

ПРОБЛЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВІД ДІЮЧИХ КОНДЕНСАЦІЙНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Реальним шляхом зниження питомої витрати палива на конденсаційних електростанціях (КЕС) є організація теплофікаційного термодинамічного циклу. За рахунок комбінованого виробітку електричної та теплової енергії на КЕС можливо підвищити ефективність паливовикористання до 82...88% [1]. В порівнянні з витратою палива на виробіток тієї ж кількості електроенергії та теплоти в роздільній схемі енергопостачання економія палива складає до 25% [2]. Проекти переводу КЕС на роботу в теплофікаційному режимі в Україні вже успішно реалізуються на енергоблоках 150 МВт Придніпровської ТЕС [3].

Таким чином, аналіз, дослідження та розробки рекомендацій щодо організації теплопостачання міст від потужних конденсаційних енергоблоків ТЕС є актуальним, має наукове та практичне значення.

Метою даної роботи є проведення

аналізу можливості теплопостачання міст від енергоблоків 300 МВт (на прикладі Трипільської ТЕС АК "Центренерго").

Основною перевагою ТЕС та АЕС як джерел теплопостачання є мінімальний період реалізації проєктів: джерело теплопостачання існує; основне обладнання освоєно та випускається промисловістю; необхідно тільки пристосувати конденсаційні турбіни для роботи в теплофікаційному режимі та прокласти теплотрасу від електростанції до споживачів теплової енергії.

В сучасних умовах розвитку енергетики застосування конденсаційних електростанцій України, які обладнані турбоагрегатами потужністю 300 МВт (42 енергоблоки), для централізованого теплопостачання міст та промислових територій є особливо актуальним з таких причин:

1. При оптимальних технічних рішеннях є

- можливість отримати значну економію капіталовкладень та розрахункових витрат в галузі.
2. Скорочується термін вводу теплофікаційних потужностей (модернізацію конденсаційної турбіни в теплофікаційну можна здійснити за декілька місяців; на виготовлення, монтаж та ввід в дію теплофікаційного агрегату необхідно 2 – 3 роки).
 3. Покращується санітарний стан повітряного та водного басейнів міст (комбіноване виробництво теплової енергії здійснюється на значній відстані від населених пунктів).
 4. Не потрібно відчуження земельних масивів в зоні розміщення ТЕС як нових джерел тепла, організації паливних господарств, систем водопостачання тощо.
 5. При роботі КЕС на кам'яному вугіллі є можливість зменшити в паливному балансі такі гостродефіцитні палива як газ та мазут, які необхідно було б виділяти для нових джерел тепла.
 6. При роботі КЕС на газі та мазуті суттєве скорочення використання палива має місце за рахунок організації теплофікаційного циклу.

Зазвичай, в проектах КЕС планується відпуск тепла з мережною водою тільки для селища енергетиків станції та її промшляди, в зв'язку з чим проектна потужність мережних підігрівачів знаходиться в межах 30...100 МВт, а відбір теплоти здійснюється із одного-двох регенеративних відборів. Бойлерними обладнуються одна – дві турбіни. Однак, згодом, після закінчення будівництва КЕС в безпосередній близькості від електростанції, як правило, з'являються нові споживачі тепла, не передбачені проектом. Крім того, селища енергетиків швидко переростають в міста. Тому величина додаткових навантажень може досягати 500...700 МВт (в гарячій воді і в парі) [1, 4].

Так, наприклад, у проекті Трипільської ТЕС (Тп ТЕС) потужністю 1800 МВт було закладено теплову потужність 52,2 МВт (1967р.) від першого енергоблоку 300 МВт: основний мережний підігрівач від VI відбору циліндру середнього тиску, піковий – від IV регенеративного відбору ЦСТ. Але сьогодні для забезпечення потреб самої ТЕС та м.Українка цього недостатньо. Площа забудови міста за ці роки збільшилась майже

в 3 рази, з'явилися будівлі 9...16 поверхів, населення складає більше 20 тис. осіб. Все це вимусило розширити систему теплопостачання від Тп ТЕС і теплофікаційні установки змонтовані на всіх 6-ти енергоблоках. При цьому було враховано те, що ТЕС працює за електричним графіком навантаження і в маневрових режимах зі зниженням електричної потужності не тільки в нічний провал навантаження енергосистеми, але і вдень. Система ж теплопостачання повинна гарантувати відпуск теплоти протягом кожної доби року.

