

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва та архітектури

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до проведення практичних робіт
для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика. Енергетичний
менеджмент, енергоефективні муніципальні, промислові та
пробутові теплові технології»

Київ 2021

Зміст

Введення

Парогазові установки

Оцінка техніко-економічної ефективності модернізації ГТУ-ТЕС з використанням парогазової технології

Економічна доцільність форсованого впровадження ПТУ і ГТУ при оновленні теплових електростанцій

Комплексний підхід до будівництва та реконструкції електростанцій з застосуванням ПУ і ПГУ

Відпрацювання технічних рішень на власних електростанціях - запорука надійної роботи обладнання у замовника

Конденсаційна парогазова електростанція для надійного енергопостачання промислових споживачів

Реконструкція паротурбінних електростанцій - ефективний шлях переозброєння енергетики

Досвід експлуатації газопаротурбінної установки ГПУ-16К з упорскуванням пари
Теплофікаційні парогазові установки для заміни застарілого обладнання ТЕЦ
ВАТ «Лененерго»

Підвищення експлуатаційних характеристик енергетичних установок

Порівняння паросилового блоку з Т-265 та енергоблоку з двома ПГУ-170Т

Масштаби впровадження ПГУ і ГТУ в середньостроковій перспективі

Введення

У будь-якій країні енергетика є базовою галуззю економіки, стратегічно важливою для держави. Від її стану та розвитку залежать відповідні темпи зростання інших галузей господарства, стабільність їх роботи і енергоозброєність. Енергетика створює передумови для застосування нових технологій, забезпечує поряд з іншими факторами сучасний рівень життя населення. На незалежності країни від зовнішніх, імпортованих енергоресурсів, також як і на розвиненому оборонному збройному комплексі ґрунтується висока позиція держави на міжнародній політичній арені.

У промисловості електрична енергія з теплової виходить шляхом проміжного перетворення її в механічну роботу. Перетворення тепла в електрику з досить високим коефіцієнтом корисної дії без проміжного перетворення його в механічну роботу було б великим кроком вперед. Тоді відпала б потреба в теплових електростанціях, використанні на них теплових двигунів, які мають відносно низький коефіцієнт корисної дії, дуже складні і вимагають досить кваліфікованого догляду при експлуатації. Сучасна техніка поки не дозволяє створити більш-менш потужні установки для отримання електрики безпосередньо з тепла. Всі установки такого типу поки що можуть працювати або тільки короткочасно, або при вкрай малих потужностях, або при низьких ккд, або залежать від тимчасових факторів, таких як погодні умови, час доби, і т.п. У будь-якому випадку вони не можуть гарантувати достатню стабільність в енергопостачанні країни.

Тому на теплових електростанціях не можна обійтися без теплових двигунів. Перспективне напрямку розвитку енергетики пов'язано з газотурбінними (ГТУ) і парогазовими (ПГУ) енергетичними установками теплових електростанцій. Ці установки мають особливі конструкції основного і допоміжного обладнання, режими роботи і управління. ПГУ на природному газі - єдині енергетичні установки, які в конденсаційному режимі роботи відпускають електроенергію з електричним ККД більше 58%.

В енергетиці реалізовано ряд теплових схем ПГУ, що мають свої особливості і відмінності в технологічному процесі. Відбувається постійна оптимізація як самих схем, так і поліпшення технічних характеристик її вузлів та елементів. Основними показниками, що характеризують якість роботи енергетичної установки, є її продуктивність (або ккд) і надійність.

У цій роботі особлива увага приділяється практичній стороні питання, тобто на скільки вигідно з економічної та екологічної точки зору використання ПГУ в енергетиці.

Парогазові установки (ГОСТ 27240-87)

Парогазові установки (в англomовному світі використовується назва combined-cycle power plant) - порівняно новий тип генеруючих станцій, що працюють на газі або на рідкому паливі. Принцип роботи самої економічної і поширеною класичної схеми такий. Пристрій складається з двох блоків: газотурбінної (ГТУ) і паросилової (ПС) установок. У ГТУ обертання валу турбіни забезпечується утворилися в результаті спалювання природного газу, мазуту або солярки продуктами горіння - газами. Утворилися в камері згорання газотурбінної установки продукти горіння обертають ротор турбіни, а та, у свою чергу, крутить вал першого генератора. »

У першому, газотурбінному, циклі ККД рідко перевищує 38%. Відпрацьовані в ГТУ, але все ще зберігають високу температуру продукти горіння надходять в так званий котел-утилізатор. Там вони нагрівають пар до температури і тиску (500 градусів за Цельсієм і 80 атмосфер), достатніх для роботи парової турбіни, до якої підключено ще один генератор. У другому, паросиловому, циклі використовується ще близько 20% енергії згорілого палива. У сумі ККД всієї установки виявляється близько 58%. Існують і деякі інші типи комбінованих ПГУ, але погоди в сучасній енергетиці вони не роблять. Як правило, такі системи використовуються генеруючими компаніями у випадку, коли необхідно максимізувати виробництво електричної енергії. Когенерація в цьому випадку грає підлеглу роль і забезпечується за рахунок відведення частини тепла з парової турбіни. Парові енергоблоки добре освоєні. Вони надійні і довговічні. Їх одинична потужність досягає 800-1200 МВт, а коефіцієнт корисної дії (ККД), що представляє собою відношення виробленої електроенергії до теплотворності використаного палива, становить до 40-41%, а на найбільш досконалих електростанціях за кордоном - 45-48%. Також вже тривалий час в енергетиці використовуються газотурбінні установки (ГТУ). Це двигун зовсім іншого типу. У ГТУ атмосферне повітря стискається до 15-20 атмосфер, в ньому паливо спалюється за освітою високотемпературних (1200-1500 ° С) продуктів згорання, які розширюються в турбіні до атмосферного тиску. Внаслідок більш

високої температури турбіна розвиває приблизно вдвічі більшу потужність, ніж необхідно для обертання компресора. Надлишок її використовується для приводу електричного генератора. За кордоном експлуатуються ГТУ одиничною потужністю 260-280 МВт з ККД 36-38%. Температура відпрацьованих в них газів становить 550-620 ° С. Внаслідок принципової простоти циклу і схеми вартість газотурбінних установок істотно нижче, ніж парових. Вони займають менше місця, не потребують охолодження водою, швидко запускаються і змінюють режими роботи. ГТУ легше обслуговувати і повністю автоматизувати.

Так як робочим середовищем газових турбін є продукти згоряння, зберігати працездатність деталей, які омиваються ними, можна, лише використовуючи чисті види палива: природний газ або рідкі дистиляти

ГТУ швидко розвиваються, з підвищенням параметрів, одиничної потужності та ККД. За кордоном вони освоєні і експлуатуються з такими ж показниками надійності, як і парові енергоблоки.

Зрозуміло, тепло відпрацьованих в ГТУ газів може бути використано. Найпростіше це зробити шляхом підігріву води для опалення або вироблення технологічної пари. Кількість виробленого тепла виявляється дещо більше, ніж кількість електроенергії, а загальний коефіцієнт використання тепла палива може досягати 85-90%.

Є й інша, ще більш приваблива, можливість змусити це тепло працювати. З термодинаміки відомо, що ККД найбільш досконалого циклу теплового двигуна (його придумав Карно майже 200 років тому) пропорційно відношенню температур підведення та відведення тепла. У ГТУ підведення тепла відбувається в процесі згоряння. Температура виникають продуктів, які є робочим середовищем турбін, не обмежується стінкою (як у котлі), через яку необхідно передавати тепло, і може бути істотно вище. Освоєно охолодження омиваних гарячими газами деталей, що дозволяє підтримувати їх температури на допустимому рівні.

У парових енергоустановках температура перегрітої пари не може перевищувати допустиму для металу труб котелень пароперегрівачів і таких неохолоджуваних вузлів, як паропроводи, колектори, арматура, - вона становить зараз 540-565 ° С, а в самих сучасних установках - 600-620 ° С. Зате відвід тепла в конденсаторах парових турбін здійснюється циркуляційної води при температурах, близьких до температури навколишнього середовища.

Зазначені особливості дозволяють істотно підвищити ККД виробництва електроенергії шляхом об'єднання в одній парогазової установки (ПГУ) високотемпературного підвода (в ГТУ) і низькотемпературного відведення тепла (в конденсаторі парової турбіни). Для цього відпрацювали в турбіні газу подаються в котел-утилізатор, де генерується і перегрівається пара, що надходить потім у парову турбіну. Обертається нею електричний генератор при незмінній витраті палива в камері згоряння ГТУ збільшує вироблення електроенергії в 1,5 рази. У результаті ККД кращих сучасних ПГУ становить 55-58%. Такі ПГУ називають бінарними тому, що в них здійснюється подвійний термодинамічний цикл: пар в котлі-утилізаторі і робота парової турбіни виробляються за рахунок тепла, підведеного в камері згоряння ГТУ і вже відпрацьованої в верхньому газотурбінному циклі.

З урахуванням усіх достоїнств ПГУ найбільш важливим завданням для вітчизняної енергетики є переклад численних парових електростанцій, що працюють в основному на природному газі, в парогазові.

Привабливими особливостями таких ПГУ, крім високих ККД, є помірна питома вартість (у 1,5-2 рази нижче, ніж у парових енергоблоків близької потужності), можливість спорудження за короткий (два роки) час, вдвічі менша потреба в охолоджуючої води, хороша маневреність .

З урахуванням усіх достоїнств ПГУ найбільш важливим завданням для вітчизняної енергетики є переклад численних парових електростанцій, що працюють в основному на природному газі, в парогазові. При технічному переозброєнні електростанцій можливі два варіанти створення бінарних ПГУ.

По-перше, будівництво на майданчику нового головного корпусу з оптимальними ПГУ одиничною потужністю 350-1000 МВт з ККД 55-60%. Діючі енергоблоки в цьому випадку після закінчення термінів служби виводяться в резерв або списуються. Спорудження оптимально спроектованих бінарних ПГУ в новому головному корпусі вимагає великих капітальних витрат, але така електростанція має максимальну економічність. При цьому збільшення одиничної потужності ГТУ і ПГУ помітно зменшує питому площу і вартість головного корпусу. По-друге, розміщення ГТУ і котлів-утилізаторів в існуючих або нових головних корпусах та використання в створюваних з ними ПГУ частини наявного паротурбінного та електричного обладнання. Аналіз заходів, метою яких є продовження працездатності енергоблоків на значний час (наприклад, на 20-30 років або 100-150 тис. ч), свідчить про принципову можливість застосування в таких парогазових установках:

- електричного генератора і практично всього електрообладнання;
- циліндра низького тиску (ЦНД), а з заміною або відновленням частини деталей - і інших циліндрів парової турбіни;
- деаератора;
- конденсатора (повністю або частково);
- насосів і трубопроводів циркуляційної системи;
- паропроводів та арматури.

Конкретні пропрацювання показують, що найкращі результати виходять при використанні двох ГТУ потужністю 110 МВт на одну турбіну К-150 (165) або К-200: ККД електростанції при цьому збільшиться з 36-38% до ~ 50%.

З турбінами К-300 при використанні трьох ГТУ по 160-180 МВт або двох ГТУ по 260-270 МВт можуть бути створені ПГУ потужністю близько 800 МВт з ККД 50-55% залежно від досконалості прийнятих ГТУ. Прийнятні за міцністю та

економічності режими роботи ЦВД і ЦСД забезпечуються шляхом відповідного вибору витрат і параметрів пари (див. нижче). Іншим варіантом є вибір оптимальних витрат і параметрів пари і переробка під них проточної частини ЦВД і ЦСД. Особливістю газових турбін є суттєва зміна параметрів та показників в залежності від температури зовнішнього повітря: при її зниженні потужності ГТУ і ПГУ зростають на 10-15%. Для ПГУ загальною потужністю 800 МВт з трьома ГТУ доцільно використовувати осередки двох сусідніх енергоблоків К-300. У цьому випадку одна парова турбіна зберігається, а інша демонтується. Електричний генератор, головний трансформатор і осередок розподільного пристрою демонтованого блоку можуть послужити для однієї з ГТУ. Зрозуміло, в такому випадку демонтуються регенеративні підігрівники НД і ВД обох енергоблоків. Потужність ТЕС після заміни парових енергоблоків парогазовими зростає в 1,35 рази. ОТІ давно пропагує проведення подібних реконструкцій, але в Росії такі плани поки що не реалізуються через низьку вартості природного газу та відсутність інвестицій. В останні роки реконструкцію парових електростанцій почали здійснювати за кордоном, зокрема на великих - до 650 МВт - газомазутних енергоблоках. Не менш важливо перетворення парових газомазутних ТЕЦ у парогазові. Комбіноване виробництво електроенергії та тепла є енергоресурсозберігаючих технологій. Воно дозволяє використовувати 85-90% тепла палива, перетворюючи значну його частину в електрику, принципово більш цінне, ніж тепло. У порівнянні з кращими схемами роздільного виробництва загальна витрата палива в даному випадку виявляється на 20-25% менше. Відповідно зменшуються викиди в навколишнє середовище. В даний час, проте, теплофікація в Росії переживає серйозну кризу. Вартість електроенергії і тепла на багатьох ТЕЦ, особливо оснащених застарілим обладнанням, досить висока, а їх реалізація за нерозумно встановленими тарифами утруднена. Становище погіршується недостатньою надійністю тепломереж і значними втратами тепла при передачі по них. Багато споживачів вважають за краще будувати власні котельні і купувати електроенергію інших постачальників. Причин такого стану дві - технологічна та інституційна (ціноутворення, тарифи, податки і т. д.). Предметом статті є тільки один з технологічних аспектів проблеми: можливості

підвищення ефективності ТЕЦ з комбінованою виробленням електроенергії та тепла. Номінальні показники найбільш економічних і широко поширених паротурбінних установок ТЕЦ представлені в табл. 1.

Показник	Тип ТЕЦ і режим роботи		
	Парова		ГТУ
	Конденсатувальний	Ком-рова	Ком-рова
Частка тепла палива, перетворена в електроенергію, % тепло, %	30-36 -	20-32 65-53	34-36 50
Коефіцієнт використання тепла палива, %	30-36	84-86	84-86
Ставлення електричної та теплової потужності	∞	0,5-0,62	0,68-0,72

Концепція сучасних теплофікаційних турбін виникла в період, коли при що була дефіциті електроенергії вимагалось незалежно регулювати роботу по тепловому й електричному графіками навантажень. Опалювальні ТЕЦ функціонують з сильно мінливими протягом року тепловими навантаженнями. Електроенергія, що виробляється влітку менш економічними турбінами ТЕЦ в умовах <поганого> вакууму в конденсаторі, не може конкурувати з енергією великих конденсаційних електростанцій. Взимку розвинені вихлопні частини турбін споживають енергію для подолання тертя, а також для вентиляції й охолодження останніх ступенів. Робота з тепловим навантаженням призводить до зниження питомої електричної потужності парових ТЕЦ, для яких взагалі характерно помірне виробництво електроенергії на тепловому споживанні. Нарешті, питома вартість парових ТЕЦ істотно вище, ніж конденсаційних електростанцій.

Значно підвищити ефективність ТЕЦ, що працюють на природному газі, можна шляхом використання на них газотурбінних і парогазових установок. Доцільні наступні напрямки їх застосування:

1. Газотурбінні ТЕЦ, в яких газ після ГТУ скидаються у водогрійний або паровий котел-утилізатор, де використовуються для вироблення тепла (підігріву

води або генерування пари) для зовнішніх споживачів. Схеми ГТУ-ТЕЦ найбільш прості. ККД сучасних ГТУ без вироблення тепла близький або навіть вище ККД паротурбінних ТЕЦ докритичного тиску на конденсаційному режимі. Вироблення тепла не знижує цієї ККД - на відміну від паротурбінних установок, де електрична потужність і ККД внаслідок виробничих (особливо при високому тиску) і теплофікаційних відборів пари значно зменшуються. Характерні співвідношення при розрахункових (номінальних) умовах наведені в табл. 1.

Показник	Тип ТЕЦ і режим роботи		
	Парова		ГТУ
	Конденсатувальний	Ком-рова	Ком-рова
Частка тепла палива, перетворена електроенергію, % тепло, %	30-36 -	20-32 65-53	34-36 50
Коефіцієнт використання тепла палива, %	30-36	84-86	84-86
Співвідношення електричної та теплової потужності	∞	0,5-0,62	0,68-0,72

Для збільшення вироблення тепла в періоди максимальних навантажень застосовуються котли-утилізатори ГТУ, оснащені пальниками для спалювання додаткового палива. Проте спалювання палива перед котлами-утилізаторами, як і зниження теплового навантаження (недовикористання тепла відпрацьованих в ГТУ газів), зменшує ефективність ГТУ-ТЕЦ, які найбільш привабливі для промислових ТЕЦ зі значною часткою стабільної парової навантаження. Економічно вони вигідні і при різко змінному графіку теплової та електричної навантаження: як приклад можна назвати Якутську ГРЕС (по суті ТЕЦ) з вісьмома ГТУ загальною потужністю близько 250 МВт, яка успішно експлуатується з 1971 р.

2. ПГУ-ТЕЦ бінарного циклу. Кожна ГТУ працює на свій котел-утилізатор, в якому генерується і перегрівається пара, що надходить, наприклад, у загальний колектор, а з нього - в наявні парові турбіни. Першою теплофікаційною ПГУ бінарного типу в Росії є ПГУ-450 на Північно-Західній ТЕЦ у Санкт-Петербурзі,

що експлуатується зараз без теплового навантаження. Її схема дозволяє в широких межах змінювати співвідношення між електричним і тепловим навантаженням, зберігаючи загальний високий коефіцієнт використання тепла палива. Відпрацьований на Північно-Західній ТЕЦ модуль ГТУ - котел-утилізатор, що генерує 240 т / г пари високого тиску при електричній потужності 150 МВт, може прямо використовуватися для живлення турбін ПТ-60, ПТ-80 і Т-100 на діючих ТЕЦ. При повному завантаженні їх вихлопів витрата пари через перші щаблі цих турбін буде значно нижче номінальної. Його можна буде пропустити при характерних для ПГУ-450 знижених тисках пари. Це і одночасне зменшення температури свіжої пари до 500-510 ° С влітку і навіть трохи більше низьких значень взимку зніме питання про вичерпання ресурсу таких турбін. Звичайно, потужність парових турбін в складі ПГУ буде, як показано в табл. 2, нижче номінальної, але загальна потужність блоку при цьому зросте більш ніж удвічі, а його економічність з вироблення електроенергії не буде залежати від режиму і стане істотно вищою, ніж у кращих конденсаційних енергоблоків.

