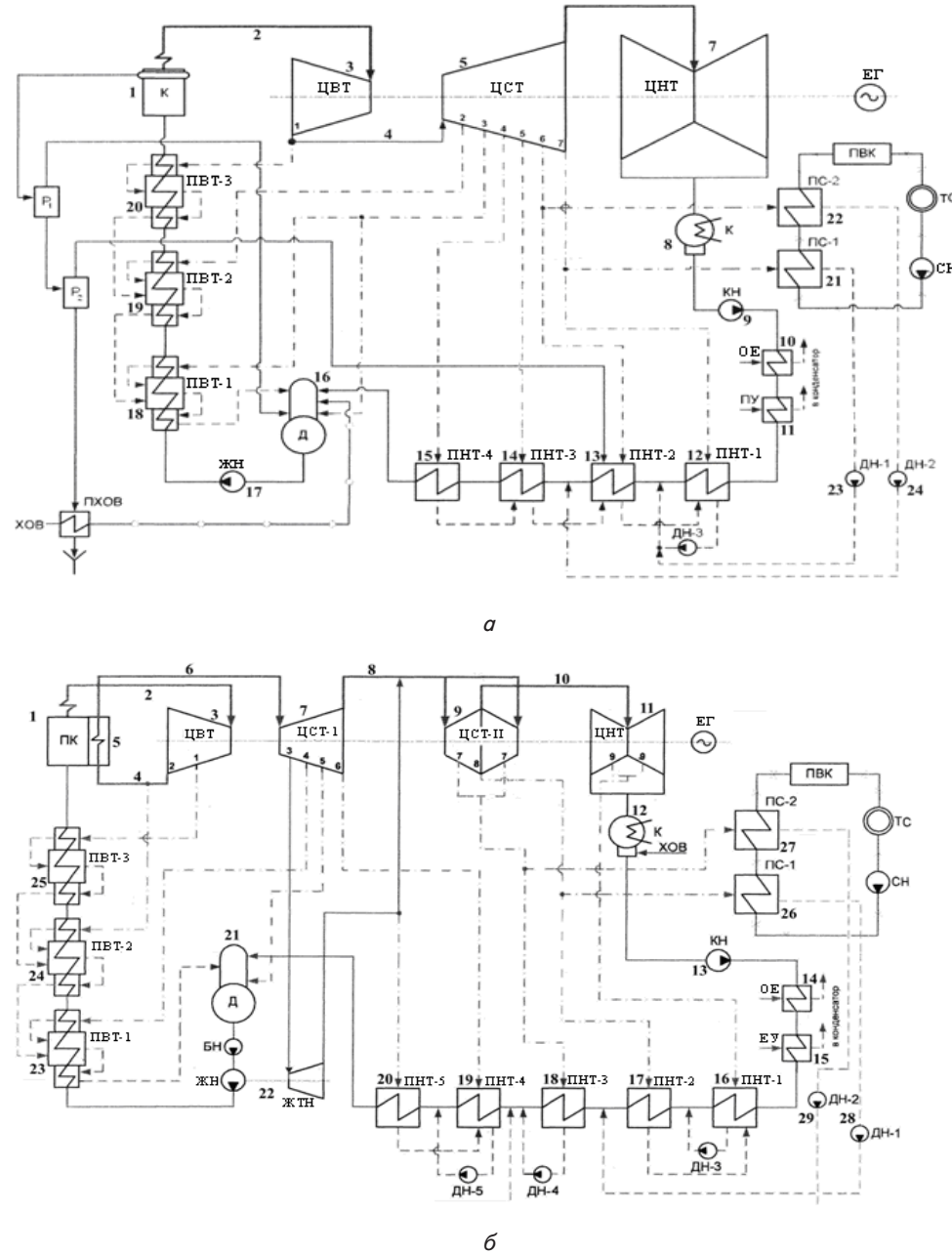


Рис. 6. Принципові теплові схеми паротурбінних установок Харківської ТЕЦ-5: а – турбіна Т-100/120-130; б – турбіна Т-250/300-240

Зміну потужності на теплофікаційному режимі в залежності від витрати свіжої пари для кожної із турбін показано на рис. 7, а і рис. 7, б.

Границі області приросту потужності турбіни описуються рівнянням

$$G_{CB} = b_0 \cdot G_0 + b_1 \cdot t_{зп} + b_2 \cdot G_0 \cdot t_{зп} + b_3, \quad (8)$$

новках протягом опалювального періоду з урахуванням зміни температури зовнішнього повітря від -5 до 10 °С дозволяє економити на турбоагрегатах з турбінами Т-100/120-130 до 6670 т. у. п, а з турбінами Т-250/300-240 – 10500 т. у. п, що еквівалентно економії природного газу в обсязі 5,7 млн. м³ та 9,0 млн. м³ відповідно.