При використанні конкретної КЕС для відпуску тепла необхідно вирішувати наступні питання: можливість застосування існуючих котелень для об'єднаної роботи з КЕС (базових і пікових джерел); обґрунтування зони централізованого теплопостачання від КЕС; вибір параметрів температурного графіка системи; реконструкція турбін; розміщення теплофікаційного обладнання (підігрівачі, насоси тощо) в будівлях станції.

Найважливішим питанням при пристосуванні КЕС для теплопостачання є також необхідність компенсування зниження електричної потужності, пов'язаної із збільшенням відбору пари від турбіни, а також з погіршенням внутрішнього коефіцієнта корисної дії циліндрів низького тиску турбін (ЦНТ). Реконструкція КЕС в широких масштабах може призвести до значних змін в таких технічних системах як електроенергетична, тепло-, водо- та паливостачаючі, а також навколишнього середовища. Всі ці зміни необхідно враховувати в проектах реконструкції КЕС.

Конструктивна відмінність теплофікаційної турбіни від конденсаційної полягає в тому, що у першій в доповнення до місць розташування регенеративних відборів пари для підігріву живильної води котлів передбачаються теплофікаційні відбори для відпуску теплоти зовнішнім споживачам. Розміщення та розміри таких відборів визначаються температурою нагріву мережної води, що є вирішальним для вибору розрахункового тиску відборів та їх теплових навантажень.

При модернізації конденсаційних турбін в теплофікаційні змінюються їх потенційні можливості з точки зору маневреності роботи за електричним графіком, оскільки максимальна потреба в електроенергії, з одного боку, та в теплоті, з іншого, існує в

один і той же час протягом значної частини опалювального сезону. Для визначення оптимальних режимів використання теплофікаційної установки протягом року на графік електричного навантаження треба накладати графік теплового навантаження з кількістю годин використання максимуму (в залежності від кліматичних умов) від 2500 до 4000 год на рік.

До основних вимог щодо використання конденсаційних турбін як теплофікаційних можна віднести:

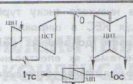
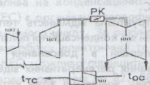
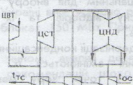
1. Для термодинамічного і структурного перетворення конденсаційної турбоустановки в теплофікаційну вирішальним є графіки її електричного і теплового навантаження та співвідношення теплової і електричної потужності за різних режимів експлуатації (за диспетчерським графіком).
2. Характеристики вироблення електроенергії та відбору теплофікаційної пари повинні бути незалежними між собою, а зниження електричної потужності в

зв'язку з відбором теплоти повинно бути низьким у всьому діапазоні електричних навантажень.

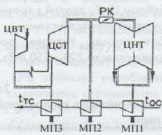
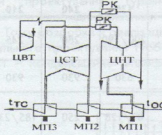
3. При збереженні конденсаційної частини турбіни треба враховувати вплив теплофікаційного режиму на оптимальну температуру вихлопу (вакуум).
4. При реконструкції конденсаційної частини визначальним є зимовий режим роботи турбоустановки (теплофікаційний, конденсаційний, змішаний).

Для виконання цих вимог повинні бути обрані найбільш сприятливий термодинамічний цикл і схема реконструкції турбоустановки відповідно до проектних умов, що залежить від початкових параметрів пари, наявності промперегріву, потужності і структурної схеми проточної частини турбіни. Можливі цикли використання конденсаційних турбін як теплофікаційних з відбором теплоти на підігрів мережної води наведені в таблиці 1 [1].