Показник	T-100 кондо- саціон- ний	комбі- Ніро- ний	ПГУ з T-100 кондо- саціон- ний	комбі- Ніро- ний	ПТ-80 кондо- саціон- ний	комбі- Ніро- ний	ПГУ з ПТ-80 кондо- саціон- ний	комбі- Ніро- ний
Потужність парової турбіни, МВт	100	100	76,8	66,5	82,2	67,9	74,7	58,3
Потужність ГТУ, МВт	-	-	151,2	151,2	-	-	151,2	151,2
Сумарна потужність, МВт	100	100	228	217,7	82,2	67,9	225,9	209,5
Вироблення тепла, МВт	-	151	-	160	-	128	-	160
Частка тепла, перетворена електроенергію (ККД),%	35,2	30,4	49,5	47,3	34,5	28,5	49,0	45,5
Коефіцієнт використання тепла палива, %	35,2	83,6	49,5	83	34,5	82,1	49,0	82
Частка електроенергії в виробленої енергії (електроенергія + тепло)	1	0,36	1	0,58	1	0,35	1	0,57

Така зміна показників радикально впливає на економічність ТЕЦ. Сумарні витрати на вироблення електроенергії і тепла в них знизяться, а конкурентоспроможність на ринках електроенергії і тепла зросте. ГТУ з котлами-

утилізаторами найкраще розташовувати в новому головному корпусі на майданчику діючої ТЕЦ. Старі котли можуть зберігатися в резерві для покриття пікових навантажень або на випадок перерв у газопостачанні. Газотурбінні установки потужністю 15-30 МВт і нижче доцільно застосовувати для децентралізованих джерел електроенергії та тепла, реконструкції опалювальних та виробничих котелень з перетворенням їх у невеликі ГТУ-ТЕЦ, а іноді і створення ПГУ-ТЕЦ (наприклад, на базі промислових ТЕЦ з паровими турбінами потужністю 6-12 МВт). ГТУ такого класу потужності зручні для збереження вироблення електроенергії на старих ТЕЦ з низькими (3-9 МПа) тисками пари. На них доцільна установка чотирьох-шести ГТУ потужністю 15-30 МВт з котлами-утилізаторами і використанням виробленого в них пари в наявних турбінах (якщо вони працездатні) або в новій паровій турбіні. Невисокі параметри пари не є в цьому випадку великим недоліком. Таким чином, створюється економічна сучасна ТЕЦ з електричною потужністю 80-200 МВт і тепловою потужністю 100-200 Гкал / год. Інша частина теплового навантаження покривається в режимі котельні. Існує безліч різних сполучень газотурбінних та парових циклів. Деякі з них час від часу реалізуються. Наприклад, на електростанціях із значним залишковим ресурсом енергоблоків, в паливному балансі яких велика частка мазуту або вугілля, але є і природний газ у кількості, достатній для живлення ГТУ, можливі газотурбінні надбудови з використанням тепла відпрацьованих в ГТУ газів в основному паровому циклі. При надбудові енергоблоків потужністю 300 МВт установкою ГТЕ-110 за схемою зі скиданням відпрацьованих газів в топку котла потужність станції може бути збільшена в ~ 1,5 рази, а коефіцієнт корисної дії підвищений до 44-46%. Газотурбінні надбудови блоків потужністю 800 МВт в залежності від схеми і показників застосовуваних ГТУ (дві ГТЕ-160 або ГТЕ-180) дозволяють підвищити потужність на 30-35% і знизити питома витрата тепла на 8-14%. Подібні надбудови доцільні для нових газових ТЕС (Печорської, Псковської) або газовугільних (якщо вони з'являться) з енергоблоками потужністю 200 МВт. Для них оптимальні ГТУ з витратою газу 200-250 кг / с і потужністю 60-75 МВт. ККД надбудованого блоку при роботі на природному газі складе 40-44%. Для того щоб

газотурбінні та парогазові установки змогли зіграти важливу роль у підвищенні ефективності електроенергетики і тим самим сприяли розвитку національної економіки Росії, потрібна узгоджена програма дій, реалізація якої буде спиратися на федеральні і місцеві ресурси, ресурси банків та енергокомпаній (РАВ <ЄЕС Росії >, Газпром), споживають галузі промисловості, енерго-і авіа-машинобудування.

Масштаби застосування ГТУ різних типорозмірів в ГТУ-ТЕЦ, газотурбінних надбудовах і в складі високоекономічних парогазових установок при технічному переозброєнні теплових електростанцій за оцінками проектних організацій РАВ <ЄЕС Росії> у 2002-2015 рр.. можуть скласти: за газотурбінним установкам 20-30 МВт - 57 шт., 60-80 МВт - 147 шт., 110 МВт - 146 шт., 160-180 МВт і більше - 59 шт. Їх загальна потужність оцінена в ~ 40 млн кВт. Наведені цифри слід розглядати як мінімальні, оскільки вони визначені в умовах відсутності власне ГТУ, а тим більше позитивного досвіду їх застосування та реальних джерел інвестицій.

Тільки на ТЕЦ потужністю понад 200 МВт (ел.), в паливному балансі яких природний газ займає 90% або більше, експлуатується близько 300 парових турбін потужністю 60-110 МВт, які доцільно замінити газовими. Найбільшу вигоду можна отримати, якщо така заміна буде проведена з збільшенням електричної потужності ТЕЦ (при постійній тепловій навантаженні оптимальним буде збільшення потужності в 2-2,5 рази).

Якщо, наприклад, на базі всіх наявних на міських ТЕЦ Мосенерго турбін ПТ-80 і Т-100 створити розглянуті вище ПГУ, буде потрібно встановити близько 50 ГТУ загальної потужністю 7,3 млн кВт. Електрична потужність ТЕЦ збільшиться на 5,7 млн кВт, а теплова - всього на 720 Гкал / год Звичайно, таке тотальне техпереоснащення навряд чи можливо через труднощі, пов'язаних з необхідністю виведення збільшеної потужності і забезпечення надійної цілорічної подачі природного газу (або наявності резерву у вигляді дизельного палива), а також з рішенням у проектах технічних завдань з мінімальними

капіталовкладеннями. Для задоволення потреб вітчизняної електроенергетики в найближчі роки необхідно:

- освоїти у виробництві та експлуатації економічні енергетичні газотурбінні установки потужністю до 35 МВт, 60-80 МВт, 110 і 180 МВт;
- спроектувати, спорудити і ввести в дію конденсаційні і теплофікаційні парогазові установки потужністю 80-540 МВт, газотурбінні ТЕЦ і надбудови на діючих електростанціях;
- виконати обґрунтовують дослідження та відпрацювати конструкції критичних вузлів ГТУ для проектування перспективного газотурбінного агрегату потужністю 250-300 МВт. Розробка і впровадження вітчизняних високоекономічних високотемпературних газових турбін потужністю 25-180 МВт і парогазових установок потужністю 80-540 МВт, які за своїми технічними характеристиками на рівні зарубіжних, створять технічну і виробничу базу для докорінної структурної перебудови електроенергетики Росії. Досягнення успіху тут можливо тільки за умови конверсії та використання багатого досвіду і науково-технічного потенціалу авіаційної промисловості. Зрозуміло, для обґрунтування розробок необхідні наукові дослідження. Щоб здійснити серйозні проекти, буде потрібно об'єднати ресурсів постачальників і споживачів, а також підтримка з боку держави. Застосування газотурбінних і парогазових установок буде найбільш успішним за цілий рік стійкому газопостачанні та подачі на електростанції газу повного (3-4 МПа) тиску. Технічно це цілком реально. Проектні опрацювання свідчать про можливість прив'язки до існуючої мережі газопроводів діючих ТЕС потужністю 30-40 млн. кВт ГТУ без складних додаткових робіт з газопостачання. Їх впровадження дозволить в 1,5-2 рази знизити витрати виробництва електроенергії і тепла.

Оцінка техніко-економічної ефективності модернізації ГТУ-ТЕС з використанням парогазової технології

При виборі способу технічного переозброєння ГТЕС необхідний глибокий детальний аналіз технічних можливостей модернізованого об'єкта - з урахуванням конкретних умов проведення робіт, схеми фінансування і т.д. У статті представлені результати дослідження економічної ефективності технічного переозброєння енергооб'єкта з використанням парогазових технологій на прикладі реконструкції Інгушської ГТЕС.

А. Виноградов, А. Григор'єв, В. Макаревич - ЗАТ «МР-Енерго-Буд»

В. Буров, В. Торжком - Московський енергетичний інститут (ТУ)

Інгушська ГТЕС (проект ЦПЕ АТ РОСЕП, генеральний підрядник ЗАТ «МР-Енерго»), призначена для комплексної вироблення електричної і теплової енергії, складається з чотирьох газотурбінних установок типу ГТГ-15 виробництва НВКГ «Зоря» - «Машпроект». Компонування основного обладнання ГТЕС - розміщення енергоустановок в двох модулях, в кожному по дві ГТУ.

Вироблення теплової енергії на зовнішнє споживання у вигляді гарячої води повинна була здійснюватися за рахунок утилізації тепла вихлопних газів газотурбінних двигунів, для чого передбачені водогрійні котли-утилізатори (газові підігрівники мережної води).

Внаслідок різкого зниження потреби в тепловій енергії та низької ефективності використання палива при роботі ГТУ по простому циклу (ккд з вироблення електроенергії брутто при стандартних умовах ISO складає 31%), МР-Енерго-Буд і МЕІ провели дослідження щодо підвищення теплової економічності Інгушської ГТЕС. Одним з основних варіантів є створення на базі ГТЕС парогазової електростанції.

На першому етапі технічне переозброєння передбачається провести на двох встановлених газотурбінних агрегатах. Найбільш переважно використання парогазової установки з котлом-утилізатором одного тиску (рис. 1).

Принципова теплова схема ПГУ-КЕС з казаном-утилізатором одного тиску:

1-газотурбінна установка

2-котел-утилізатор (ПЕ, І, ЕК-відповідно пароперегрівач, випарна система і економайзерная поверхні нагрівання КУ; ГПК-газовий підігрівач конденсату)

3-права турбіна

4-деаератор живильної води

5-кондесатор

6-живильний насос

7-конденсатний насос

8-насос рециркуляції

Такі ПГУ характеризуються досить простий теплової схемою, компактні, що особливо важливо при реконструкції ГТУ малої і середньої потужності.

Обраний варіант теплової схеми ПГУ передбачає установку парової турбіни з конденсацією пари. Основним критерієм при виборі параметрів пари і потужності парової турбіни є наявний теплоперепад вихлопних газів ГТУ, а також характер його зміни протягом року залежно від температури зовнішнього повітря.

Існують два основні підходи до надбудови газотурбінного обладнання паросиловими блоками: застосування типового і використання знову розробляється паротурбінного устаткування з найбільш оптимальними для заданого типу ГТУ початковими параметрами пари. Розглянуто наступні варіанти:

1. Створення двох парогазових енергоблоків на базі серійно випускається.

В якості типової була обрана паротурбінна установка конденсаційного типу К-6-1, 6У виробництва Калузького турбінного заводу. Номінальна електрична потужність даного агрегату 6 МВт (початкові параметри пари 1,57 МПа/320 ° С, тиск пари за турбіною - 9,8 кПа). Теплова схема кожного з двох блоків представлена на рис. 1. Слід зазначити, що в заводській комплектації до складу даної ПГУ включений підігрівач низького тиску (ПНД) для підігріву основного конденсату перед деаератором атмосферного типу. У схемі ПГУ цю функцію виконує газовий підігрівач конденсату.

2. Створення на базі двох ГТУ парогазового дубль-блоку.

За рахунок утилізації частини тепла відхідних газів в КУ генерується перегрітий пар. Він надходить у загальний колектор і далі в проточну частину парової турбіни для вироблення електроенергії. В іншому теплова схема конденсаційного парогазового дубль-блоку аналогічна представленій на рис. 1. Вибір такого варіанту зумовлений, насамперед, можливістю розміщення основного обладнання ПГУ в рамках існуючих компоновальних рішень проекту Інгушської ГТЕС. При реалізації даної схеми з'являється можливість більш компактного розміщення паротурбінного устаткування у знову споруджуваному машинному залі, скорочується кількість допоміжного обладнання і т.д.

Як показують результати раніше виконаних досліджень, початкові параметри пари зазначеної типової паротурбінної установки не є оптимальними з точки зору теплової економічності ПГУ на базі ГТУ типу ГТГ-15. У зв'язку з цим для них були отримані оптимальні початкові параметри пари, що генерується в котлі-утилізаторі (КУ). Температурний напір на вході у пароперегрівач КУ а також тиск у конденсаторі паротурбінних установок прийняті рівними варіанту з турбіною До-6-1, 6У. Таким чином, для схеми дубль-блоку параметри пари, що генерується в КУ, склали: $P_{\text{пе}} = 0,9 \text{ МПа}$, $t_{\text{пе}} = 325 \text{ }^{\circ} \text{С}$. Електрична потужність такої парової турбіни при роботі в складі дубль-блоку ПГУ з урахуванням зміни

характеристик вихлопних газів ГТУ (в залежності від температури зовнішнього повітря) складе близько 10 МВт.

3. ПГУ-КЕС на базі установки До-6-1, 6У з використанням додаткового спалювання палива перед КУ в середовищі вихлопних газів ГТУ.

Попередній аналіз характеристик турбіни К-6-1, 6У і теплового потенціалу вихлопних газів агрегату ГТГ-15 показав неповне завантаження даної ПТУ парою. Величина завантаженості при середньорічній температурі зовнішнього повітря становить близько 72,5% від номінальної витрати пари (при негативних $t_{\text{нв}}$ вона може знижуватися до 50% і нижче). Для збільшення та стабілізації витрати і параметрів генерується в котлі-утилізаторі пари можливо використання допалювання палива.

Для кожного з розглянутих способів переозброєння були проведені розрахунки елементів схеми і установки в цілому. Зважаючи на відсутність серійних котлів-утилізаторів для генерації пари необхідних параметрів, проведена серія попередніх розрахунків для оцінки поверхонь нагріву КУ та їх компонування. Розрахунки проводилися з використанням методик та програмних засобів, розроблених в НДЛ «ГТУ і ПГУ ТЕС» МЕІ на основі нормативних документів. Конструкторський розрахунок КУ проводився для характеристик ГТУ, що відповідають умовам середньорічної температури даного регіону $t_{\text{нв}} = 10,4^{\circ}\text{C}$.

На основі результатів, отриманих для середньомісячних температур, були визначені сумарні річні і середньорічні показники теплової економічності ПГУ-КЕС. При цьому кількість годин роботи станції на рік прийнято рівним 8000 (табл. 1).

Річні показники роботи варіантів ПГУ-КЕС на базі ГТУ типу ПТ-15 Таблиця 1				
	ПГУ-КЕС			ГТЕС
	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	


Річний відпуск електричної енергії споживачу, МВт «ч:	297218			
	232592			
в тому числі:	64626			
- Від ГТУ				
- Від ПТУ				
	302325	326717	236698	
	232592	232190	236698	
	69733	94527	-	
Річна витрата газового палива, тис. кубм	83361	83361	92552	83361
Середньорічна електрична потужність (нетто), МВт	37,15	37,80	40,84	29,59
Середньорічний ККД виробництва електроенергії (нетто),%	35,81	36,43	35,46	28,52
Середньорічна витрата умовного палива на одиницю відпущеної електроенергії, г / кВт * год	343,4	337,6	346,9	431,3


Тут також представлені показники роботи ГТУ по простому циклу (без утилізації тепла вихлопних газів). Варіантами 1 і 3 відповідають показники двох парогазових моноблоків, варіанту 2 - одного парогазового дубль-блоку ГТЕС-двох газотурбінних установок ГТГ-15 простого циклу.

На підставі аналізу результатів розрахунку приріст ккд з виробництва електроенергії нетто, в залежності від варіанту, становить 7-8% (абс.) в порівнянні з показниками роботи ГТУ в простому циклі. Як видно з *табл. 1*, реалізація технічного переозброєння при оптимальних початкових параметрах пари (варіант 2) приводить до найбільшого приросту ккд. Додаткове спалювання палива перед КУ (варіант 3) для забезпечення ПТУ До-6-1, 6У пором поряд зі збільшенням потужності установки призводить до зниження ккд виробництва електроенергії, порівняно з варіантом без допалювання (варіант 1).


Отримані показники теплової економічності та сумарні річні показники є вихідною інформацією для проведення досліджень економічної ефективності

проекту реконструкції ГТЕС. При цьому основою методичного підходу є зіставлення капітальних вкладень у проведення реконструкції і приросту прибутку в результаті її проведення. При пропонуваніх способах технічного переозброєння підвищується електрична потужність, а також теплова економічність установки. У цьому випадку приріст прибутку в межах одного року після створення на базі діючої ГТУ парогазової установки можна виразити як (р. / рік):


 - Поточний тариф на електроенергію (прийнятий постійним в рамках року, р. / МВт * год);


 - Електрична потужність на клеммах генератора парової турбіни (МВт);


 - Електроенергія для забезпечення власних потреб ПТУ;


 - Електрична потужність газотурбінної установки при роботі в простому циклі (МВт);


 - Тривалість відповідного і-го місяця (ч.);

 - Кількість годин виведення електростанції з-під навантаження (для планового ремонту тощо); $i = 1 \dots 12$;

 - Річна витрата натурального палива в камері допалювання КУ (кг / рік);

 - Ціна палива, що спалюється в камері допалювання КУ (прийнята постійною в рамках року, р. / кг);

 - Коефіцієнт зниження потужності ГТУ, що враховує зміну потужності ГТУ з-за додаткового аеродинамічного опору на вихлопі внаслідок встановлення котла-утилізатора;

 - Витрати, пов'язані з експлуатацією ПГУ (в тому числі КУ) у складі ПГУ (р. / рік);

 - Зміна інших витрат (р. / рік):

 (2)

Де

 - Інші витрати, пов'язані з роботою ПГУ;

 - Інші витрати, пов'язані з роботою ГТЕС до реконструкції (р. / рік).

Слід зазначити, що у формулі (1) прийнято, що режим роботи ГТУ в складі ПГУ залишається незмінним, тобто витрати, пов'язані з експлуатацією газотурбінної установки в складі ПГУ, залишаються незмінними в порівнянні з вихідним варіантом ГТЕС.

Оцінка сумарних капіталовкладень у реконструкцію Інгушської ГТЕС виконана на основі даних, представлених виробниками обладнання, експертних оцінок та проектів-аналогів. При цьому бралися до уваги лише витрати, пов'язані з введенням в дію нового обладнання. На розглянутій ГТЕС спочатку передбачалася утилізація газів ГТУ в газових підогревателях мережної води. При розміщенні парових котлів-утилізаторів можливе використання низки раніше прийнятих будівельних і технічних рішень. Капітальні вкладення у здійснення технічного переозброєння для розглянутих варіантів (з урахуванням ПДВ) представлені в табл. 2.

Оцінка капітальних вкладень для варіанту з використанням знову розробляється паротурбінного устаткування для роботи у складі дубль-енергоблоку ПГУ (варіант 2) проводилася на базі даних про вартість установки До-6-1, 6У. При цьому враховувалося, що ціна проектних і конструкторських робіт зі створення нової ПТУ складає орієнтовно 10% від її ціни і поширюється тільки на перший екземпляр. Тому можливо деяке збільшення питомих капітальних вкладень у порівнянні з варіантом 1. Однак у даному випадку не враховувався ефект зниження вартості внаслідок укрупнення одиничної потужності паротурбінного обладнання та зменшення кількості допоміжних агрегатів, що в кінцевому підсумку сприяє скороченню питомих капітальних вкладень для варіанту 2. Збільшення вартості реконструкції для варіанту 3 пояснюється додатковими капітальними вкладеннями в блоки допалюють пристроїв. Визначення ефективності інвестицій в реконструкцію газотурбінної ТЕС проводилося відповідно до «Методичних рекомендацій щодо оцінки ефективності інвестиційних проектів» з урахуванням наведених вище особливостей. В якості основних критеріїв прийняті термін окупності (повернення капіталу - РВ або DPB) та інтегральні показники:

- індекс прибутковості (прибутковості) - PI;
- внутрішня норма рентабельності (прибутковості) - IRR.