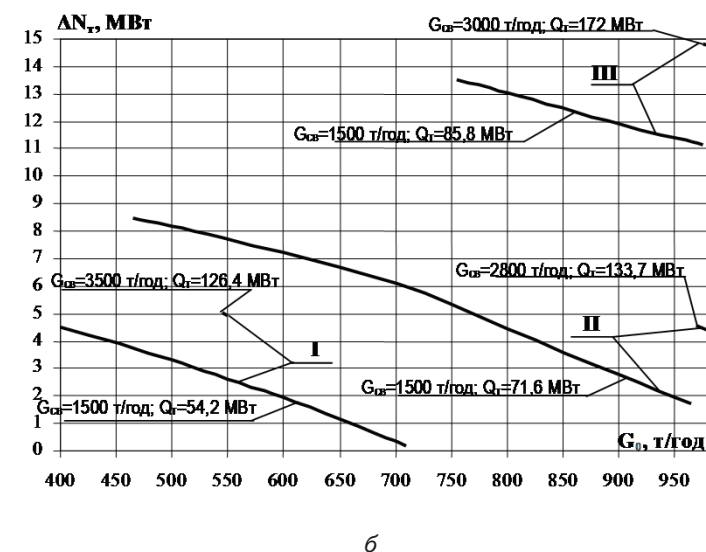
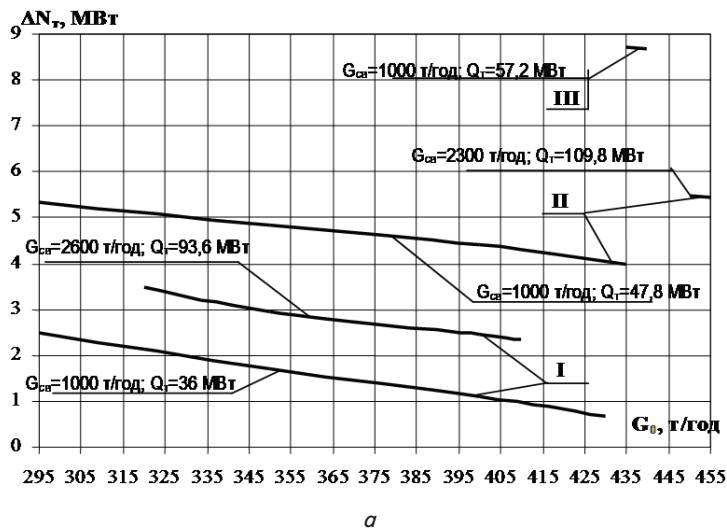


Рис. 7. Зміна потужності турбіни на теплофікаційному режимі в залежності від витрати свіжої пари: а – турбіна Т-100/120-130; б – турбіна Т-250/300-240; I – $t_{3н}=+10\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_1=46\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2=77\text{ }^{\circ}\text{C}$; II – $t_{3н}=0\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_1=46\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2=87\text{ }^{\circ}\text{C}$; III – $t_{3н}=-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_1=51\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2=100\text{ }^{\circ}\text{C}$ – режими роботи турбоустановок

6. Висновки

1. Удосконалено програмний комплекс, який використовується для пошуку оптимальних навантажень устаткування енерговузлів промислових підприємств при різних умовах їх експлуатації та для пошуку раціональних режимів роботи теплофікаційних парових турбін ТЕЦ. Проведено адаптацію математичної моделі стосовно задачі енергозбереження на енерговузлах промислових підприємств.

Створено інформаційні моделі теплофікаційних турбоустановок Т-100/120-130 та Т-250/300-240 для проведення розрахункових досліджень.

Верифікація програми для дослідження роботи обраних об'єктів – Ясинівський КХЗ, Кіровоградська ТЕЦ, Харківська ТЕЦ-5 з теплофікаційними турбінами Т-100/120-130 та Т-250/300-240 – показала гарний збіг розрахункових значень потужності турбін у всьому діапазоні регулювання, що дозволяє вико-

ристовувати розроблену програму для оцінки ефективності роботи паротурбінних установок в різних умовах експлуатації.

2. Виконано розрахункові дослідження завантаження турбін промислового підприємства (на прикладі енерговузла ВАТ «Ясинівський КХЗ»), що виявило значний резерв підвищення ефективності їх експлуатації за рахунок оптимального розподілу навантажень між турбінами.

3. Виконано дослідження, які показали доцільність підвищення ефективності паротурбінної ТЕЦ шляхом установки газотурбінної надбудови зі скиданням вихлопних газів ГТУ у ЕПК (на прикладі Кіровоградської ТЕЦ). Для діючої ТЕЦ ефективним є використання скидної схеми при реалізації ПГУ.

4. Згідно проведених розрахункових досліджень режимів роботи турбоустановок Т-100/120-130 та Т-250/300-240 (на прикладі Харківської ТЕЦ-5) запропоновано раціональний спосіб забезпечення температурного графіку центрального регулювання відпуску теплоти шляхом організації обводу підігрівача верхнього ступеня частиною сітрової води, взятої на виході з підігрівача нижнього ступеня.