Таблиця 1
Можливі цикли використання конденсаційних турбін як теплофікаційних з відбором теплоти на підігрів мережної води

Цикл	Переваги	Недоліки
	<ul style="list-style-type: none"> -Проста конструкція; -Немає дроселювання конденсаційного потоку -Невелика втрата потужності. 	<ul style="list-style-type: none"> -Відбір теплоти та температура нагріву води залежать від електричного навантаження.
	<ul style="list-style-type: none"> -Великий відбір теплоти; -Підтримка необхідної температури мережної води незалежно від електричного навантаження. 	<ul style="list-style-type: none"> -Значна втрата потужності в теплофікаційному режимі; -Дроселювання конденсаційного потоку при малих електричних навантаженнях; -Більша вартість реконструкції.
	<ul style="list-style-type: none"> -Менша втрата потужності за рахунок ступеневого підігріву мережної води; -Немає дроселювання конденсаційного потоку; -Можливий нагрів мережної води до більш високої температури. 	<ul style="list-style-type: none"> -Відбір теплоти та температура нагріву залежать від електричного навантаження; -Більша поверхня мережних підігрівачів; -Складна конструкція.

Продовження табл.1

Цикл	Переваги	Недоліки
	<ul style="list-style-type: none"> -Гнучкий режим роботи за електричним та тепловим графіком; -Більший відбір теплоти; -Підтримка необхідної температури мережної води незалежно від електричного навантаження; -Більша економічність за рахунок ступеневого підігріву мережної води. 	<ul style="list-style-type: none"> -Значна втрата потужності в теплофікаційному режимі; -Дроселювання конденсаційного потоку при малих електричних навантаженнях; -Дорожка реконструкція;
	<ul style="list-style-type: none"> -Гнучкий режим роботи по електричному та тепловому графіку; -Більший відбір теплоти; -Висока ефективність ступеневого підігріву мережної води на всіх режимах; -Незначна втрата електричної потужності з теплофікаційним відбором пари. 	<ul style="list-style-type: none"> -Складна та дорога реконструкція.

Проектно-конструкторські розробки по модернізації конденсаційних турбін виконані за участю Харківської філії ЦКБ Головергоремонту, ВПІ ім. Дзержинського, ОРДРЕС, кафедри ТЕС Білоруського політехнічного інституту, БелВНІПенергопрома і орієнтують на наступні рішення:

1. Переведення конденсаційних турбін (тип К) на виробничий або опалювальний протитиск із підігрівом мережної чи додаткової води у конденсаторі. Така модернізація турбін типу К в турбіні типу Р конструктивно відпрацьована і широко здійснена на установках електричної потужності 25...100 МВт середнього і високого тиску з метою виключення неекономічного конденсаційного вироблення електроенергії і підвищення теплової потужності турбін [1, 4, 5].
2. Переведення турбін типу К на опалювальний протитиск з організацією двоступінчастого підігріву мережної води за схемою: конденсатор – підігрівач регенеративного або теплофікаційного відборів. Кращою є модернізація турбін типу К в турбіні типу ТР із пристроєм для

другого ступеня підігріву регенеративного відбору. За такими схемами модернізовані багато турбін потужністю 25 і 50 МВт з початковим тиском 8,8 МПа на ТЕС Білорусі [5].

3. Влаштування теплофікаційних відборів пари, що не регулюються, або опалювальних відборів, що регулюються, для одно- і багатоступінчастого підігріву мережної води зі збереженням конденсаційної частини турбіни.

Така модернізація стосується конденсаційних турбін потужністю 100...300 МВт і може здійснюватися одночасно зі збільшенням витрати свіжої пари на турбіну. В ряді випадків це дозволяє зберегти (чи незначно знизити) номінальну електричну потужність турбіни при переведенні її в теплофікаційний режим роботи і збільшити її теплову потужність.

Основні техніко-економічні характеристики модернізації конденсаційних турбін у теплофікаційній представлені в таблиці 2 [1, 2, 5].