Аналіз комерційної ефективності реконструкції виконаний з використанням комп'ютерної програми «Project Expert 7. О 3», розробленої компанією «Про-Інвест-ІТ».

Всі види інтегральних результатів і витрат виражалися і зіставлялися в дисконтованій формі. Ставка дисконтування прийнята рівною 10%. Розрахунки виконані у цінах за станом на 1-й квартал 2001 р. з урахуванням платежів у бюджетні та позабюджетні фонди і з урахуванням ПДВ. Тривалість реконструкції, включаючи проектування та пусконаладжувальні роботи, - 18 місяців. Основні вихідні дані, прийняті при розрахунках ефективності інвестиційного проекту, наведено в табл. 2. У розрахунках були задані змінні

значення рівня інфляції з тенденцією зниження річних темпів інфляції - після 2004 р. річний рівень інфляції прийнятий постійним і рівним 10%.

При розрахунку враховувалися наступні витрати, пов'язані з експлуатацією поставленого обладнання ПГУ-КЕС:

- паливо на технологічні цілі (в камери допалювання котлів-утилізаторів);
- вода на технологічні цілі (підживлення контурів котлів-утилізаторів та контуру оборотного водопостачання);
- заробітна плата персоналу (додатковий штат, пов'язаний з введенням нового обладнання);
- витрати на утримання та експлуатацію устаткування;
- ремонт основного обладнання.

Норми амортизаційних відрахувань за всіма активами (обладнання, будівлі та споруди, інші активи) прийняті відповідно до "Класифікації основних засобів, що включаються в амортизаційні групи» від 1 січня 2002

Витрати на всі види ремонтних робіт для паросилового обладнання прийняті на базі проектів аналогів з розрахунку \$ 4 МВт »ч виробленої електроенергії.

Основні інтегральні показники ефективності інвестиційного проекту, визначені без урахування схеми фінансування, наведені в табл. 3.

Аналіз отриманих результатів вказує на економічну ефективність проекту реконструкції для всіх розглянутих варіантів. Показником ефективності є той факт, що термін окупності менше прийнятого для розрахунку (15 років) і внутрішня норма рентабельності перевищує прийняту ставку дисконтування. Враховуючи, що інвестування в енергетику в сучасних умовах характеризується досить тривалими термінами окупності, отримані абсолютні значення DPB (з

початку проекту 10,3-12,7 років) можуть бути привабливими для потенційного інвестора.

Порівняння результатів, отриманих для варіантів 1 і 2, демонструє економічну ефективність переходу до оптимальних початковим параметрам пара ПГУ-КЕС. Це проявляється у зниженні дисконтованого строку окупності DPB практично на один рік і збільшення внутрішньої норми прибутковості проекту на 0,92% (абс). Як зазначено вище, капітальні вкладення, прийняті для варіанта 2, насправді можуть бути знижені за рахунок збільшення одиничної потужності паротурбінного обладнання та зменшення кількості допоміжного обладнання - у цьому випадку можливе підвищення економічної ефективності.

Незважаючи на деяке зниження показників теплової економічності при допалювання палива у схемі ПГУ-КЕС (табл. 1), варіант 3 за вказаних умов розрахунку володіє найбільшою економічною ефективністю (табл. 3). Це пов'язано з тим, що розглядається не ПГУ в цілому, а тільки що споруджуються частину і все, що з нею пов'язано. І якщо при допалювання виробництво електроенергії (нетто) для ПГУ-КЕС в цілому збільшується приблизно на 10% (табл. 1, вар. 1 і 3), то з точки зору паротурбінної «прибудови» приріст річного відпуску електричної енергії для варіанту 3 складає на 48,7% більше, ніж у варіанті 1 (табл. 2). Саме цей приріст визначає економічну ефективність варіанти реконструкції і при певному співвідношенні ціни палива і тарифу на електроенергію викликає більш інтенсивний приплив готівкових коштів. У підсумку, незважаючи на збільшені капітальні вкладення і додаткові витрати на допалює паливо (табл. 2), даний варіант має найкращі економічні показники. У залежності від ситуації на ринку вихідні показники ефективності інвестиційного проекту можуть суттєво змінюватися. Був проведений аналіз зміни ефективності в залежності від тарифів на відпущену електроенергію, при цьому в якості основного критерію був прийнятий дисконтований термін окупності (BPB) з початку реалізації проекту (рис. 2). З аналізу результатів видно, що зміна тарифу на електроенергію досить інтенсивно впливає на величину BPB. Так, зростання поточних тарифів на 30% приведе до зменшення дисконтованого строку

окупності на 32-37 міс. (Велика величина відповідає варіанту 1). Одним з найважливіших параметрів, що визначають економічну ефективність проектів створення та реконструкції енергетичних об'єктів, є ціна палива. Особливість даної реконструкції полягає в тому, що для варіантів 1 і 2, внаслідок використання для вироблення додаткової електроенергії тільки утилізованого тепла газів ГТУ, паливна складова витрат відсутня. Тому економічна ефективність цих варіантів не залежить від ціни палива. При розгляді експлуатаційних витрат, пов'язаних з роботою знову споруджується (надбудовуються) частини ПГУ, для варіанта 3 паливна компонента становить близько 26,5%. Було досліджено, як впливає зміна тарифу на електроенергію та ціни палива (природного газу) на дисконтований строк окупності. Результати показали, що зміна тарифів на електроенергію має більш суттєве значення, ніж на паливо. Так, зростання ціни на електроенергію, що відпускається на 30% при одночасному збільшенні вартості природного газу на 75% знизить термін окупності на 26 місяців. Це пояснюється, перш за все, малою величиною паливної складової в складі загальних витрат експлуатації, а також відносно низькою ціною природного газу на внутрішньому ринку.

ВИСНОВКИ: • створення парогазових установок на базі ГГУ малої та середньої потужності - досить ефективний спосіб виробництва електроенергії. Всі запропоновані варіанти реконструкції ГТЕС є економічно ефективними з точки зору отриманих термінів окупності та інтегральних показників; • вибір оптимальних початкових параметрів паротурбінної частини ПГУ економічно виправданий; • при наявному на даний момент рівні співвідношення ціни природного газу та тарифу на електроенергію використання додаткового спалювання палива в схемах ПГУ-КЕС може бути економічно виправданим.

Економічна доцільність форсованого впровадження ПТУ і ГТУ при оновленні теплових електростанцій

Найбільшого зниження питомих витрат палива при оновленні ТЕС можна досягти за рахунок впровадження прогресивних технологій виробництва

електроенергії: для ТЕС на газі - це парогазовий цикл, газотурбінні надбудови паросилових блоків і газові турбіни з утилізацією тепла; для ТЕС на вугіллі - екологічно чисті технології його спалювання в паротурбінному циклі.

Є. Волкова, Т. Новікова, В. Шульгіна - ІНЕРД РАН

Старіння обладнання електростанцій і пов'язана з цим необхідність повної або часткової його заміни-одна з основних проблем розвитку електроенергетики в найближчі роки. Оновлення дозволяє не тільки зберегти і навіть дещо збільшити потужність діючих станцій, але також підвищити ефективність використання органічного палива.

В даний час інвестиції в розробку нових типів обладнання обмежені, тому пропонуються менш капіталомісткі способи оновлення - відновлення ресурсу та модернізація обладнання на діючих електростанціях.

У рамках роботи над «Концепцією технічного переозброєння ...» ІНЕРД РАН провів економічний аналіз трьох пропонованих в даний час способів відновлення застарілого обладнання ТЕС: відновлення ресурсу, установка модернізованого обладнання та впровадження нової техніки. Порівняння проводилося для типових груп (так званих «технологій»), класифікованих за принципом відносної близькості техніко-економічних показників - тип блоку (ТЕЦ або КЕС), початкові параметри пари і вид використовуваного палива (табл. 1).

Таким чином, в одну групу потрапили, наприклад, конденсаційні енергоблоки різної одиничної потужності з початковим тиском пари 240 ата.

При першому способі оновлення - відновлення ресурсу-потужність обладнання не змінюється. При заміні цих блоків модернізованими відбувається деяке збільшення їхньої потужності (наприклад, К-330-240 і К-850-240 замість К-300-240 і К-800-240). При заміні старого обладнання прогресивним на діючих майданчиках встановлюються ПГУ приблизно такої ж потужності (наприклад, ПГУ-325 замість К-300-240). Для всіх типових груп були прийняті укрупнені

техніко-економічні показники, прогнозовані для кожного способу оновлення. Ранжування «технологій» по мінімуму питомих приведених витрат дозволило вибрати найбільш ефективні способи поновлення: для ТЕС на вугіллі - це установка модернізованого обладнання, для ТЕС на газі - заміна паротурбінних блоків парогазовими установками і ГТУ з котлами-утилізаторами. У рамках «Програми оновлення ТЕС ...» ІНЕР РАН визначив комерційну ефективність трьох варіантів оновлення конкретних теплових електростанцій у період до 2010 року. Варіанти були розроблені інститутом «Теплоэлектропроект» з урахуванням динаміки вибуття устаткування в результаті старіння і на основі рекомендованих вище способів оновлення для кожної типової групи. По суті, проводилося порівняння двох шляхів оновлення ТЕС. Один з них - незначними, але в той же час паливомістких, технічно відсталий шлях, пов'язаний з відновленням ресурсу обладнання. Інший - прогресивний, який би зниження потреби в паливі, але капіталомісткий, що вимагає впровадження модернізованої і нової техніки. Варіант 1 являє собою реалізацію першого шляху, тобто обладнання всіх ТЕС. у міру досягнення турбінами індивідуального ресурсу підлягає відновленню (табл. 2).

Технічно прогресивним є варіант 2. У цьому випадку обладнання всіх ТЕС, що працюють на вугіллі, замінюється новим, з деяким збільшенням його потужності. На ТЕС, що працюють на газі, обладнання частково модернізується, а частково замінюється парогазовими і газотурбінними установками.

Варіант 3, найоптимістичніший, є деякою модифікацією 2-го. У цьому варіанті здійснюється форсоване впровадження ПГУ і ГТУ, в тому числі на деяких ТЕС, де ресурс агрегатів закінчується після 2010 року.

Для порівнянності всі варіанти були приведені до однакового енергетичного ефекту (по потужності і корисного відпуску електроенергії). Вирівнювання по потужності умовно виконано через нову замикаючу КЕС, що працює на вугіллі. Як розрахунковий прийнятий період 2003-2030 рр..

Безумовно, при формуванні техніко-економічних показників був прийнятий ряд припущень. Наприклад передбачалося, що при відновленні ресурсу економічність діючого обладнання не підвищується, тому питома витрата палива був прийнятий на рівні усереднених звітних даних за 2001 рік для відповідних груп устаткування. При модернізації та впровадженні нової техніки цей показник брався у відповідності до очікуваного проектним.

При визначенні питомих капіталовкладень було прийнято, що при оновленні повністю або частково замінюється обладнання електростанції. Причому його вартість становить 50% капіталовкладень у нову паротурбінну ТЕС на газі, 60% - у ТЕС на вугіллі та близько 70% - в нову парогазову або газотурбінну ТЕС.

В якості основного критерію при порівнянні варіантів був прийнятий максимум чистого дисконтованого доходу (ЧДД).

Для визначення комерційної ефективності щорічно протягом усього розрахункового періоду проводилося зіставлення двох фінансових потоків: доходу від реалізації електроенергії та всіх витрат. Потім щорічні сальдові потоки за допомогою коефіцієнта дисконтування приводилися до сьогоденішньому рівню цін і підсумовувалися за весь розрахунковий період. Ця підсумкова сума і відображала ЧДД, що отримується в результаті реалізації кожного з варіантів оновлення.

Розрахунок комерційної ефективності здійснювався при прогнозованих цінах на паливо і електроенергію. При цьому були розглянуті пов'язані між собою зміни цін на паливо і електроенергію, що характеризують їх помірний інтенсивне зростання. Крім того, були визначені граничні тарифи на електроенергію, за яких буде досягнута самоокупність в кожному з трьох варіантів оновлення.

Результати розрахунків показали, що максимальна витрата палива спостерігається у варіанті 1 (табл. 3),

Результати оцінки комерційної ефективності трьох варіантів оновлення ТЕС ЄЕС Росії Таблица 3			
	Варіант		
	1	2	3
Витрата палива по варіанту, млн т. у.п.	1646 918/728	1539 868/671	1321 735/586
в т.ч. газ / вугілля	-	7	1925
Економія палива в порівнянні з варіантом 1, %			
Потреба в інвестиціях за варіантом, млрд дол. Додатковий обсяг інвестицій в порівнянні з варіантом 1, %	8,3	9,6 16	12,5 51
	-		
Чиста поточна вартість за варіантом, млрд дол.	-14,7	-1,2	7,1

при якому роботи з відновлення ресурсу обладнання не забезпечують підвищення його теплової економічності. Самим економічним з точки зору витрат палива є варіант 3 з максимальним обсягом впровадження нової техніки. За рахунок економії газу, що досягається при оновленні діючих паротурбінних ТЕС і становить близько 7 млн т у.п. на рік, можна забезпечити цим паливом як модернізовані ТЕС, так і нові парогазові електростанції. У результаті цього потужність ПГУ і ГТУ до 2010 року можна довести до 12 ... 13млнВт.

Безумовно, така значна економія палива у варіанті 3 досягається за рахунок додаткових інвестицій, в 1,5 рази більші, порівняно з варіантом 1. Це істотно ускладнює можливість реалізації прогресивного варіанти оновлення. Відповідно до прийнятого критерієм (максимум ЧДД) саме варіант 3 з максимальним впровадженням технічно нового та модернізованого обладнання є найефективнішим, в той час як реалізація варіанта 1 неефективна взагалі (ЧДД <0).

Для фінансування оновлення ТЕС повністю за рахунок власних коштів найменше зростання тарифів передбачається у варіанті 3: у порівнянні з рівнем 2002 року він збільшиться до 2010 року приблизно в 2 рази (рис. 1). При менш ефективних варіантах поновлення самоокупність можлива лише за рахунок більш інтенсивного зростання тарифів - у 3-3,5 рази. Як відомо, основними джерелами

власних інвестиційних коштів є нерозподілений прибуток і амортизація. Прибуток як джерело інвестиційних коштів можлива лише в прогресивних варіантах 2 і 3 (рис. 2). Амортизаційних коштів у цьому випадку явно недостатньо. Тому в сукупності за рахунок власних джерел можна профінансувати лише близько 30% інвестицій у варіанті 1 і значно більше у прогресивних варіантах 2і3 - 44і61% відповідно. Через брак власних коштів для фінансування оновлення, ІНЕД РАН були розглянуті і інші схеми інвестування (рис. 3):

- оновлення на 30% фінансується за рахунок власних коштів РАО «СЕС Росії», 70% - за рахунок залучення довгострокових банківських кредитів, при цьому термін погашення кредиту складає 10 років, а процентна ставка за кредит- 5 і 10%;

- обладнання для оновлення купується на умовах лізингу, а будівельно-монтажні роботи або повністю фінансуються за рахунок власних коштів, або 30% - за рахунок власних коштів і 70% - за рахунок позикового капіталу. Аналіз схем фінансування показав, що реалізувати прогресивні варіанти оновлення 2 і 3 можна лише при пільгових умовах залучення позикових коштів (терміни повернення капіталу більше 10 років і процентні ставки 5-10%). У варіанті 1 через зростання паливних витрат собівартість виробництва електроенергії перевищує виручку від її продажу. Тому погашення зобов'язань навіть за пільговими кредитами проблематично. Таким чином, результати порівняння варіантів оновлення ТЕС, ресурс яких буде вироблений до 2010 р., показують, що для обладнання на газі найефективнішим є його заміна парогазовими або газотурбінними установками, а для обладнання на вугіллі - заміна модернізованим. При відновленні ресурсу перевагою є відносно низькі витрати й короткі терміни відновлення. Але з економічної точки зору реалізація такого варіанту неефективна і сприяє відставання в розвитку електроенергетики. Тому на паротурбінних КЕС на газі рекомендується установка великих ПГУ одиничною потужністю 325 ... 540 МВт, на дрібних ТЕЦ (з параметрами пари 90 ата і нижче) - установка ГТУ з котлами-утилізаторами. Однак заміна обладнання

дрібних ТЕЦ на ГТУ ефективна тільки в тому випадку, якщо їх вартість не перевищить вартість великих газових турбін більш ніж в 1,5 рази. При виборі способів поновлення великих ТЕЦ (130 ата) існує велика невизначеність. Це пов'язано як з труднощами прогнозування теплових навантажень на перспективу, так і з необхідністю оцінки технічних можливостей з розміщення нового обладнання на старих майданчиках ТЕЦ. Заміна великих теплофікаційних агрегатів, що працюють на газі, на ПГУ більш ефективна, ніж встановлення їх на паротурбінних КЕС, лише в тому випадку, якщо завантаження ПГУ по тепловому графіку складає більше 60%.

Комплексний підхід до будівництва та реконструкції електростанцій з застосуванням ПУ і ПГУ

Розроблений 000 «Агри-Консалтинг» підхід при реалізації інвестиційних проектів будівництва газотурбінних електростанцій дозволяє вирішити всі організаційно-правові питання, а також питання, пов'язані з інформаційно-технологічним забезпеченням проекту з мінімізацією адміністративних і фінансових витрат.

С. Костін, А. Пак - 000 «Агри-Консалтинг»

В останні десятиліття в Росії спостерігається істотне збільшення попиту на енергетичні ресурси, особливо в Центральній частині. Це пов'язано із зростанням темпів виробництва і збільшенням споживання електроенергії (рис. 1).

Спорудження нових електростанцій з комбінованим циклом виробництва теплової та електричної енергії, а також технічне переозброєння і реконструкція існуючих дуже актуальні в даний час. Особливо це стосується малих міст Росії.

Будівництво нових електростанцій на основі газотурбінних установок (ГТУ) - одне з пріоритетних напрямів розвитку систем енергогенерації потужністю від 4 до 90 МВт. Це дозволяє забезпечити економію палива, вирішити проблеми теплопостачання, екології та збереження водних ресурсів. Виробництво основної частки теплової енергії здійснюється без витрат палива -

за рахунок утилізації тепла відхідних газів, які відпрацювали в газотурбінних установках при виробництві електроенергії. Вартість газотурбінного обладнання, в порівнянні з іншими технологіями (рис. 2), відносно невелика. Його застосування дозволяє побудувати і ввести в експлуатацію об'єкт за 1-2 роки.

Як показовий приклад можна навести проект будівництва ГТУ-ТЕЦ «Промінь» у м. Белгороді. Там буде встановлено два газотурбінних енергоблоки потужністю по 25 ... 30 МВт з паровими котлами-утилізаторами і водогрійної котельні для покриття пікових теплових навантажень потужністю 90 Гкал. Річна продуктивність такої станції складе 400 млн. кВт * год електроенергії. Інвестиційна вартість проекту - 130 млн. рублів. Консультантом з комплексного супроводу проекту виступає російська консалтингова фірма ТОВ «Агрі-Консалтинг» (Москва). Маючи у своєму арсеналі штат висококваліфікованих фахівців, що володіють великим досвідом роботи в профільних структурах, фірма є однією з провідних в цьому сегменті галузі.