Література

1. Шубенко, А. Л. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности [Текст] / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А. В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак. – НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с.
2. Мацевитый, Ю. М. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и совершенствования режимов их эксплуатации [Текст] / Ю. М. Мацевитый, Н. Г. Шульженко, В. Н. Голощанов и др. – К.: Наукова думка, 2008. – 366 с.
3. Трухний, А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов [Текст] / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – М.: МЭИ, 2006. – 540 с.
4. Султанов, М. М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности [Текст]: Итоги диссер. иссл. / М. М. Султанов // Труды II Всероссийского конкурса молодых ученых. М.: РАН, 2010. – С. 23–29.
5. Клер, А. М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин [Текст] / А. М. Клер, А. С. Максимов, Е. Л. Степанова // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т. 13, № 1 – С. 15–167.
6. Андрушин, А. В. Алгоритм распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом, схемами отпуска тепла и электроэнергии [Текст]: тр. Всерос. науч.-прак. конф. / А. В. Андрушин, В. А. Макарьян, А. Н. Черняев //

- Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем. М.: МЭИ. – 2010. – Т. 1. – С. 33–35.
7. Lugand, P. Advantages of steam-gas combined cycle power plants [Text] / P. Lugand, J. Paren // Alsthom Rev. – 1989. – № 13. – P. 3–18.
 8. De Biasi, V. Cascade waste heat recovery for gas turbine power and efficiency [Electronic resource] / V. De Biasi // Gaz Turbine World, 2008. – P. 22–25. – Official website of WOW Energy. – Available at: www.wowenergies.com/GTW%20%2022-25%20Simple%20Cycle%20Power%20Recovery.pdf. – Title from the screen.
 9. Лыхвар, Н. В. Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ [Текст] / Н. В. Лыхвар // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: сб. научн. трудов. – 2003. – Т. 2. – С. 413–419.
 10. Лыхвар, Н. В. Решение задачи рационального распределения нагрузок между турбинами промышленного энергоузла [Текст] / Н. В. Лыхвар, Н. Ю. Бабак // Проблемы Машиностроения. – 2008. – № 5–6. – С. 11–19.
 11. Бабак, Н. Ю. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод» [Текст] / Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцева и др. // Проблемы Машиностроения. – 2007. – Т. 10, № 1. – С. 4–12.
 12. Пат. 90789 Україна, МПК(2009) F01D 17/00, F01K 7/00, G05D 27/00. Спосіб регулювання температури сипової води у теплофікаційних турбоустановках [Текст] / Залізняк О. А., Козлоков О. Ю., Лихвар М. В., Шубенко О. Л., Голощапов В. М. // Ін-т проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України. – № а 2008 11173; заявл. 15.09.2008; опубл. 25.05.2010, Бюл. № 10.
 13. Бабенко, О. А. Підвищення ефективності теплофікаційних блоків ТЕЦ шляхом удосконалення їх режимів роботи [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.05.16 / О. А. Бабенко // Ін-т проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України. – Харків, 2013. – 20 с.

Стаття присвячена аналізу впливу методів управління потужністю енергоблока з ВВЕР-1000 в маневреному режимі на кількісну міру стійкості, а саме на величину аксіального офсету. Були описані автоматизовані системи регулювання потужності енергоблоку з реактором ВВЕР-1000 для експлуатації в маневреному режимі, а також змодельовані і приведені графіки зміни аксіального офсету реактора

Ключові слова: автоматизована система регулювання, програми регулювання, аксіальний офсет, маневрений режим, ВВЕР-1000

Стаття посвящена аналізу впливу методів управління потужністю енергоблока з ВВЕР-1000 в маневреному режимі на кількісну міру стійкості, а саме на величину аксіального офсету. Були описані автоматизовані системи регулювання потужністю енергоблоку з реактором ВВЕР-1000 для експлуатації в маневреному режимі, а також змодельовані і приведені графіки зміни аксіального офсету реактора

Ключевые слова: автоматизированная система регулирования, программы регулирования, аксиальный офсет, маневренный режим, ВВЕР-1000

УДК 621.039.56:681.5

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКА С ВОДО- ВОДЯНЫМ РЕАКТОРОМ НА АКСИАЛЬНЫЙ ОФСЕТ

Т. В. Фоц

Аспирант*

E-mail: antariuz@gmail.com

М. В. Максимов

Доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой*

E-mail: prof.maksimov@gmail.com

М. В. Никольский

Аспирант*

E-mail vit_nik@ukr.net

*Кафедра автоматизации

теплоэнергетических процессов

Одесский национальный политехнический университет

пр. Шевченка, 1, г. Одесса, Украина, 65044

1. Введение

Для обеспечения устойчивой и надежной работоспособности реактора АЭС в первую очередь необ-

ходимо поддерживать устойчивость распределения нейтронов по всей высоте активной зоны (АКЗ) и стабильность поля энерговыделения. В процессе выгорания ядерного топлива образуются нуклиды, ко-