Для турбіни К-300-240, враховуючи наявність у тепловій схемі протитискового

турбоприводу живильного насосу, доцільне застосування дво- чи триступінчастого підігріву мережної води за наступними схемами [5]:

Двоступінчастий підігрів: перший ступінь – відпрацьована пара турбоприводу (розрахунковий тиск 0,15 МПа), другий ступінь – пара, що відбирається з перепускного трубопроводу між ЦСТ і ЦНТ з встановленням у ньому регулюючого клапа-

на. Максимальний тиск цієї пари – 0,25 МПа забезпечує нагрівання мережної води до 118°C.

Триступінчастий підігрів: перший ступінь – пара тиском 0,06...0,08 МПа регенеративного відбору ЦНТ, другий і третій ступені ті ж, що й у двоступінчастій схемі.

В обох схемах теплова потужність відборів може скласти 200...250 МВт.

Таблиця 2

Основні характеристики конденсаційних турбін після їх модернізації в теплофікаційні з опалювальними відборами пари

Показники турбін після модернізації	Тип турбіни до модернізації					
	К-160-130		К-200-130		К-300-240	
	Марка турбіни після модернізації					
	TK-152-130	TK-136-130	TK-183-130	TK-190-130	TK-280-240	TK-245-210
Електрична потужність турбіни, МВт	152	136/116	183	200/190	280	245
Витрата пари на турбіну, т/год	516	524/524	620	630	930	930
Теплова потужність теплофікаційних відборів, МВт	140	100/140	175	83/128	250	185/230
Кількість теплофікаційних відборів, що регулюються	-	1	-	1	-	1
	4	1	5	-	5	-
Тиск пари в теплофікаційних відборах, МПа	0,006; 0,099; 0,36; 1,19	0,07-0,12; 0,45-0,5*	0,01; 0,08; 0,2; 0,53; 1,1	0,12-0,25*	0,006; 0,05; 0,16; 0,4; 0,92	0,25*
Максимальна температура води після підігрівачів, °C	175	130	170	118	163	115

Примітки:

Чисельник – номінальне, знаменник – максимальне значення параметра, * – опалювальний відбір, що регулюється

Однак застосовувані схеми модернізації потужних конденсаційних турбін у теплофікаційні в різних системах тепlopостачання не завжди відповідають умовам їх оптимального використання.

Аналіз показав, що при двотрубному транспортуванні теплоти нагрів мережної води у регульованих відборах турбін К-200-130 і К-300-240 здійснюється до 115...118°C (0,12...0,25 МПа), а у турбіни К-160-130 – до 130°C за рахунок відбору, що регулюється, 0,45...0,50 МПа. При однотрубному транспорті теплоти від цих турбін планується багатоступінчастий підігрів мережної води до

160...175°C за рахунок нерегульованих регенеративних відборів пари. Можливість утилізації теплоти пари, яка надходить у конденсатор, залежить від типу системи тепlopостачання (закрита чи відкрита). У закритій системі з двотрубним транспортом теплоносія температура зворотної мережної води може підвищуватися до 70°C і вище. При цьому тиск у конденсаторі досягає 0,05...0,07 МПа, що неприпустимо за умовами надійності роботи як робочих лопаток останніх ступенів ЦНТ (через різке зменшення об'ємних витрат пари), так і вихлопного патрубку турбіни (через

підвищення температури пари). Видалення останніх ступнів турбіни при переведенні її на роботу за тепловим графіком для турбін потужністю 160 МВт і вище недоцільно.

Реальними є можливості підвищення теплової ефективності шляхом переведення турбін типу Т і ПТ на теплофікаційний протитиск (погіршений вакуум) з організацією двоступінчастого підігріву мережної води, що на 10...12% збільшує вироблення електроенергії за тепловим споживанням і економію палива в енергосистемі.