Оскільки реалізація інвестиційних проектів з будівництва теплоелектростанцій передбачає комплексний підхід, спеціалісти ТОВ «Агрі-Консалтинг» пропонують розроблену методику вирішення всього спектру питань, що виникають при зведенні об'єктів.

Передпроектна підготовка та адміністративне узгодження

На першому етапі проводиться маркетингове дослідження ринку теплової та електричної енергії регіону за наступними критеріями: потреба, основні виробники і споживачі, технічні характеристики обладнання та вимоги до нього. Розробляється і затверджується на адміністративному рівні схема енерго-і теплопостачання регіону на заданий період і концепція розвитку на певну перспективу. При розробці концепції вибирається найбільш прийнятна технологія виконання необхідних об'єктів генерації та проводиться дослідження ринку обладнання, відповідного вибраній технології (теплоелектростанція, парогазова установка, газотурбінна установка, газопоршневий агрегат і т.д.). Паралельно проводиться маркетингове дослідження з пошуку джерел

фінансування, підготовка плану та графіка реалізації проекту. Підписується угода про співпрацю між адміністрацією регіону і РАО «ЄЕС Росії», проводиться узгодження з регіональною енергетичною комісією.

Корпоративні процедури

Фінансово ємні проекти вимагають від замовника прийняття серйозних рішень. Проект повинен пройти всі корпоративні процедури і перевірки на предмет його інвестиційної привабливості. Пропозиція про початок реалізації проекту вноситься на засідання Правління компанії (або Ради директорів) замовника. Потім проводиться розробка техніко-економічного обґрунтування проекту та технічних вимог до нього на підставі затверджених схем енергопостачання. Погоджується і затверджується інвестиційний бізнес-план, джерела фінансування, заставне майно (у разі залучення кредиту). Затверджуються терміни і відповідальні особи за проведення конкурсних процедур на вибір проектувальника, постачальників обладнання та підрядників.

Проведення конкурсних процедур з реалізації проекту

Конкурсні процедури, спрямовані на зниження інвестиційних витрат, проводяться в такій послідовності:

- вибір джерела фінансування (лізинг, проектне фінансування, кредитна лінія, розміщення облігаційної позики, акціонерне інвестування, форфейтинг тощо). Основний критерій вибору - «вартість» залучених грошей;
- вибір генерального проектувальника;
- вибір генерального постачальника основного обладнання (включаючи обслуговування). Відбір ведеться за вартістю життєвого циклу обладнання;
- вибір генерального підрядника і постачальника допоміжного обладнання (на основі оцінки показників ціна / якість).

Проведення конкурсного відбору дозволяє знизити реальну вартість проекту по відношенню до попередньої інвестиційної вартості на 10 ... 30%.

Реалізація проекту за результатами конкурсів

Даний етап включає проектування, виробництво і постачання устаткування, будівництво, монтаж, наладку і запуск його в експлуатацію. Фахівці ТОВ «Агрі-Консалтинг» координують дії всіх учасників проекту в період будівництва об'єкта та його роботи і гарантійний період.

Сьогодні основне завдання ТОВ «Агрі-Консалтинг» - забезпечити підтримку технологічному та економічному розвитку підприємств енергетичної галузі. Переваги застосування комплексного підходу, пропонованого ТОВ «Агрі-Консалтинг», при реалізації інвестиційних проектів високого рівня складності:

- єдине управління всім циклом виконання проекту з координацією дії всіх учасників - замовник, акціонери, державні та місцеві органи влади, проектувальник, підрядник, постачальник, консультанти, експерти;
- мінімізація адміністративних і фінансових витрат, пов'язаних із застосуванням технологій комплексного проведення відкритих конкурсних торгів на міжнародному рівні;
- проведення всього напору робіт, пов'язаних з інформаційним і технологічним забезпеченням проекту;

Відпрацювання технічних рішень на власних електростанціях - запорука надійної роботи обладнання у замовника.

Ю.С. Бухолдін, В.М. Олефіренко-ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе»

Орієнтуючись на перспективний ринок енергетичних установок, ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе» відпрацьовує нові технології енерговиробництва і створює на підприємстві генеруюче обладнання з використанням різних теплових схем.

Пріоритетним напрямком діяльності ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе» (далі НУО, об'єднання) є випуск устаткування для нафтової і газової промисловості. Це компресорні агрегати з газотурбінним приводом - для лінійних і дожимні КС, для закачування газу в ПСГ; газліфтний, сайклінг-процесу; комплектні компресорні станції для магістральних газопроводів, а також установки переробки нафти і газу та ін

Підприємство здійснює повний комплекс робіт: проектування, виготовлення, монтаж, пуско-налагодження - аж до будівництва «під ключ» комплексних виробничих об'єктів. При необхідності підприємство навчає персонал замовника і забезпечує експлуатаційне обслуговування в гарантійний та післягарантійний період.

Накопичений досвід та наявний виробничий і науково-технічний потенціал об'єднання дозволив приступити до освоєння нового напрямку в своїй діяльності - створення електро та теплогенеруючих газотурбінних установок.

Аналіз ринку газотурбінних електростанцій, проведений на підприємстві, виявив перспективність енергетичних установок потужністю 6 ... 25 МВт. При здійсненні утилізації тепла вихлопних газів газотурбінного двигуна ефективність подібних електростанцій значно зростає. Причому, якщо є достатньо стабільний споживач тепла (гарячої води або пари), в енергоустановки в економічно обґрунтованих випадках можливе застосування ВМД з більш низьким ККД за рахунок підвищення її теплової потужності.

Враховуючи потреби ринку, було прийнято рішення про створення двох газотурбінних установок:

- ЕГТУ-16 - когенераційної, з утилізатором тепла економайзерного типу;
- ПГУ-20 - парогазової установки.

Як газотурбінного приводу в обох енергетичних установках застосований двигун НК-16СТ потужністю 16 МВт виробництва ВАТ «Казанське моторобудівне виробниче об'єднання» (КМПО). Приводом другого генератора в ПГУ-20 служить конденсаційна парова турбіна, спроектована і виготовлена в об'єднанні.

Установки повністю забезпечують власні потреби НУО в електроенергії, а також служать для випробування новостворюваного енергетичного обладнання і є демонстраційними зразками для потенційних замовників. Наявність поблизу енергоустановок необхідних комунікацій (трансформаторна підстанція, газопровід тиском 2,5 МПа, котельня з відповідною інфраструктурою) істотно знизило капітальні вкладення в будівництво ЕГТУ і ПГУ.

Паровий котел, парова турбіна, програмні регулятори палива для ГТД і ПТ, високовольтне обладнання передачі виробленої електроенергії в мережі розроблені спільно з спеціалізованими науково-дослідними та проектними організаціями.

Уніфікація ряду елементів, конструктивно схожих з вузлами ГПА, і досвід паралельного проектування дозволили з мінімальними витратами й у найкоротший термін (менше одного року) створити ЕГТУ-16. У березні 2001 року установка була запущена в експлуатацію.

Надалі, з урахуванням досвіду, набутого в ході створення ЕГТУ-16, в об'єднанні була спроектована і побудована парогазова установка сумарною електричною потужністю 20 МВт. Введення в експлуатацію ПГУ-20 відбувся у два етапи: у березні 2003 р. запущена газотурбінна установка ЕГТУ-16ПК з

утилізаційним паровим котлом К35 / 2,0-300450, в червні того ж року - паротурбінна установка УПГ-4К. Принципова схема ПГУ-20 представлена на малюнку.

Паливний газ подається в газотурбінний двигун, силова турбіна якого через редуктор обертає ротор генератора. На вихлопному тракті ВМД встановлено утилізаційний паровий котел. Пара, що виробляється в казані, прямує в конденсаційну парову турбіну, яка є приводом другого генератора установки. Отрабований в турбіні пар доохладжується зворотною водою в конденсаторі К. Отриманий конденсат через деаератор направляється в котел.

Передбачений режим роботи установки в теплофікаційному режимі, при якому отриманий пар направляється в котельню і далі - споживачам. Ефективність використання палива при цьому складає більше 80%.

Основні технічні характеристики ЕГТУ-16 і ПГУ-20 представлені в табл. 1.

У ЕГТУ-16 за рахунок тепла вихлопних газів ВМД у утилізаторі тепла

Основні технічні характеристики енергетичних установок Таблица 1		
	ЕГТУ-16	ПГУ-20
Потужність електрична номінальна, МВт	16	20
Потужність тепла, Гкал / год	21	23
Електричний ккд, %	25	40
Ефективність використання палива, %	80	80 (у ко. Режимі)
Витрата води (пари) через КУ, т / год	480	(32,6)
Температура води / пари, ° С	70/115	70/385
Тиск води (пари), МПа	0,6	(2)

потужністю 21 Гкал / год виробляється нагрівання води, яка направляється споживачам через колектор котельні. Регулювання температури мережної води здійснюється за допомогою жалюзі, встановлених у газоході перед утилізатором.

Вироблення електроенергії на обох енергоустановках забезпечується генераторами Т-20-2УЗ виробництва ВАТ «Привід». Парова турбіна є приводом

генератора ТГ-6-2ДУЗ (ВАТ «Електроважмаш»). Для узгодження частот обертання силових турбін ВМД (5300 об / хв) і парової турбіни (8910 об / хв) з частотою генераторів (3000 об / хв) застосовані редуктори власного виробництва.

Парова турбіна К-4-17, 5 потужністю 4 МВт (фото 2) була розроблена і виготовлена фахівцями Сумського НВО. Парова турбіна виконана триступеневої, двухпоточної: 1-й ступінь - радіальна, 2-а і 3-я - осьові. Розрахунок і проектування проточної частини турбіни були здійснені спільно з фахівцями СПбГПУ (м. Санкт-Петербург).

Водогрійний утилізатор тепла УТ-25 для ЕГТУ-16 і паровий котел К35 / 2,0-300-450 для ПГУ-20 також виготовлені Сумським НВО. Паровий котел-утилізатор був розроблений спільно з фахівцями ВАТ «Укренергочормет» (м. Харків).

Паровий котел барабанного типу виконаний газощільний, вертикальний, з примусовою циркуляцією робочого тіла. Переважне застосування гладких труб в теплообмінниках дозволило забезпечити необхідний рівень опорів проточної частини котла-утилізатора «по газовій стороні». Для збільшення теплос'єма економайзер парового котла виконаний з оребрених труб власного виробництва.

Для забезпечення водно-хімічних режимів роботи енергоустановок використовується система хімводо-підготовки, існуюча в заводській котельній. Для запуску котла-утилізатора також застосовується пар, що виробляється в котельні.

При створенні енергетичних установок були скомбіновані блочно-контейнерна компоновка газотурбінної частини (аналогічна ГПА) і капітальні будівлі, в яких розміщені турбогенератори, розподільний пристрій і парова турбіна.

Блок управління обома установками розміщений в окремо розташованій будівлі. АСУ ТП спроектована спеціалістами підприємства на базі програмно-технічних засобів Fanuc (GE). Спільно з фірмою Advantek International розроблені

програмні регулятори палива, що забезпечують підтримання постійної частоти обертання силової турбіни ВМД. Регулювання потужності приводу здійснюється за рахунок зміни витрати паливного газу (з підтримкою постійної частоти обертання силової турбіни двигуна). Програмні регулятори палива, встановлені в ЕГТУ, забезпечують надійну роботу енергоустановок як при видачі електроенергії в локальну мережу, так і при паралельній роботі з енергосистемою. Експлуатація ЕГТУ-16 і ПГУ-20 дозволила довести все що входить до їх складу обладнання та придбати досвід, необхідний для тиражування відпрацьованих технічних рішень.

У табл. 2 наведені дані про напрацювання установок і кількості виробленої електричної і теплової енергії.

На підприємстві опрацьовано ряд схем енергоустановок з використанням газотурбінних приводів різного типу. Одним з перших двигунів, на базі якого планується випуск серійних енергоблоків когенераційного циклу, стане НК-16-18ст виробництва ВАТ «КМПО». В даний час вирішується питання про спільне створення ГТУ-ТЕЦ в м. Казані. Чотири газотурбінних енергоблоку в складі єдиної електростанції передбачається змонтувати на території районної котельні «Азин». Тепло буде направлено до комунальній тепловій мережі. Висока ефективність використання палива в енергоустановках когенераційного циклу досягається при повному використанні тепла, що виробляється, як правило, в холодну пору року. При незатребуваності усього потенційного тепла вихлопних газів (у літній період) загальний коефіцієнт використання палива падає.

Створення когенераційних установок економічно доцільно при наявності стабільних споживачів тепла, гарячої води або пари. При їх відсутності більш переважно спорудження парогазових установок, основне призначення яких - вироблення електроенергії. Однією з основних завдань при створенні власного енергокомплексу для підприємства є розробка та випробування утилізаційних енергоустановок для компресорних станцій з газотурбінними приводами компресорів природного газу. Традиційні утилізаційні схеми із застосуванням

води в якості робочого тіла в паротурбінному циклі не вітаються газовиками і нафтовиками, особливо в умовах Півночі. З огляду на це, у ВАТ створюється експериментальна Турбогенераторна установка з замкнутим робочим циклом на низькокиплячій середовищі (пентан). В установці нагрів пентану до газоподібного стану провадиться за рахунок тепла вихлопних газів газотурбінного приводу ЕГТУ-16. Потім газоподібний пентан під тиском подається в турбіну, яка є приводом генератора. Отработавший в турбіні пентан конденсується і подається в теплообмінники для нагріву та переведення у газоподібний стан; цикл повторюється. Все обладнання, в тому числі пентанової турбіна, насоси, теплообмінники, арматура і т.д., розроблено і виготовляється на ВАТ. Запуск пентанової енергоблоку в дослідну експлуатацію заплановано на IV квартал 2004 р. Установка призначена насамперед для організації науково-технічного доробку у галузі створення нового енергогенеруючого обладнання. Схема з енергоутілізующою установкою на низько-киплячих робочих тілах може використовуватися при надбудові газотурбінних ГПА. Електроенергії, виробленої такими енергоблоками на компресорній станції, буде достатньо для покриття власних потреб КС.

Створення власних газотурбінних установок сумарною електричною потужністю 36 МВт у ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе» вирішило проблему безперебійного електропостачання та заощадило значні кошти, раніше йшли на закупівлю електроенергії. Найближче завдання підприємства - рішення енергетичних проблем замовника.

Експлуатаційні показники енергоустановок ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе» (на 1.05.04) Таблиця 2			
Тип установки	Напрацювання, год	Вироблено електроенергії, млн кВт »ч	Вироблено теплової енергії, тис. Гкал
ЕГТУ-16	25000	362	472
ПГУ-20	10000	160	99
в т.ч. ЕГТУ-16ПК	10000	146	99
УПГ-4К	4000	14	-

Конденсаційна парогазова електростанція для надійного енергопостачання промислових споживачів.

А.І. Виноградов, Н.Р. Джапарідзе, В.В. Макаревич-ЗАТ «МР-Енерго-Буд»

В останні десятиліття в усьому світі для надійного енергопостачання підприємств нафтової і газової, а також інших галузей промисловості широко застосовуються передові газотурбінні та парогазові технології. Такі енергоджерела споруджуються і в Росії, і в інших країнах СНД.

Компанією МР-Енерго-Буд розроблено пропозицію з будівництва під ключ електростанції для одного з нафтопереробних заводів (НПЗ). Вона повинна забезпечувати електроенергією діюче підприємство і знову споруджуваний комплекс глибокої переробки нафти. На підприємстві існують споживачі електричного навантаження першої та особливої категорії (ПУЕ п. 1.2.17) за надійністю, і їх енергопостачання повинно бути безперебійним.

Реконструкція НПЗ повинна проводитися в три етапи, і в залежності від них будуть змінюватися електричні навантаження підприємства.

На вимогу Замовника була прийнята схема конденсаційної ПГЕС. Передбачалося також наявність резервної установки, тобто 60 МВт - робоча потужність ПГЕС і 20 МВт - резерв. В даний час електропостачання заводу здійснюється від енергосистеми, тепlopостачання - від власної котельні.

МР-Енерго-Буд розробило схему ПГЕС на базі ГТУ типу «Циклон» виробництва Siemens. Установки забезпечені паровими котлами-утилізаторами (ПКУ) з допалюють пристроями і конденсаційними паровими турбінами. Котли і турбіни - вітчизняного виробництва.

ГТУ «Циклон» є сучасними і потужними промисловими газовими турбінами. Від вітчизняних енергоустановок, створених на базі конвертованих авіаційних або суднових ВМД, їх відрізняє незначне зниження електричного ккд (не більше 3,5%) на часткових навантаженнях (розвантаження - до 75%). При

цьому зменшення розташовуваної теплоти відхідних з ГТУ газів неістотно і практично не впливає на вироблення теплової енергії за рахунок утилізації.

Можливість роботи газотурбінної енергоустановки «Циклон» у режимах часткового навантаження з практично незмінним електричним ккд стала визначальним фактором при виборі основного обладнання для даних умов.

Оскільки температура газів ГТУ «Циклон», як і інших типів газових турбін, залежить від температури зовнішнього повітря і зменшується при її зниженні, то в якості розрахункового був прийнятий зимовий режим роботи ПГЕС, при $t_{\text{нв}} = -30^{\circ} \text{C}$, характеризується мінімальною виробленням теплової енергії в утилізаційному котлі.

На ПГЕС передбачено розміщення 4 блоків ГТУ з ПКУ з допалюють пристроєм. Прийнята схема ПГЕС з поперечними зв'язками. Від парової магістралі харчуються дві парові турбіни (ПТ). Загальна (встановлена) електрична потужність ПГЕС становить близько 71, 6 МВт.

Електричні навантаження підприємства по етапах і їх забезпечення Таблиця 1							
Етап	Введена встановлено, потужність $N_{\text{уГТ ПГУ-КЕС}}$, МВт	Нормальний режим роботи			Ремонтний і аварій. режим роботи		
		Кількість установок	Необхідна потужність, N_s , МВт	Забезпечення, МВт	Кількість установок	Необхідна потужність "1-ї кат.	Забезпечення, МВт
				% Завантаження ГТУ			
							% Завантаження
I	38,7	3-ГТУ	29,524	30,186	2	24,592	25,8
				78%			100%
II	61,6	4-ГТУ 1-ПТ	54,964	55	4	50,032	50,16
				87,2%			103%
III	71,6	4-ГТУ 2-ПТ	62,270	62,3	5	57,338	58,7
				82%			100%

Розміщення непрацюючої (резервної) енергоустановки не передбачено - прийнята схема електростанції з використанням «ненавантаженого» резерву.

Схеми з енергоустановками, що перебувають у «холодному» резерві, істотно збільшують експлуатаційні витрати. Кожен пуск ГТУ значно збільшує час напрацювання газової турбіни (в еквівалентних годинах). Запуск газової турбіни займає від 3 до 15 хвилин (фактичний час), пуск парового котла-утилізатора - на порядок довше, що неприпустимо при забезпеченні харчування споживачів 1-ї категорії надійності.

Схеми з використанням «гарячого» резерву, коли резервні установки постійно знаходяться в режимі холостого ходу, є більш динамічними і надійними, але також вимагають додаткових капіталовкладень в ГТУ. Час набору номінальної потужності установки з режиму холостого ходу менше тривалості її пуску з холодного стану. Але тривалість навантаження котла-утилізатора до номінальних параметрів пари істотно перевищує нормативний час перерви в енергопостачанні споживачів 1-ї категорії.

МР-Енерго-Буд пропонує використання «ненавантаженого» резерву, тобто робота всіх ГТУ на 80-85% від номінальної потужності, парових турбін - на повній потужності. Необхідна для парових турбін вироблення пари в котлах-утилізаторах забезпечується за рахунок допалювання палива.

Загальна кількість енергогенеруючих установок ПГЕС становить шість одиниць: чотири ГТУ і дві ПТ. При аварійному чи плановому останове одного з шести енергоджерел залишилися в роботі газові турбіни автоматично виводяться на режим номінальної потужності (завантаження 100%) протягом 2-3 секунд, і ПГЕС повністю покриває навантаження споживачів 1-ї категорії.

Крім того, завод резервується мережами РАТ ЄЕС. Таким чином, незважаючи на незначне зниження ккд установок, пропонується надійна, гнучка і динамічна (швидкий скидання і набір навантаження) схема енергопостачання споживачів заводу. Споживачі 1-ї категорії при цьому отримують подвійне

резервування. Для забезпечення триразового резервування особливої групи першої категорії передбачається установка акумуляторних батарей.

Будівництво електростанції, як і реконструкцію заводу, передбачається здійснити в три етапи (табл. 1). На першому етапі планується введення трьох ГТУ з паровими котлами-утилізаторами, на другому - введення однієї ГТУ з ПКУ і однієї ПТ, на третьому етапі - введення останньої парової турбіни.

Покриття навантажень 1-ї категорії (24,592 МВт перший етап, 57,338 МВт - третій етап) на першому і третьому етапах не становить проблем. На першому етапі, при виведенні з ладу однієї з трьох газових турбін, потужність двох, що залишилися ГТУ автоматично доводиться до 100%. На третьому етапі, при виведенні з ладу ПТ (10 МВт), 100%-а потужність решти установок складе 61,6 МВт ($> 57,338$ МВт). При виведенні з ладу ГТУ (12,9 МВт) 100%-а потужність решти установок складе 58,7 МВт ($> 57,338$ МВт), але при цьому необхідно збільшити кількість допалює палива для забезпечення паром двох парових турбін.

На другому етапі виконання проекту планована потужність для забезпечення споживачів 1-ї категорії становить 50,032 МВт. При виведенні з ладу парової турбіни, 100%-а потужність залишився обладнання складає 61,6 МВт ($> 50,032$ МВт). Цим забезпечується не лише 1-а категорія, а й повне навантаження заводу.

При виході з ладу ГТУ 100%-а потужність складе 48,7 МВт ($< 50,032$ МВт), тому обладнання буде працювати з деякою перевантаженням. У зимовий час за рахунок зниження температури зовнішнього повітря збільшення потужності ГТУ зростає до 14,126 МВт, і її дефіцит для споживачів 1-ї категорії повністю покривається. У літній період дефіцит покривається за рахунок перевантаження парових турбін на 10% від номінальної потужності, що є допустимим протягом тривалого часу для турбін такого типу. Додаткова вироблення пари досягається за рахунок додаткового допалювання палива ПКУ.

Основні технічні характеристики обладнання та ПГЕС Таблиця 2	
Газотурбінна установка (при $t_{НВ} = +15^{\circ} \text{C}$ і 100%-м навантаженні)	
Тип	Cyclone
Виробник	Компанія Alstom
Потужність електрична, МВт	12,9
Витрата природного газу (при $Q_{hp} = 48200$ кДж / кг), кг / с	0,755
Температура вихлопних газів, $^{\circ} \text{C}$	560
Витрата вихлопних газів, кг / с	49,0
ККД, %	34,5
Кількість, шт.	4
Паровий котел-утилізатор (при $t_{НВ} = -30^{\circ} \text{C}$)	
Тип	Горизонтальний
Параметри свіжого пара: - тиск, кг/см ² - температура, $^{\circ} \text{C}$	14 250
Продуктивність із дожиття, т / год	33-34
Парова турбіна	
Тип	К-10-1, 3
Виробник	ВАТ «Невський завод»
Параметри свіжого пара: - тиск, кгс/см ² - температура, $^{\circ} \text{C}$	13 220
Витрата пари через турбіну, т / год	65,0
Номінальна електрична потужність, МВт	10,0
Кількість, шт.	2

Зважаючи на відсутність вітчизняних серійно випускаються котлів для ГТУ «Циклон» проведено попередній розрахунок паропродуктивності ПКУ на основі методу теплових балансів. Розрахунки ПКУ, парової турбіни та теплової схеми ПГЕС виконані науково-дослідною лабораторією «Газотурбінні та парогазові ТЕС» Московського енергетичного інституту під керівництвом к.т.н. Бурова В.Д.

Як ПКУ прийнятий комбінований горизонтальний котел-утилізатор, виробляє пару з параметрами 14 кгс/см²/250 $^{\circ} \text{C}$.

Регулювання теплової потужності КУ передбачено як за рахунок байпасірованія високотемпературних вихлопних газів ГТУ, так і за рахунок допалювання палива.

У ПГЕС прийнята теплова схема з поперечними зв'язками (рис. 1). Всі ПКУ видають гострий пар в оббиту магістраль, куди під'єднані парові турбіни. Живильна вода після деаераторів також подається до загальностанційних колектор живильної води і далі на економайзер ПКУ.

Пропонована технологічна схема ПГЕС дозволяє споруджувати і вводити в експлуатацію обладнання як чергами, так і поагрегатно.

В якості основного палива ПГЕС прийнятий природний газ за ГОСТ 5542-87, який подається з газопроводу високого тиску 25 кгс/см² (хат).

Як аварійне палива ПГЕС передбачено рідке (дизельне) паливо за ГОСТ 305-82. Поповнення витратних резервуарів рідкого палива здійснюється по трубопроводу від складу готової продукції НПЗ.

До складу пропонованої ГТУ «Циклон» електричною потужністю 12,9 МВт (16,1 МВА) входить електрогенератор на напругу 6,3 кВ з безщітковий системою збудження, режим роботи - з ізольованою нейтраллю. Охолодження генератора - повітряне, розімкнутого циклу.

Парові турбіни типу К-10-1, 3 виробництва ВАТ «Невський завод» (С.-Петербург) оснащені вітчизняними генераторами Т-12-2 (ВАТ «Привід», м. Лисьва).

Головною схемою ПГЕС передбачена робота шести генераторів на 2-секційне загальностанційне комплексний пристрій 6 кВ: чотири генератора з приводом від ГТУ (по дві на кожную секцію - G1, G 2, G 3. G 4); два генератори з приводом від ПТ (G 5, G 6) встановлюються на різні секції. Для вирівнювання навантажень на секції до кожної з них підключається по одному генератору від парової турбіни і по два генератори від ГТУ.

Комплексне розподільний пристрій КРУ - 6кВ призначено для прийому та передачі електроенергії від генераторів і складається з комірок К-105м внутрішньої установки. Електродинамічна стійкість КРУ прийнята 125 кА, зі струмом відключення вимикачів 40 кА. Елегазові вимикачі КРУ-6 розташовані на вкатних візках.

Головною схемою передбачено оперативне перемикання двох енергоблоків G 5 і G 6 на одну з двох секцій загальностанційного КРУ-БКВ. За умовами динамічної стійкості розподільного пристрою допускається паралельна робота з енергосистемою не більше трьох енергоблоків потужністю 12,9 МВт.

При паралельній роботі з енергосистемою часто виникають труднощі у дотриманні динамічної стійкості роботи енергоджерела. Для визначення можливості паралельної роботи енергоджерела (ПГЕС) та енергосистеми потрібен розрахунок статичної та динамічної стійкості - подібні розрахунки виконуються на стадії проекту.

Для захисту енергоджерела від аварійних ситуацій в енергосистемі, як правило, передбачається установка ділильної автоматики і швидкодіючих захистів, які дозволяють при збуреннях в мережі відключитися від енергосистеми і працювати автономно на збалансоване навантаження.

Все основне обладнання передбачалося встановлювати у головному корпусі. Компонування головного корпусу на нульовій позначці наведена на рис. 2.

Завдяки широкому застосуванню вітчизняного обладнання (парові котли, парові турбіни, інше допоміжне обладнання та комплектуючі), питомі капіталовкладення в ПГЕС із зарубіжними газотурбінними установками (ГТУ «Циклон», Siemens) складають 870 \$ / кВт.

Попередня оцінка економічних показників будівництва електростанції (без урахування інфляційних процесів) показала простий »термін окупності інвестиційного проекту близько 6,3 року.

Для підвищення теплової та економічної ефективності конденсаційної парогазової електростанції ПКУ можна оснастити газовими підігрівачами мережної води. Таке технічне рішення дозволяє виробити на ПГЕС з комбінованими утилізаційними котлами додатково 16 ... 20 Гкал * год теплової енергії (гарячої води - 110 ... 70 ° C).

Реконструкція паротурбінних електростанцій - ефективний шлях переозброєння енергетики.

Ю.І. Шаповалов - ВАТ ТКЗ «Червоний казаняр»

Сучасні газові турбіни працюють з температурою газів на вході більш 1000°С. Температура газів за турбінами досягає 600 °С. Це відкриває широку перспективу реконструкції паротурбінних електростанцій з використанням тепла вихлопних газів ГТУ. До одного з проектів, заснованих на цьому принципі, можна віднести реконструкцію котла ПК-38 для Березовської ГРЕС, здійснену на Таганрозькій заводі «Червоний казаняр».

У 1997 році підприємство «Бел-НППенергопром» запропонувало Таганрозький завод виконати проект по реконструкції котла ПК-38 Березовської ДРЕС у низьконапірний парогенератор для роботи в парогазовій циклі.

В останні роки Березовська ГРЕС практично не працювала. Питома витрата палива на вироблення 1 кВт * Ч на ній помітно перевищував витрата тепла на паротурбінних блоках надкритичного тиску (СКД), тому запускати в роботу станцію при надлишку потужності було недоцільно.

Керівництво ГРЕС, Брестенерго, Міністерство енергетики Білорусі шукали способи відновлення ГРЕС з застосуванням газотурбінних технологій.

Використання високотемпературних газів газотурбінної установки можливе за багатьма схемами. Найбільш економічною (за умовами витрат тепла на вироблення 1 кВт * год) визнана парогазова установка (ПГУ) за схемою: ГТУ - котел-утилізатор - парова турбіна. Паливо при цьому спалюється тільки в камері

згоряння ГТУ. Така схема обладнання, і вартість встановленої потужності виходить досить висока.

Є і другий, менш ефективний, але і менш витратний шлях - допалювання газів, що містять велику кількість кисню, в топкових камерах енергетичних котлів (ЕК). Це парогазові установки скидні (ПГУС). При схемі допалювання газотурбінна установка є надбудовою над існуючим обладнанням паросилова установки (ПСУ). При цій схемі можна зберегти практично всю ПСУ, дещо модернізувавши котел.

При реалізації схеми ПГУС можливі різні варіанти, вибір яких залежить від місцевих умов і вимог замовника.

Саме другий варіант - надбудова блоків газотурбінними установками і реконструкція блоку ПСУ обрали фахівці «БелНПІ-Енергопром» для Березовської ДРЕС.

Приступаючи до роботи, фахівці «Червоного котельні» взяли до уваги всі фактори. На Березовській ДРЕС встановлено 6 паротурбінних блоків по 150 МВт. Кожен блок складається з парової турбіни виробництва НВО «Турбоатом» і двох прямоточних котлів ПК-38 виробництва «Зіо-Подільськ» продуктивністю 270 т / год, $P = 140$ ат, з температурою перегріву пари 545°C . Блоки запущені в експлуатацію на початку 1960-х років і пропрацювали понад 250 тис. годин.

Для надбудови були розглянуті два типи газотурбінних установок: GT 10 фірми Alstom потужністю 23,5 МВт і UGT 25000 НВКГ «Зоря» - «Машпроект» потужністю 25 МВт. Відмінність UGT 25000 від GT 10 - більший витрата газів при більш низькій їх температурі.

Для таганрозьких котлостроїтелів робота ускладнювалася ще й тим, що раніше ТКЗ не проектував передбачає застосування нового в блок ПГУС - Парогазова установка на Березовській ГРЕС і не виготовляв прямоточні котли на тиск 140 атмосфер. У порівнянні з прямоточними котлами СКД, серійно виготовляються заводом, вони мають свою специфіку. У першу чергу це

стосується «навивки» екранів топкової камери, яка на котлі ПК-38 виконана з спіральних стрічок з високим теплосприйняття в нижній радіаційної частини.

У короткий термін на підприємстві було розроблено проект реконструкції котла ПК-38 в низьконапірний парогенератор при застосуванні як GT 10, так і ГТГ-25.

Основні технічні вимоги, реалізовані в цьому проекті:

- кількість газів ГТУ відповідало видатковими характеристикам котла з газової сторони;

- поверхні нагрівання, розташовані нижче вхідний щаблі проміжного пароперегрівача, - економайзер і воздухоподогреватель - вилучені. На їх місце встановлено нові поверхні нагрівання: економайзер, газовий підігрівач води високого тиску, газовий підігрівач води низького тиску, виконані з труб з поздовжнім орєбренням, що дозволяє експлуатувати котел на газ і на мазуті. При реконструкції блоку додаткові поверхні нагріву котла частково заміщають регенерацію високого і низького тиску турбіни (розрахунки виконувалися спільно з НВО «Турбоатом» для оптимізації поверхонь нагріву і режимів роботи парової турбіни);

- кількість пальників збільшено в півтора рази. Це необхідно для підтримки швидкісного режиму в пальниках при роботі в широкому діапазоні навантажень при температурі окислювача (повітря або газів) від 50 до 515 ° С;

- перероблений повітряний тракт, так як температура газів за ГТУ перевищує 500 ° С, що значно вище температури гарячого повітря. Також змінено кількість пальників;

- для зниження викидів NOX на реконструйованому котлі застосована схема ступеневого спалювання газу;

■ встановлені вентилятори додаткового повітря (ВДВ) і змішувач для змішування цього повітря з газами ГТУ, так як для номінального навантаження котла вмісту кисню у вихлопних газах турбін недостатньо;

■ перероблена нижня радіаційна частина (НРЧ) котла для розміщення нових пальників і схеми східчастого спалювання газу. У зв'язку зі збільшенням теплосприй водяного економайзера встановлено захист НРЧ щоб уникнути потрапляння на вхід закипілої води;

■ при роботі на мазуті в режимі ПСУ встановлений калорифер для підігріву повітря до 180 ° С;

■ блок може працювати як в режимі ПГУС, так і окремо. Для цього на тракті від ГТУ до низьконапірним генератору встановлений швидкодіючий пускозахисною клапан. При останов димососів на генераторі клапан з максимальною швидкістю відключає ГТУ від котла, переводячи його на вихлоп в атмосферу;

Досвід експлуатації газопаротурбінної установки ГПУ-16К з упорскуванням пари

Ю.Н. Бондін, В.А. Кривуца, С.М. Мовчан, В.І. Романов

ДП НВКГ «Зоря» - «Машпроект»

В.Н. Коломєєв - ДК «Укртрансгаз»

А.П. Шевцов - НУК ім. адмірала Макарова

До серпня 2004 напрацювання газоперекачувальної установки ГПУ-16К на магістральному газопроводі «Прогрес» склала 1600 годин. Результати експлуатації установки, що працює за технологією «Водолій», підтвердили правильність закладених при проектуванні технічних рішень.

Загальна характеристика

Газоперекачувальних установка ГПУ-16К потужністю 16 МВт з газотурбінним приводом, що працюють по циклу з енергетичним та екологічним упорскуванням пари і подальшої його конденсацією, застосована на КС «Ставищенська». Після проведення монтажних і пусконаладжувальних робіт ГПУ-16К в листопаді 2003 року була пред'явлена Державної комісії і передана в дослідно-промислову експлуатацію.

До складу ГПУ-16К, теплова схема якої наведена на рис. 1, входять:

- контактна газопаротурбінна установка КГПТУ-16К (розроблена і виготовлена НВКГ «Зоря» - «Машпроект»);
- відцентровий нагнітач газу НЦ-16;
- допоміжні технологічні системи (ВТС);
- системи автоматичного управління МПТУ-16К і ВТС.

Установка КГПТУ-16К («Водо-лей-16») включає газотурбінний двигун, котел-утилізатор та контактний конденсатор. Така схема дозволяє збільшити ефективність використання палива і знизити витрати на хімводопідготовкою за рахунок утилізації тепла і маси відпрацювала газопарові суміші.

Основна особливість установки в тому, що вона може працювати із замкнутим циклом по воді. Пара і газоподібна суміш проходять через встановлений на виході з котла-утилізатора контактний конденсатор, де газоподібна суміш охолоджується до температури конденсації. Попередньо охолоджена в холодильнику вода подається через фільтр у зрошувальне пристрій конденсатора. Отриманий з газопарові суміші конденсат зливається самотіком (разом з охолоджувальною водою) в резервуар зберігання.

Позитивний ефект роботи установки полягає в здатності генерувати додаткову кількість прісної води, що утворюється в результаті хімічної реакції окислення вуглеводневого палива при спалюванні в камері згоряння.

У газотурбінному двигуні, що входить до складу КППТУ-16К, був виконаний ряд доробок, в основному по камері згоряння і турбін. У кожен жарову трубу і паливну форсунку камери згорання був організований підведення енергетичного та екологічного пари. При цьому основні елементи камери згоряння залишилися без зміни. Доопрацювання турбін була спрямована на узгодження їх пропускних спроможностей зі збільшеними витратами робочого тіла. Основні геометричні розміри проточної частини турбін збережені, і забезпечені необхідні запаси стійкості компресорів.

Газотурбінний двигун і відцентровий нагнітач газу знаходяться в одному укритті, на єдиній рамі, утворюючи газоперекачувальний агрегат. Допоміжні технологічні системи забезпечують охолодження, очищення, підготовку циркуляційної, живильної і додаткової води.

Пусконаладжувальні роботи та їх результати

При проведенні пусконаладжувальних робіт ГПУ-16К необхідно було:

- досягти ефективної утилізації тепла відхідних газів в котлі-утилізаторі;
- організувати підведення в ВМД енергетичного та екологічного пара, отриманого при утилізації тепла, і уловлювання частини парів води з парогазової суміші на виході установки:
- відрегулювати режими роботи допоміжних технологічних систем;
- налагодити системи автоматичного управління КППТУ і ВТС та налагодити їх спільну роботу.

У процесі пусконаладжувальних робіт були реалізовані заходи, які дозволили знизити масові втрати газопарової суміші по вихлопному тракту установки, забезпечити ефективну працездатність котла-утилізатора при його живленні як знесолоної, так і зм'якшеної водою при загальному солемісті живильної води не більше 1000 мг / л.

Основні результати цих заходів підтвердили на практиці характеристики газотурбінного двигуна, котла-утилізатора, контактного конденсатора і систем, які забезпечують роботу ГПУ-16К.