Необхідно відзначити, що відпуск теплоти від регенеративних відборів пари пов'язаний з рядом обмежень, в зв'язку з чим при відпуску кількості теплоти, близької до номінальної електричної потужності, традиційні методи проектування турбін можуть забезпечити необхідні показники надійності і якості. Тому розробка й реалізація методики оптимального проектування турбоустановок типу КТ – конденсаційно-теплофікаційних –

для комбінованого виробітку електроенергії та теплоти на базі регенеративних відборів є важливою та актуальною задачею. Однією зі складових такої методики є оптимізація конструктивних схем турбоустановок. Найбільш перспективною є парова турбіна класу КТ типу К-310-23,5-3 (розроблена НПО "Турбоатом") на початкові параметри пари 23,5 МПа, 540/540 °С. Особливістю цієї турбіни є можливість розширеного відпуску теплоти на базі відбору пари з тиском, що нерегулюється. Відпуск від турбіни К-310-23,5-3 теплового потоку потужністю 255 МВт за максимального температурного графіка тепломережі 150/70 °С та коефіцієнта теплофікації $\alpha_{\text{теп}}=1$ забезпечується тріступінчатою теплофікаційною установкою. Ме-режні підігрівачі МП3, МП2, МП1 підключені до IV, V та VI відборів. Принципова конструктивна схема турбіни К-310-23,5-3 з теплофікаційною установкою наведена на рис. 1 [6].

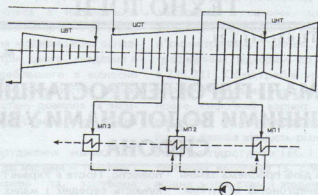


Рис. 1. Принципова схема підключення мережних підігрівачів до турбоустановки К-310-23,5-3

Турбіна К-310-23,5-3 уніфікована для роботи в конденсаційному та теплофікаційному режимах. Проточна частина ЦСТ пристосована до суттєвих змін умов роботи передвідбірних ступнів. Для останніх співвідношення $U/C_{\text{ф}}$ в конденсаційному режимі прийнято дещо вище оптимального, що, поперше, забезпечує прийнятні умови їх роботи при максимальних відборах і, по-друге, дозволяє оптимізувати проточну частину ЦСТ для максимального виробітку електроенергії за рік. Ці розробки мають велике значення для оптимізації діючої системи теплопостачання м. Українка від Трипільської ТЕС.

Висновки

1. Проблема підвищення ефективності використання морально і фізично старію-

чого основного обладнання (турбін та котлів) КЕС є актуальною на всіх етапах кількісного і якісного розвитку енергетики.

- Ефективним напрямком підвищення економічності і продовження терміну служби конденсаційних паротурбінних установок є модернізація конденсаційних турбін у теплофікаційні, що дозволяє вирішити низку економічних, соціальних, екологічних проблем (замість спорудження ТЕЦ і районних котельнь у зонах теплопостачання міст).
- Під час оцінки техніко-економічних умов використання КЕС як джерел теплопостачання необхідно враховувати: схему модернізації; величину і структуру тепло-

вого навантаження; тип водної системи теплопостачання (закрита, відкрита, двотрубна, однострубна); спосіб прокладки і довжину теплових мереж; вид палива КЕС, яка модернізується, і заміщуючих енергоджерел; участі модернізуємих турбоустановок у покритті піків електричного навантаження.

4. За рахунок комбінованого виробітку електричної та теплової енергії на КЕС ефективність паливовикористання може бути підвищена до 82...88%.

Література

1. Андрищенко А.И. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высшая школа, 1983 – 256с.
2. Б.В. Яковлев "Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснаб-

жения". – Мн.: "Адукацыя и выхаванне", 2002. – 448с.

3. В.Я. Рыжкин "Тепловые электрические станции" Учебник для вузов по специальности "Тепловые электрические станции".Изд.2-е перераб. и доп. М., "Энергия", 1976.448с.с ил.
4. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник /Под общ. ред. В.А.Григорьева, В.М. Зорина/ 2-е изд. перераб. – М.: Энергоатомиздат. – 1989 – 608 с.
5. А.Д. Качан, Б.В. Яковлев "Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС". Минск "Высшая школа", 1982 – 318с.
6. В.М. Боровков, А.С. Казаров и др. "Тепловые схемы ТЭС и АЭС". С. «Энергоатомиздат», 1995 – 392с.