Згідно Програмами попередніх і приймальних випробувань, були проведені офіційні 72-годинні випробування. Окремі технічні показники, що підтверджують їх відповідність ТЗ, наведені в табл.

При проведенні випробувань були отримані наступні результати:

- ефективність установки при потужності 16 МВт - 42,1% в умовах компресорної станції (45% по ISO 2314);

- вміст шкідливих викидів у вихідних газах: NOX - 54 мг / нм³, CO - 58 мг / нм³;

- температура парогазової суміші за установкою - 25 ... 35 ° С;

- утилізація води з минає газопарові суміші (розрахункова) - 1,0 ... 1Д;

Вміст солей в циркулюючої котлової воді при тривалій безперервній роботі установки практично постійно і навіть зменшується внаслідок ефективної продувки сепаратора.

У ході пусконаладжувальних робіт були виконані порівняльні випробування на економічність установки ГПУ-16К і агрегату ГПА-16 з газотурбінним двигуном ДЖ59. Вибір ГПА-16 для порівняння з установкою, що працює за схемою «Водолій», не випадковий і обумовлений наступними чинниками:

- однакова номінальна потужність установок;

- широке застосування двигунів ДЖ59 на компресорних станціях України та Росії (більше 150 шт.);

- ідентичність умов роботи (порівнювані установки експлуатувалися паралельно в одному цеху компресорної станції).

Результати порівняльних випробувань (рис. 2) підтвердили зниження споживання паливного газу установкою ГПУ-16К у порівнянні з агрегатом ГПА-16 на 27-32%.

Завдання дослідно-промислової експлуатації та перспективи застосування установки

В даний час здійснюється дослідно-промислова експлуатація установки ГПУ-16К в умовах компресорної станції при роботі на магістральному газопроводі «Прогрес».

У процесі експлуатації установки, яка триватиме протягом 4000 годин, необхідно:

- визначити основні експлуатаційні параметри устаткування ГПУ-16К і їх зміна в процесі роботи;

- на підставі аналізу експлуатації обладнання розробити заходи щодо його оптимізації, впровадити їх і перевірити ефективність;

- розробити рекомендації з промислової експлуатації газоперекачувальної установки і підготувати її до проведення Міжвідомчих випробувань.

На 1 серпня 2004 напруцювання ГПУ-16К склала 1600 годин. Результати експлуатації установки, що працює за схемою «Водолій», підтвердили правильність прийнятих рішень з проектування її вузлів та агрегатів і на вибір обладнання. Це створює передумови до подальшого застосування таких установок на компресорних станціях магістральних газопроводів.

Зокрема, згідно з планами реконструкції ДК «Укртрансгаз» передбачено введення ГПУ-16К замість ГПА-16 № 4 на компресорній станції «Ставищенська»

(УМГ «Черкаситрансгаз»). Таке рішення дозволяє використовувати вже випробувані допоміжні технологічні системи для другої установки ГПУ-16К.

Враховуючи, що термін експлуатації ГПА-16 на окремих компресорних станціях Україні і Росії становить понад 10 років, використання при їх модернізації установок ГПУ-16К є розумною альтернативою.

Теплофікаційні парогазові установки для заміни застарілого обладнання ТЕЦ ВАТ «Лененерго»

У статті наведені основні характеристики, теплові схеми і склад устаткування теплофікаційних парогазових установок (ПГУ), що розробляються для заміни застарілих паросилових блоків. Описано спосіб регулювання електричної потужності теплофікаційних ПГУ з котлами-утилізаторами при заданій тепловій потужності.

В. Безлепкин - Санкт-Петербурзький державний політехнічний університет

С. Лапутьки - ВАТ «Лененерго»

В даний час обладнання теплофікаційних паротурбінних установок ряду діючих ТЕЦ ВАТ «Лененерго» виробило розрахунковий ресурс. Вартість виробництва електричної та теплової енергії на застарілих ТЕЦ значно перевищує середній показник по енергосистемі і має тенденцію до подальшого збільшення. Щоб забезпечити конкурентоспроможність на ринку енергії, необхідно замінити застаріле паротурбінної обладнання цих ТЕЦ на нове, більш досконале.

Світовий досвід показує, що найбільш ефективними теплофікаційні установки електростанцій на органічному паливі є парогазові установки. Для них характерні висока термічна ефективність, гарні маневрені та екологічні характеристики, висока надійність і відносно низька вартість встановленого кіловата.

Парогазові установки, призначені для С.-Петербурга, повинні бути адаптовані до особливостей роботи енергосистеми Лененерго. Це істотна нерівномірність добового і тижневого споживання електричної енергії; майже 100%-а частка природного газу в паливному балансі ТЕС; відсутність на більшості діючих ТЕЦ вільних площ для розміщення нового обладнання; жорсткі вимоги до екологічних характеристик теплофікаційних установок.

Для виконання передпроектних проробок по спорудженню теплофікаційних парогазових установок була визначена наступна черговість електростанцій: Центральна ТЕЦ; ТЕЦ № 5; перші черги ТЕЦ № 14 і № 15. При цьому враховувався стан обладнання, а також існуючі та очікувані навантаження в зоні розташування ТЕЦ.

У районі розташування Центральної ТЕЦ (лівобережна частина центру С.-Петербурга) спостерігається зростання споживання теплової та електричної енергії. За прогнозами, корисний відпуск електричної енергії становитиме тут 2005 року 1400 млн кВт'Ч, а в 2010-му -1,7 млрд. Відпустка теплової енергії складе 18,4 і 19,9 млн. ГДж відповідно.

Для покриття приросту навантаження електрогенеруючі потужності району повинні бути збільшені приблизно на 160 МВт.

Відзначається також значна добова і тижнева нерівномірність споживання електричної енергії. На рис. 1 наведено графік виробництва і споживання електричної енергії в енергосистемі Лененерго в період максимального навантаження - 25 грудня 2001 року. Відношення мінімальної величини електричного навантаження до максимальної складає 0,685. У вихідні дні навантаження знижується ще на 15%.

В даний час різниця в навантаженні покривається в основному за рахунок купівлі електричної енергії на ФОРЕМ, що дозволяє ТЕЦ працювати на режимі, близькому до номінального. Проте перегляд балансу електроенергії і потужності

в енергосистемі в найближчому майбутньому вимагатиме регулювання електричної потужності практично всіх міських ТЕЦ С.-Петербурга.

Теплове навантаження в цьому районі міста також відрізняється помітною нерівномірністю. У нічний час робочих днів січня відпуск теплової енергії знижується на 16%, а в період максимального водозабору зростає на 10% від її номінального значення.

Район розташування Центральної ТЕЦ не має ЛЕП достатньої пропускної спроможності для отримання електричної енергії від інших електростанцій енергосистеми.

Для розв'язання проблеми можуть бути рекомендовані теплофікаційні парогазові установки з котлами-утилізаторами (ПГУКУ). Вони мають максимально високу термічну ефективність на конденсаційних режимах і мінімальну вартість встановленого кіловата серед всіх типів парогазових і паротурбінних установок. Крім того, відрізняються малими габаритами.

Вибір основного устаткування для ПГУКУ орієнтований на вітчизняних виробників і на використання в складі ПГУ агрегатів, характеристики яких відповідають сучасним вимогам. Таким чином, для розробки теплофікаційних ПГУ обрані три газотурбінні установки: ГТЕ-160 виробництва СП Інтертурбо (ліцензійна версія установки V 94.2 фірми Siemens), ГТЕ-110 (спільна розробка НВО «Сатурн» і НВКГ «Зоря» - «Машпроект») і GT 8 C (компанії Alstom).

Спочатку в якості однієї з основних газотурбінних установок для ПГУ розглядалася ГТЕ-60 Ленінградського металевих заводу. Однак у 2001 році завод оголосив про припинення робіт зі створення цієї ГТУ, тому в якості третьої установки обрана GT 8 C, основні енергетичні параметри якої практично збігаються з характеристиками ГТЕ-60. В даний час тривають роботи зі створення вітчизняних газотурбінних установок потужністю 60 МВт. Тому на наступних етапах розробок теплофікаційних ПГУ представляється можливим повернутися до ГТЕ-60.

Котли-утилізатори і парові турбіни для ПГУ або вже освоєні вітчизняною промисловістю, або без проблем можуть бути виготовлені і поставлені на ТЕЦ. Не викликає сумнівів і можливість комплектації ПГУ таким серійним вітчизняним енергетичним обладнанням, як електричні генератори, живильні насоси та ін

Принципова теплова схема теплофікаційної ПГУКУ наведена на рис. 2.

До складу ПГУ входить одна газова турбіна, котел-утилізатор і парова турбіна. При цьому газова і парова турбіни розташовані на загальних вал) і працюють на один електричний генератор. Таке прогресивне рішення призводить до зниження капіталовкладень.

Основним і резервним паливом ГТУ є природний газ. Додаткове спалювання палива перед котлом-утилізатором не передбачається.

Основні характеристики ПГУ з казаном-утилізатором Таблиця 1						
	ПГУ-75		ПГУ-160		ПГУ-230	
	+15 ° C	-2 ° C	+15 ° C	-2 ° C	+15 ° C	-2 ° C
Тип ГТУ	GT8C		ГТЕ-110		ГТЕ-160	
Електрична потужність, МВт	50,9	56,5	110	122	151,9	160
ккд, %	33,4	34,0	34,0	35,0	33,6	33,9
Витрата палива, кг / с	3,04	3,32	6,46	6,96	9,04	9,43
Температура вихлопних газів, ° C	523	515	517	510	543	536
Потужність ПТ, МВт	25,4 63,2	21,1 84,3	54,4 131,4	43,5 174,9	78,8 179,9	60,4 240,3
- Електрична					78,8	
- Теплова						
- Повна						
Потужність ПГУ, МВт	76,3 76,3	77,6 65,8	164,4 164,4	165,5 138,6	230,7 230,7	220,4 187,8
-Електрична		143,4		304,1		408,2
-Теплова						
- Повна						

Температура вихідних газів, ° С	103	100	100	99	100	99
Термічна ефективність	0,51	0,871				
	0,517	0,881	0,519	0,873		

Вихлопні гази ГТУ надходять в котел-утилізатор, що включає в себе контури високого і низького тиску. Обидва контури працюють на ковзному тиску пари. Отриманий в котлі-утилізаторі пара надходить у парову турбіну, яка має два регульованих опалювальних відбору пари і конденсатор з вбудованим теплофікаційних пучком.

Установка підігріву мережної води включає в себе два ПСГ і піковий мережевий підігрівач, виносної охолоджувач дренажу, водоводяний теплообмінник, підключений по мережевій воді паралельно з мережевими підігрівачами, а по конденсат) '- послідовно з газовим підігрівачем конденсату (ЦПК), і теплообмінник на зворотної мережної воді. Він може по підживлювальній воді підключатися і послідовно, і паралельно з вбудованим пучком конденсатора.

Характеристики ПГУ-75 на режимах розвантаження Таблиця 2			
	варіант 1	варіант 2	варіант 3
Електрична потужність ГТУ, кВт	35825	35825	35825
частка від номінальної	0,63	0,63	0,63
Електрична потужність ПТ, кВт	17724	15505	13225
частка від номінальної	0,84	0,735	0,627
Теплова потужність ПТ, кВт	48814	49582	44721
частка від номінальної	0,77	0,785	0,708
Теплова потужність ОВТ, кВт	1942	3252	10454
частка від номінальної	0,73	1,23	5,38
Електрична потужність ПГУ, кВт	53549	51530	49050
частка від номінальної	0,7	0,66	0,63
Теплова потужність ПГУ, кВт	50756	52834	55175

частка від номінальної	0,77	0,803	0,84
Коефіцієнт електричної потужності	0,51	0,507	0,47
Коефіцієнт використання теплоти палива різниця з номінальним, %	0,864 -0,7	0,863 -0,8	0,863 -0,8

Зображена на рис. 2 теплова схема забезпечує оптимальні параметри робочих тіл і високу термічну ефективність ПГУ практично на всіх експлуатаційних режимах. Основні результати розрахунку теплової схеми парогазової установки з котлом-утилізатором наведено в табл. 1. Розрахунки виконані при наступних вихідних даних: опір вхідного тракту ГТУ - 1 кПа, вихлопного тракту - 3 кПа, коефіцієнт електромеханічних втрат в турбінах - 0,982.

Аналіз даних табл. 1 показує, що на базі розглянутих ГТУ можуть бути створені сучасні теплофікаційні парогазові установки електричною потужністю 230, 160 і 75 МВт. Теплова потужність цих ПГУ дорівнює відповідно 187, 138 і 65 МВт. На конденсаційному режимі коефіцієнт використання теплоти палива у парогазових установок дорівнює 0,51 ... 0,519, тоді як у самих сучасних теплофікаційних паротурбінних установок цей показник становить 0,4. Коефіцієнт електричної потужності у таких ПГУКУ дорівнює 0,54, що на 30% вище, ніж у кращих паротурбінних ТЕЦ.

З таблиці. 1 видно, що на теплофікаційних режимах термічна ефективність ПГУ з котлами-утилізаторами приблизно на 5% нижче, ніж у паротурбінних ТЕЦ. Тому в періоди спадів електричного навантаження, тривалість яких в енергосистемі Льон-енерго становить 2800 ... 3000 год / рік, в першу чергу слід знижувати електричну потужність ПГУКУ.

Необхідність розвантаження обумовлюється і тим, що тариф на електроенергію в нічний час в 2,5 рази нижче, ніж в інший час доби.

Разом з тим світовий досвід показує, що регульовальний діапазон відомих теплофікаційних ПГУКУ близький до нуля. Цей серйозний недолік призводить

до значних втрат теплоти палива і труднощів в експлуатації, Виконані нами роботи по збільшенню регульовального діапазону ПГУКУ дозволили знайти спосіб зниження електричної потужності теплофікаційних ПГУ в періоди спадів електричного навантаження при збереженні теплової потужності на заданому рівні.

Запропонований спосіб включає в себе як відомі, так і нові, розроблені нами варіанти розвантаження ПГУКУ. До відомих способів відносяться: закриття вхідного направляючого апарату (ВНА) компресора ГТУ, закриття поворотною діафрагми частині низького тиску (ЧНД), включення пікового мережевого підігрівача. Новим є підвищення тиску в опалювальних відборах турбіни шляхом обводу мережевих підігрівачів по воді. Цей спосіб запропонований і випробуваний нами практично на всіх типах вітчизняних теплофікаційних парових турбін.

Регулювання електричної потужності теплофікаційних ПГУКУ реалізується наступним чином:

- при зниженні електричного навантаження - закривають ВНА компресора, потім поворотну діафрагму ЧНД; включають в роботу ПСП; підвищують тиск пари у відборах турбіни шляхом обводу мережевих підігрівачів по байпас-ному трубопроводу; конденсат пари, що гріє мережевих підігрівачів (в обхід газового підігрівача) направляють в деаератор ; газовий підігрівач конденсату переводять на підігрів мережної води за допомогою водоводяного теплообмінника і циркуляційного насоса;

- при збільшенні електричного навантаження - відкривають ВНА, поворотну діафрагму, виключають з роботи ПСП; знижують тиск у відборах турбіни шляхом відключення байпасного трубопроводу; конденсат направляють в газовий підігрівач; відновлюють схему підігріву мережної води в мережевих підогревателях парової турбіни.

Цей спосіб не вимагає значних змін в тепловій схемі ПГУКУ і (або) установки додаткового обладнання. Спосіб може бути реалізований практично без фінансових витрат.

Основні результати розрахунків ПГУ-75 на режимах розвантаження наведено в табл. 2 і показані на рис. 3. Графік ілюструє характер зміни електричної та теплової потужності при використанні запропонованого способу розвантаження ПГУКУ.

Хрестиками на малюнку показані залежності, що характеризують зміну електричної та теплової потужності ПГУКУ при закритті ВНА (варіант 1), гуртками - при закритті ВНА, закриття поворотною діафрагми ЧНД і включенні ПСП (варіант 2), трикутниками - при закритті ВНА, закриття поворотною діафрагми ЧНД, включенні ПСП, обводі ПСГ та переказ ЦПК на підігрів мережної води (варіант 3).

З таблиці. 2 і рис. 3 видно, що при використанні запропонованого способу розвантаження електрична потужність ПГУКУ знижується на 37% - цього цілком достатньо для ефективного регулювання електричної потужності в енергосистемі Лененерго. Теплова потужність установки при цьому зменшується на 16%, що в більшості випадків можна вважати прийнятним з урахуванням нічного природного зниження теплового навантаження за рахунок гарячого водопостачання. З малюнка видно також, що при зниженні електричної потужності ПГУКУ на задані 30% її тепла потужність знижується на 10%. При цьому ГТУ, ПТУ і установкою підігріву мережної води розташовують у різних коефіцієнт використання теп лоти палива зменшується з 0,871 до 0,863, тобто всього на 0,8%.

Розміщення нового обладнання на майданчиках діючих ТЕЦ, особливо старої будівлі, - досить складна задача. У даному разі не можна запропонувати типову компоновку, придатну для багатьох об'єктів. Для кожного об'єкта необхідні індивідуальні технічні рішення. Разом з тим існує ряд типових компоновальних рішень, застосованих у цих випадках.

Газотурбінну установку і котел-утилізатор розташовують на одній осі, що до мінімуму скорочує довжину високотемпературного газоходу. У складі ПГУ використовують вертикальний котел-утилізатор - це дозволяє розташувати димову трубу на каркасі котла і значно скоротити будівельні габарити установки. ГТУ і ПТУ в установку підігріву мережної води розташовують у різних частинах будинку діючої ТЕЦ. Повітрозабірний пристрій компресора ГТУ встановлюють на даху машинного залу. Такі технічні рішення істотно полегшують розміщення розроблюваних ПГУ на обмежених площах діючих ТЕЦ. У ряді випадків (при жорстких обмеженнях за площами, проблеми з фінансуванням) для заміни застарілого обладнання діючих ТЕЦ може бути рекомендована ПГУКУ малої потужності, створена на базі вітчизняного обладнання. Прототипом такої установки є дослідно-промислова теплофікаційна газотурбінна установка з котлом-утилізатором на Безимьянской ТЕЦ (ВАТ «Самараенерго»). До її складу входить газотурбінна установка потужністю 25 МВт, створена на базі авіадвигуна НК-37, котел-утилізатор МКУ-б виробництва ВАТ «Червоний казаняр» і газовий підігрівач мережної води. Невеликі розміри і розташування котла-утилізатора над вихлопної частиною ГТУ дозволяють розмістити цю установку навіть в обмежених умовах застарілих ТЕЦ.

Виконані розрахунки за окупністю парогазових установок зарубіжного виробництва, за існуючих в даний час ціни на природний газ і електроенергію, перевищують розрахунковий термін служби ПГУ.

При виготовленні вітчизняними виробниками таких елементів парогазових установок, як котли-утилізатори, парові турбіни, електричні генератори, теплообмінники, повітро-забірні пристрої, системи шумоглушіння, компресори для підвищення тиску природного газу та ін, - вартість ГТУ і ПГУ може бути значно нижче. З урахуванням викладеного терміни окупності інвестицій у будівництво ПГУКУ на діючих ТЕЦ ВАТ «Лененерго» можуть бути близькі до світових.

Підвищення експлуатаційних характеристик енергетичних установок

У даній роботі розглянуті способи підвищення експлуатаційних параметрів паротурбінних установок шляхом інтегрування до їх складу газотурбінного енергоблоку, основним з яких є утилізація вихлопу газової турбіни для виробництва пари з необхідним тиском і температурою. Наведено схеми модернізації установок:

- З використанням газових турбін з частковим окисненням,*
- Із зовнішнім згорянням палива,*
- Спалюють сміття.*

Михайло Коробицино - Центр фундаментальних енергетичних досліджень, Нідерланди

Максимальна температура робочого тіла в газовій турбіні значно вище, ніж у паровій, а температура вихлопу набагато вище температури зовнішнього повітря. Тому при об'єднанні газової та парової турбін в одному циклі загальний коефіцієнт корисної дії установки може бути значно збільшений. Сучасні енергетичні установки комбінованого циклу мають ккд близько 60% з розрахунку за нижчою теплотворної здатності палива (LHV), при відносно низьких параметрах парового циклу. Ккд паротурбінних установок з надкритичними параметрами пари становить не більше 50%.

Розвиток показників ефективності енергетичних установок з прямим (безпосереднім) згорянням палива представлено на рис. 1. З результатів різних досліджень і розробок щодо збільшення ККД при виробленні електроенергії слід, що такі установки досягли межі за цим показником. Підвищення максимального тиску в циклі Ренкіна вимагає збільшення температури для повного використання розширення (до режиму конденсації), наприклад: при тиску 300 бар температура пара повинна бути 650 ° С. Такі параметри можуть бути досягнуті тільки при використанні спеціальних високотемпературних марок сталі для котлів і парових турбін. Це вимагає подальших інтенсивних досліджень і розробок у галузі металургії.

У оптимізації робочих параметрів парових турбін з 60-х років XX століття практично не було прогресу. Новозбудовані надпотужні установки мають ті ж, а іноді навіть більш низькі параметри, наприклад, в порівнянні з енергетичною установкою Eddystone, побудованої більше 30 років тому. Для перспективних паротурбінних установок планується досягти ккд близько 50%. Використання суперсплавів і аустенітних марок сталі дозволить отримувати пар з високими параметрами (650 ° C/325 бар).

З іншого боку, досягнення у виробництві реактивних двигунів і можливість використання дешевого природного газу сприяли швидкому розвитку газотурбінних технологій. Сучасні газотурбінні установки мають ккд 42% в простому циклі і 58% в комбінованому. Газотурбінний цикл не вимагає високого тиску, і в сучасних двигунах ступінь підвищення тиску звичайно нижче 40. Температура робочого тіла в сучасних газових турбінах 1400 ° C. Таким чином, використовуються продукти горіння з високою робочою температурою, близькою до адіабатичне температурі полум'я. У котлах ж з прямим горінням максимальна температура пара не така висока. Велика різниця між температурою продуктів горіння і температурою робочого тіла (пари) обмежує ккд. Отже, інтеграція газової турбіни до складу паротурбінної установки може істотно поліпшити експлуатаційні показники.

Необхідно розглянути різні варіанти інтеграції ГТУ залежно від того, які завдання виконує газова турбіна.

Використання вихлопу газової турбіни в якості теплоносія

Вихлоп газової турбіни має температуру 420 ... 550 ° C, достатню для виробництва пари необхідних параметрів. Існуючий паровий котел замінюється в даному випадку паровим казаном-утилізатором (HRSG). Така схема називається модернізацією в комбінований цикл або повної модернізацією. В одному з варіантів (паралельному) для виробництва пари використовуються і паровий котел, і котел-утилізатор. Іншим варіантом є утилізація вихлопу газової турбіни шляхом підігріву води перед подачею в паровий котел.

Використання вихлопу газової турбіни в якості підігрітого повітря для допалювання в його залишковому кисні додаткового палива

Вихлопні гази ГТУ містять 14-16% кисню. Можна використовувати цей вихлоп в якості підігрітого повітря, подаючи його в топку котла для допалювання додаткового палива. Теоретично витрата вихлопних газів, що подаються з газової турбіни та необхідних для забезпечення необхідної кількості кисню, повинен бути на 30% більше витрати звичайного повітря. Але при високій температурі вихлопу скорочується необхідну кількість палива і, отже, кількість кисню. Дана концепція відома як модернізація з використанням «гарячого вітру» (гарячого наддуву - hot windbox). У цьому випадку загальний коефіцієнт корисної дії установки збільшується на 3,8%, а кількість виробленої електроенергії - на 20-30%.

Використання вихлопу газової турбіни в якості палива (неповне окислення палива в ній)

Часткове окислення метану відбувається при субстехіометричних умовах і зазвичай при високому тиску. У результаті реакції утворюється суміш водню і моно-Ксидо вуглецю (CO). Заміна звичайної камери згоряння газової турбіни на реактор часткового окислення дає можливість виробляти синтетичний газ і електроенергію. Отриманий газ може бути направлений в топку парового котла в якості підігрітого палива.

Інтеграція газової турбіни до складу паротурбінної установки (комбінований цикл із зовнішнім горінням)

Вугілля, будучи твердим паливом, не придатний для використання в газових турбінах, але його хімічна енергія може бути направлена в газову турбіну непрямым (непрямим) способом. В установках комбінованого циклу з зовнішнім горінням (EFCC) стиснене повітря нагрівається в теплообміннику, установленому в топці парового котла. У результаті різниця між температурою

робочого тіла і температурою продуктів горіння скорочується, забезпечуючи тим самим поліпшення експлуатаційних параметрів всієї установки.

Утилізація твердого сміття

Одним з варіантів об'єднання газової турбіни та парового котла є інтеграція їх в установку з утилізації сміття. У зв'язку з агресивною природою сміття, його утилізація в ГТУ викликає певні труднощі. У цьому випадку необхідно уникати шлакових відкладень, загальної корозії і особливо корозії котла, а також забезпечити достатній час для згоряння містяться в смітті компонентів. Це досягається розміщенням трубої обв'язки випарника у другому каналі (газоході), система труб пароперегрівача розташовується в другому або третьому каналі (газоході), де температура топкового (димового) газу падає до прийняттого рівня.

Топковий газ, проходячи через котел, охолоджується за 1000°C у радіаційної секції до $600 \dots 800^{\circ}\text{C}$ на вході в конвекційну зону. Пройшовши систему труб випарника, газ прямує в пароперегрівач і економайзер. У результаті перегрітий пар має порівняно низьку температуру (близько 400°C). Температура вихлопу не опускається нижче 200°C , що запобігає конденсації агресивних компонентів. Але в підсумку обмежується ккд парового циклу установки з утилізації сміття.

Деяке поліпшення параметрів циклу може бути досягнуто збільшенням температури пари. Для цього необхідний додатковий підігрів повітря, що направляється в топку котла. Висока температура вихлопу газової турбіни дозволяє поліпшити експлуатаційні показники установки для утилізації сміття. Теплота вихлопних газів може бути використана в котлі-утилізаторі, який розташований за газовою турбіною і виробляє пар для парової турбіни. Такий варіант паралельної модернізації можна реалізувати декількома шляхами. Перший - направити пар з низькою температурою і тиском з котла, що спалює сміття, в ступені парової турбіни середнього тиску, а пара з котла-утилізатора, що має великі параметри, - в турбіну високого тиску. Другий - направити пару з казана установки з утилізації сміття в пароперегрівач / проміжний пароперегрівач

котла-утилізатора, а потім у парову турбін); Схема паралельної модернізації наведена на рис. 2. Однак в обох схемах інтеграції газова турбіна відіграє визначальну роль - на неї припадає до 80% витрати палива, що робить агрегат з утилізації сміття допоміжним блоком енергетичної установки комбінованого циклу.

Іншою можливою схемою інтеграції є утилізація вихлопу газової турбіни в якості підігрітого повітря для допалювання в ньому додаткового палива. У цьому випадку замість котла-утилізатора використовується тільки блок пароперегрівача для збільшення температури пари. Пройшовши через пароперегрівач, вихлопні гази направляються в топковий камеру сміттєспалювальний установки (рис. 3). Дана схема з гарячим наддувом вимагає набагато менше теплообмінних поверхонь, ніж паралельна схема.

Аналіз експлуатаційних параметрів різних схем модернізації, проведений на основі газової турбіни Frame 6 компанії GE, показав, що коефіцієнт корисної дії паралельної схеми трохи вище, ніж у схеми з гарячим наддувом. Однак це було досягнуто за рахунок газової турбіни - частка природного газу у використуваному паливі склала 55%. Крім того, зона теплообміну в паралельній схемі в два рази більше, ніж у схемі з гарячим наддувом. Співвідношення між величиною невикористовуваної фракції в паливі та загальним ккд установки наведено на рис. 4. Лінією з'єднані показники ККД для двох установок - сміттєспалювальний і установки комбінованого циклу, що працює тільки на природному газі. Аналіз ексергії (термодинамічна функція розташовуваної роботи) показує позитивні результати горіння з використанням вихлопу газової турбіни. Втрати ексергії в процесі горіння падають з 45 до 36%.

Газова турбіна з частковим окисненням

У результаті реакції часткового окислення паливо не згоряє повністю з-за відсутності достатньої кількості кисню, і утворюється газова суміш монооксиду вуглецю (CO) і водню, звана синтетичним газом. Зазвичай температура реакції становить 1300 ° C при тиску 20 ... 60 бар. Дані параметри дають можливість

включити реактор часткового окислення (ЧО) у газотурбінний цикл. Концепція газової турбіни з реактором ЧО на початку 70-х рр.. була запропонована Рібессе для каталітичного реактора і Христиановичем для газових турбін, що працюють на мазуті. Окислення палива може бути завершено перед другим ступенем турбіни або в котельній камері котла. Попередні варіанти порівнянні з простим циклом і газотурбінним циклом з проміжним перегрівом в різних конфігураціях і при різних параметрах. Було з'ясовано, що експлуатаційні параметри двоступеневої газової турбіни з реактором ЧО порівнянні з параметрами газотурбінного циклу з проміжним перегрівом. Як показують дослідження Арайя і Кобайяші, досягнення високих експлуатаційних параметрів можливе при використанні високотемпературної щаблі з композиційних матеріалів, армованих вуглецевим волокном.

Використання газової турбіни з реактором ЧО в циклі може супроводжуватися розширенням синтетичного газу до атмосферного тиску, з подальшим використанням його в якості палива в котлі паротурбінної установки (рис. 5.)

Подібна концепція була розроблена Масленниковим і Штерепбергом. Відповідно до неї, вихлоп звичайного газогенератора направляється спочатку в реактор ЧО, проходить через силову турбіну і потім використовується в котельній камері котла. Зростання ккд при даній схемі досягає 80% (розрахунок проводився з умови відносини збільшення вироблюваної енергії до збільшення споживаного палива).

Був проведений аналіз ексергія для газових турбін з регенератором ЧО, експлуатованих при максимальній температурі 1400 ° С і тиску 40 бар з політропического ккд компресора 90% і ккд турбіни 88%. Було прийнято, що метан підводиться з газопроводу з необхідним тиском. Як видно з діаграми Грассмана (рис. 6), загальний ексергічеській ккд газової турбіни з реактором ЧО склав 85,6%. При цьому 13,5% потужності знімається з турбіни ГТУ, а 72,1%-

ексергія синтетичного газу, що складається з хімічної (68,1%) і термічної ексергія (4%).

У даній схемі хімічний компонент утилізується в паротурбінної установки в якості палива з тим же самим ексергічеським ккд, як і при інших схемах. Встановлений кпд у ексергія становить 38,5% (ккд LHV - 40%), потужність, що знімається паротурбінної установкою, - 26,23%. На противагу цьому при звичайній схемі теплової компонент синтетичного газу збільшує потужність, що підводиться в паровій цикл. За розрахунками Болланд, для котлів-утилізаторів кпд у ексергія парового циклу змінюється в залежності від його складності: 65% - з двома рівнями тиску пари, 70% - з трьома рівнями тиску і проміжним перегрівом пари.

Якщо прийняти за основу значення 62%, то при використанні теплового компонента виробляється додаткова кількість енергії (2,48%). У сумі загальний ккд парового циклу за ексергія складе 42,21%, тобто на 3,7% більше, ніж при звичайній схемі (42,21% проти 38,5%). Ще помітніше збільшується кількість виробленої енергії - 26,23% при звичайній схемі і 42,21% при схемі з частковим окисленням. Збільшення становить 60%.

Таким чином, розрахунки показують, що дана схема модернізації є дуже ефективною.

Комбінований цикл із зовнішнім горінням

Схеми, розглянуті вище, були засновані на використанні газових турбін, які працюють на високоякісному паливі - природному газі або дистилаті. На противагу цьому при комбінованому циклі з зовнішнім горінням газова турбіна входить до складу установи, що працює на вугіллі. Вона інтегрована таким чином, що додаткове тепло створюється опосередковано, за допомогою воздухонагрівателя, розташованого в котельній камері. Таке розташування дозволяє уникнути потрапляння продуктів згоряння вугілля в турбіну, використовувати високотемпературну зону горіння, а також провести пар,

необхідний для парового циклу. Після підігріву в котельній камері стиснене повітря розширюється в турбіні і прямує назад у топку в якості підігрітого повітря для спалювання в ньому газифікованого вугілля (рис. 7). Частина цього повітря може бути спрямована в котел-утилізатор (HRSG), яка працює паралельно з паровим котлом. При такій схемі продукти згоряння вугілля не потрапляють у газову турбіну-це дозволяє уникнути необхідності очищення гарячого газу, а також корозії турбінних лопаток.

Для нагрівання повітря в теплообміннику до робочих температур, рівних температур у традиційних ГТУ на вході в турбіну, необхідні спеціальні матеріали з високою термостійкістю. Так як жароміцні сплави не можуть бути використані при температурі вище $950 \dots 1000^{\circ}\text{C}$, потрібно застосування керамічних матеріалів. На остаточному етапі потрібна температура може бути досягнута спалюванням природного газу в камері згоряння.

У роботах Коробіцина і Хірсі розглянуто ефект форсованого горіння в області воздухонагревателя і використання менш цінних матеріалів. Розглянуто варіанти використання металевих теплообмінників (800°C), оксидних дисперсійних сплавів (980°C) і керамічних матеріалів (1165°C). Останній варіант розглядався тільки при застосуванні вугілля як палива. Всі розрахунки проводилися для турбіни V 94.2 компанії Siemens. Форсоване горіння використовувалося для отримання необхідної температури на вході в турбіну.

Були отримані наступні значення ккд (LHV):

- для комбінованого циклу при роботі тільки на природному газі - 50,1%;
- для установок з металевим повітрянагрівачем - 47,7%;
- для комбінованого циклу з зовнішнім горінням з використанням керамічних матеріалів -45,6%;
- для установок з прямим горінням - 34,8%.

На рис. 8 наведено порівняння між споживанням газу при паралельному спалюванні і використанні додаткових поверхонь повітрянагрівача. Таким чином, для одержання 1 кВт електричної енергії (з відповідної кількості природного газу), виробленої в комбінованому циклі з зовнішнім горінням, будуть потрібні теплообмінники:

- при температурі в циклі 800°C з суперсплавів з площею

поверхні 35 м^2 ;

- при температурі 1165°C - з керамічних матеріалів з площею 65 м^2 .

Висновок

Можливі кілька шляхів модернізації установок прямого горіння з використанням газотурбінних технологій. Наприклад, вихлоп газової турбіни може бути використаний в установці з утилізації сміття для підвищення

температури виробленого пари. У схемі з гарячим наддувом зовнішній перегрів пари забезпечує оптимальне співвідношення між споживанням газу і загальною площею поверхні теплообмінника.

Розширення природного газу (з тиску в газопроводі до атмосферного) в газовій турбіні, до складу якої входить реактор часткового окислення, дає можливість отримати синтетичний газ. Використання цього газу в котельній камері паротурбінної установки дозволяє реалізувати дуже перспективну схему модернізації.

Заміна частини трубної обв'язки парового котла на повітрянагрівач для газової турбіни покращує термодинамічні показники паротурбінної установки, збільшуючи ККД та кількість виробленої енергії. При цьому підвищення експлуатаційних характеристик енергетичних установок, що працюють на твердому паливі, з використанням газотурбінних технологій не вимагає надмірної витрати природного газу та застосування великої кількості теплообмінних поверхонь. Слід зазначити, що при всіх схемах модернізації потрібна додаткова площа для установки газової турбіни та допоміжного обладнання.

Порівняння паросилового блоку з Т-265 та енергоблоку з двома ПГУ-170Т

У статті представлено порівняння характеристик при двох варіантах будівництва енергоблоку № 3 ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго» - паросилового на базі турбіни Т-265 та енергоблоку, що складається з двох парогазових установок ПГУ-170Т.

І. Долинін, А. Іванов - ВАТ «Мосенерго»

В даний час основу вітчизняної енергетики становлять двигуни установок теплових електростанцій. Однак світовий досвід розвитку енергетики за останні 20 років показує, що традиційні двигуни установок витісняються парогазовими, які мають значно кращі технічні, економічні та експлуатаційні характеристики. Особливо це відноситься до нового будівництва. Газова турбіна ВМД-110 створює передумови для переорієнтації на парогазові технології.

ТЕЦ-27 призначена для забезпечення теплом і електроенергією північних районів рр.. Москви і Митищі й видачі електричної енергії в мережу Мосенерго.

Відповідно до затвердженого проекту до складу устаткування ТЕЦ-27 повинні входити:

- два енергоблоки з турбіною ПТ-80;
- три енергоблоки з турбінами Т-265;
- дев'ять водогрійних котлів КВГМ-180.

Зараз у роботі знаходяться два енергоблоки по 80 МВт і чотири водогрійних котла.

У зв'язку з особливістю паливного режиму ТЕЦ-27 (вона вже має два незалежних джерела газопостачання), а також складним дефіцитом теплової та електричної енергії, представляється необхідним розглянути можливість

застосування парогазових технологій при подальшому розширенні ТЕЦ як альтернативу паросилових блоків із турбінами Т-265.

Для порівняння варіантів передбачається:

1. Замість паросилового блоку використовувати парогазовий. Він повинен складатися з двох одновальний парогазотурбінних установок ПГУ-170Т з водогрійним котлом КВГМ-180 для вирівнювання теплової потужності.

Вихідні дані для розрахунку ефективності інвестицій за двома варіантами будівництва енергоблоку № 3 ТЕЦ-27

Таблиця 1

№	Найменування	Варіанти будівництва	
		Т-265	два ПГУ-170 + ВК6
1	Склад обладнання спільного підприємства		
	існуюче / знову вводиться	ВК4.5Д-265	ВК4.5/дві ПГУ-170, ВК6
2	Обсяг капітальних вкладень, \$ млн	130	150
3	Вартість ВК4, 5 і допоміжних будівель і споруд, що входять до		
	Склад технологічного комплексу,		
	\$ Млн (оціночно)	20	20
4	Введення в експлуатацію	01.06.2004	ВК6-31.12.03
			ПГУ № 1 -31.12.03
			ПГУ № 2-01.06.04
5	Фінансування будівництва, \$ млн		
	а) за рахунок власних коштів підприємства		
	(20% від капвкладень)		

26

30

б) за рахунок кредитів

104

118

в) за рахунок прибутку

2

Вихідні дані у відповідності зі складом обладнання, його характеристиками і режимами роботи

6

Відпуск електроенергії в рік, млн кВт * год

1717

2710

7

Відпустка теплоенергії на рік, тис.Гкал, в тому числі:

2103

2710

від Т-265 або 2 ПГУ-170

1833

1275

Від ПВК

877

1435

8

Річна витрата палива тис.тут, в тому числі:

797,5

799,4

на Т-265 або 2 ПГУ-170

664,3

581,4

На ПВК

133,2

218,0

Економічні вихідні дані

9

Чисельність експлуатаційного персоналу, чол.

96

94

10

Середня заробітна плата на початок

експлуатації на одну людину, \$ / міс.

350

350

11

Середня норма амортизації, %

3,5

4,7

12

Виробничі витрати (за винятком палива), \$ млн

7,131

7,548

13

Купівля ВМД в 2014 році, \$ млн

-

15

Купівля ВМД в 2015 році, \$ млн

-

15

Примітка. За обома проектами: початок будівництва - 01.01.2002 р., термін проекту - 20 років, ставка дисконтування для акціонерного капіталу -20%, ставка по кредитах - 11,2%, відстрочка з виплати відсотків - 2%, відстрочка першого платежу з виплати кредитів - 3 роки, податки розраховані по 2001 р.

Діючі тарифи на тепло та електроенергію і ціна природного газу

Таблиця 2

Ціна природного газу (чинна), грн. / тут руб./1000м3	433,7 493,42
Середній відпускний по МЕ тариф на теплову енергію (діє), грн. / Гкал	194,26

2. Робота блоку № 3 буде визначатися тепловими та електричними графіками навантажень, складеними на основі даних служби режимів Мосенерго.

3. Для оцінки ефективності інвестицій створити на базі енергоблоку № 3 незалежне генеруюче підприємство типу акціонерного товариства.

Розрахунки були виконані фахівцями ТЕЦ-27 на основі даних Мосенерго і заводів, які надали устаткування. Розрахунок параметрів енергоблоку був зроблений ВАТ «Інститут Теплоелектропроект» відповідно до «Практичними рекомендаціями по оцінці ефективності і розробці інвестиційних проектів та бізнес-планів в електроенергетиці», затвердженими наказом РАТ «СЕС Росії» № 54 від 7.02.2000 р.

Порівняння ефективності інвестицій проводилося з використанням наступних критеріїв:

- чистого дисконтованого доходу (ЧДД);
- внутрішньої норми прибутковості (ВНД);
- дисконтованого період а окупності;
- індексу прибутковості (ІД). Розрахунки даних показників

вироблялися із застосуванням програмного пакету Project Expert фірми «Проінвест консалтинг», що відповідає міжнародним стандартам.

Вихідні дані для розрахунків наведено в табл. 1.

Необхідно звернути увагу на наступне:

- обсяг капіталовкладень у варіанті ПГУ на \$ 20 млн більше, ніж у паросиловому;
- у варіанті з ПГУ енергетичні потужності вводяться в різний час. Перша ПГУ вже працює і дає прибуток, у той час як у варіанті з Т-265 ще триває будівництво;
- ставка за кредитами прийнята 11,2%, тобто досить висока, і може бути реально знижена при переговорах з кредиторами;
- у варіанті з ПГУ враховано придбання двох ВМД на заміну через 10 років експлуатації.

При цьому розглянуто дві гіпотези.

1-а гіпотеза

Прийнято діючі на сьогодні за Мосенерго середні тарифи на тепло та електроенергію і діюча ціна природного газу (табл. 2).

Результати розрахунків показують, що навіть у цьому випадку варіант розширення ТЕЦ-27 двома ПГУ-170Т з водогрійним котлом має позитивні критерії ефективності, чого не можна сказати про варіант з Т-265 (табл. 3).

2-а гіпотеза

Ціни на природний газ і тепло прийняті чинні, а тариф на електроенергію обраний мінімальний, при якому обидва варіанти будівництва мають позитивні критерії ефективності інвестицій (54,15 коп. / кВт год).

Аналіз отриманих критеріїв показує, що варіант будівництва двох ПГУ-170Т значно вигідніше, ніж будівництво паросилового блоку з Т-265 (табл. 4). У варіанті з ПГУ-170Т:

- чистий дисконтований дохід істотно вище;
- внутрішня норма прибутковості та індекс прибутковості вище, що в результаті при інших рівних умовах забезпечує велику стійкість до можливих ризиків при здійсненні проекту;
- дисконтований період окупності значно менше (на 11 років), що призведе до швидшого повернення вкладених коштів при однакових ризики.

Аналогічні розрахунки критеріїв ефективності інвестицій були виконані Науковим центром прикладних досліджень (МЦПД) під керівництвом доктора економічних наук П.В. Горюнова. Отримані дані та представлене висновок підтверджують розрахунки, виконані на ТЕЦ-27.

Критерії ефективності інвестицій для акціонерного капіталу за двома варіантами будівництва енергоблоку № 3 ТЕЦ-27 при діючих тарифах (гіпотеза № 1) Таблиця 3			
№	Найменування	Варіанти будівництва	
		Т-265	два ПГУ-170 + ВК6
1	Дисконтований період окупності (ДПО, DPB),	більше 240	156
2	міс.		
3	Чиста поточна вартість (ЧДЦ, NPV), \$	-3750	6080
4	тис.		
	Індекс прибутковості (ІД, PI)	0,91	1,14

	Внутрішня норма прибутковості (ВНД, IRR),%	18,24	22,94
Критерії ефективності інвестицій для акціонерного капіталу за двома варіантами будівництва енергоблоку № 3 ТЕЦ-27 (гіпотеза № 2)			
Таблиця 4			
№	Найменування	Варіанти будівництва	
		Т-265	двеПГУ-170 + ВК6
2	Дисконтований період окупності (ДПО, DPB), міс.	240	108
Січень	Чиста поточна вартість (ЧДД, NPV), \$	0	10370
4	Індекс прибутковості (ІД, PI)	1,00	1,24
березня	Внутрішня норма прибутковості (ВНД, IRR),%	20,00	24,98

Різниця в «привабливості» інвестицій зумовлюється такими обставинами:

- питомі витрати палива на відпуск електричної енергії для ПГУ на 50 г / кВт * год нижче, ніж для паросилового блоку, а на відпуск теплової енергії в опалювальний період у варіанті з ПГУ на 10 кг / Гкал вище, зате в літній та перехідний періоди на 65 кг / Гкал нижче (рис. 1);

- коефіцієнт використання тепла палива в опалювальний період практично однаковий, влітку - на 22% вище для варіанту з ПГУ (рис. 2);

- при рівному річному відпустці теплової енергії блок на базі ПГУ відпустить електроенергії в мережі системи на 18% більше при практично однакових затратах палива (рис. 5).

Крім того, відомо, що на такому великому обладнанні, як блок з Т-265, важко забезпечити режими з оптимальними показниками протягом року. Для оцінки цього фактору на підставі даних виробничо-технічного відділу Мосенерго і Тепломережі зроблене порівняння розрахункових і фактичних показників роботи другої черги ТЕЦ-23 ВАТ «Мосенерго» з енергоблоками Т-250 і водогрійними котлами продуктивністю 180 Гкал / год Характеристики районів,

які забезпечуються тепловою енергією ТЕЦ-23, аналогічні характеристикам районів, які підключені до ТЕЦ-27. У результаті виявилось, що обладнання ТЕЦ-23 працює менш економно, ніж очіувалося відповідно до розрахунків. Фактичний коефіцієнт використання тепла палива на 6-8%, а іноді і до 15% нижче, ніж теоретичний (рис. 3).

Найбільшою мірою це відноситься до періоду березень-жовтень і пов'язано в основному з тим, що фактична теплове навантаження нижче номінальної та має місце конденсаційна вироблення.

Порівняльний аналіз можливих відмов котельних установок ПГУ і СКД

Таблиця 5

Причина відмови	Питома вага в МЕ в 2000 р.	Імовірність відмови		Обґрунтування неможливості відмови ПГУ
		СКД	ПГУ	
Пошкодження ПН внаслідок дефектів монтажу, ремонту	14%	Вище	Нижче	Простіше конструкція, немає сталей аустенітного класу
Розрив ПН внаслідок перегріву металу, високотемпературної корозії	37%	Є	Ні	Відсутні радіаційні поверхні нагрівання Низький рівень температур пари і гріючих газів
Несправність регулюючих клапанів, системи регулювання температури пари	4%	Є	Ні	Відсутні Впорскують пароохолоджувача
Несправність ТДМ і РВП	18%	Є	Ні	Відсутні ТДМ, воздухоподогреватель
Несправність ПЕН, ПТН, гідромуфти і редуктора Пена	14%	Є	Ні	Відсутня гідромуфта Пена
Інші причини	13%			

У результаті частка електроенергії, виробленої за теплофикационному циклу з березня по жовтень, нижче розрахункової. На практиці це означає, що в цей період турбіни працюють не по тепловому графіку і їх економічність різко знижується.

Щодо ТЕЦ-27 можна прогнозувати, що її реальні теплові навантаження будуть менше розрахунково-проектних. Незважаючи на велику, в порівнянні Т-

250, пропускну здатність бойлерів (13000 куб.м / год проти 8000 куб.м / год) і нижчий а ТЕЦ (0,4 проти 0,47), економічність блоку Т-265 з квітня за жовтень буде нижче розрахункової, тому що збільшиться частка конденсаційної вироблення в цей період. При цьому вираш від застосування парогазових технологій тільки зросте, тому що максимальний ефект досягається саме при конденсаційних режимах. Надійність теплопостачання має велике значення в роботі ТЕЦ-27, необхідна температура мережної води на виході з ТЕЦ забезпечується при нормальній роботі обладнання як для варіанту з Т-265, так і з ПГУ. Але у випадку відключення устаткування (наприклад, при мінус 28 ° С) при передачі всього вільного тепла від діючої частини недоотпуск становитиме у варіанті:

в з Т-265 - 33%;

■ з ПГУ -5%.

Аналізуючи найбільш часто зустрічаються випадки відмов котельного обладнання Мосенерго в 2000 році, можна прогнозувати, що для котлів-утилізаторів ПГУ число відмов буде значно нижче (табл. 5). Це пов'язано з низьким рівнем температури пари й гріють газів, відсутністю радіаційних і ширмового поверхонь нагріву, тягодуттьових механізмів, регенеративних повітропідігрівників.

Порівнюючи витрати на експлуатацію та ремонт за таким традиційним трудомістким напрямками, як контроль металу трубопроводів та поверхонь нагріву, ремонт і технічне обслуговування обертових механізмів, запірної та регулюючої арматури, можна говорити про зниження трудовитрат в 3-5 разів у порівнянні з блоками СКД (табл. 6).

Порівняльні характеристики ремонтно-експлуатаційних витрат блоку СКД і 2-х ПГУ Таблица 6					
№	Найменування	Кількість		Трудовитрати, люд.-год.	
		СКД	2 ПГУ	СКД	2 ПГУ (оцінка)
1	Котел	1	2	14700	4500
2	Парова турбіна	1	2	15900	6000

3	Газова турбіна			2		ТО; через 25 тис. годин кап. ремонт в умовах заводу-виробника
4	Кількість	запірної арматури	450	60	3600	480
		регуляторів	43	10	335	78
5	Кількість обертових механізмів	6кВ	25	6	7150	2150
		0,4 кВ	31	24		
6	Обсяг контролю металу (зварних швів на 100 тис. годин)		356	124	534	186

Екологічні показники варіантів з ПГУ ні по одному з параметрів не поступаються варіанту з Т-265.

Викиди NO_x. В опалювальний сезон питомі викиди ПГУ трохи вище - за рахунок більшої частки викидів водогрійних котлів, а в літній період на 60 г / МВт-год нижче, ніж для Т-265. У цілому за рік викиди оксидів азоту ПГУ на 3% нижче (рис. 4).

Шум. Газова турбіна знаходиться в будівлі і має власне шумопоглинання. У блоку з ПГУ немає таких джерел шуму, як тягодуттьові механізми. Застосування шумоглушників на всмоктуванні газової турбіни і за котлом-утилізатором зможуть забезпечити шумові характеристики не гірше, ніж у блоку з Т-265.

Теплове забруднення. У порівнянні з паросиловим блоком воно буде нижчим на 50%. Що стосується власне ГТУ-склалася незвичайна ситуація: до енергетиків, з пропозицією освоювати і експлуатувати велику газову турбіну, прийшли авіабудівники. Прийшли з «авіаційним» підходом до конструювання, виготовлення, контролю якості. Пропозиція повинна стати реальністю, тому що ВМД-ПО сконструйований на базі високих авіаційних технологій. Важить він майже в 4 рази менше зарубіжних аналогів і є транспортабельним модулем, що дозволяє забезпечувати її ремонт на заводі-виробнику.

Масштаби впровадження ПГУ і ГТУ в середньостроковій перспективі

Т.В. Новікова, І.В. Єрохіна, А.А. Хоршем - ІНЕР РАН, Москва

Останнім часом енергокомпанії виявляють підвищений інтерес до впровадження прогресивних - парогазових і газотурбінних - технологій виробництва електроенергії. Так, наприклад, в рамках розробки корпоративного балансу на 2005-2009 рр.. дочірні залежні суспільства РАО «ЄЕС Росії» (дзо) представили інвестиційні пропозиції щодо введення нових та оновлення діючих паротурбінних електростанцій сумарною потужністю близько 14 млн кВт (рис. 1). 65% всіх інвестиційних пропозицій - 9 млн кВт - ставляться до впровадження прогресивних технологій, з яких близько 8 млн кВт - ПГУ і трохи більше 1 млн кВт - ГТУ. Основна частина цих пропозицій стосується категорії нового будівництва - 5,8 млн кВт, сумарна потужність пропозицій щодо запровадження ПГУ і ГТУ при заміні становить 3,1 млн кВт.

В даний час внаслідок низької вартості палива, недостатньої надійності і незадовільних техніко-економічних показників нового обладнання, в першу чергу його високу вартість, енергокомпанії «обережні» і розглядають продовження терміну служби як основне рішення проблеми старіння паротурбінного устаткування діючих ТЕС у середньостроковій перспективі. Так, наприклад, пропозиції дзо з продовження термінів експлуатації застарілого обладнання в найближчу п'ятирічку становлять близько 25 млн кВт або 20% сумарної потужності діючих ТЕС. Однак, як показали численні дослідження ІНЕР РАН за оцінкою ефективності оновлення ТЕС, у міру збільшення вартості палива і підвищення економічності нового обладнання енергокомпанії будуть прагнути до впровадження ПГУ і ГТУ для вирішення проблеми не тільки фізичного, а й морального старіння устаткування діючих електростанцій.

Традиційно при оцінці ефективності проектів нового будівництва та безпека в умовах невизначеності, до яких відноситься середньострокова і довгострокова перспектива, в електроенергетиці застосовувався сценарний підхід. Суть даного методу полягає у формуванні кількох сценаріїв, в яких

частина факторів невизначеності приймається в «крайніх» значеннях, а решта фіксуються на певному рівні. Застосування цього методу дозволяє визначити умови успішної реалізації проекту, а також виділити критичні фактори невизначеності, які найбільшою мірою впливають на результати оцінки. Ілюстрація використання даного методу в оцінці ефективності заміни паротурбінного устаткування ТЕС на ПГЕС, ПГУ-ТЕЦ і ГТУ-ТЕЦ при варіюванні значень питомих капіталовкладень і цін палива та електроенергії представлена на рис. 2.

У результаті процесів лібералізації, приватизації та дерегулювання в електроенергетиці змінилися механізми реалізації інвестиційних проектів в галузі, в тому числі зросла кількість способів і джерел їх фінансування. У цьому випадку застосування сценарного підходу до оцінки ефективності проектів нового будівництва та безпека електростанцій недостатньо, так як він не дозволяє обґрунтовано відповісти на ключові для інвестора питання: який дохід він отримає в результаті інвестування, яка ймовірність і можливий розмір власних збитків.

В якості методичного інструментарію для оцінки ефективності проектів нового будівництва, оновлення, що дозволяє підготувати поле рішень для інвестора, ІНЕД РАН була розроблена і апробована методика ризик-аналізу. Дана методика передбачає формування досить великого числа сполучень значень факторів ризику (наприклад, коливання цін на паливо, попиту на електроенергію, зміни техніко-економічних показників ТЕС в результаті установки ПГУ і ГТУ), які задаються випадково на основі використання датчика випадкових чисел у межах прийнятих діапазонів і відповідно до заданими законами їх розподілу. При цьому закон розподілу задається експертно або за бажанням інвестора.

Для кожного сформованого поєднання факторів ризику (сценарію) оцінюється комерційна ефективність установки ПГУ і ГТУ. На основі статистичної обробки результатів розрахунку ефективності оновлення ТЕС будується розподіл ймовірностей можливої величини дисконтованого доходу

(ЧДД) і стоїть частка сценаріїв, які відповідають його від'ємного значення. Відношення числа таких сценаріїв до загальної кількості сценаріїв і дає оцінку ризику інвестицій в оновлення ТЕС.

При цьому вважається, що якщо ймовірність отримання збитків:

- не перевищує 25%, то проект оновлення ТЕС характеризується мінімальним ступенем ризику;
- 25-50% - проект оновлення ТЕС має підвищену ризикованість;
- 50-75% - проект оновлення ТЕС має критичний ризик;
- перевищує 75% - реалізація проекту оновлення ТЕС неприпустима.

Нижче приводиться ілюстрація застосування даного методичного інструментарію для оцінки комерційної привабливості для інвесторів проектів по заміні паротурбінного устаткування ТЕС на ПГЕС, ПГУ-ТЕЦ і ГТУ-ТЕЦ. Слід зазначити, що описувані в прикладах об'єкти є умовними, тобто сформовані для них широкі діапазони значень факторів ризику повинні розглядатися тільки як ілюстративні.

На основі результатів численних досліджень ІНЕРС РАН для аналізу виявлено основні чинники ризику, що впливають на комерційну привабливість поновлення ТЕС. Цими факторами є:

- 1) перевищення кошторисної вартості робіт з оновлення застарілого обладнання ТЕС;
- 2) коливання цін на паливо;
- 3) зміна попиту на продукцію ТЕС;
- 4) збільшення тривалості робіт із заміни обладнання;

5) зміна техніко-економічних показників ТЕС в результаті установки ПГУ і ГТУ (витрата палива, умовно-постійні витрати).

Саме для цих факторів ризику були сформовані можливі діапазони їх значень. При цьому для цінових показників (ціна палива, електроенергії і тепла) розглянуті дві гучномовці згідно з «Енергетичною стратегією Росії на період до 2020 р.», затвердженої Урядом РФ 28.08.03. Діапазони техніко-економічних показників ПГУ і ГТУ прийняті на основі аналізу інвестиційних пропозицій, представлених енергокомпаніями в рамках розробки корпоративного балансу на 2005-2009 рр.. (Табл. 1).

Діапазони факторів ризику									
	ПГЕС		ГТ-ТЕЦ		ПГУ-ТЕЦ				
	хв.	макс.	хв.	макс.	хв.			макс.	
Тип оборудовання	ПГУ-325		НК-37 + КП		ПГУ-325				
Електрична потужність блоку, МВт	325		25		325				
					Теплова потужність блоку, Гкал / год				
					Витрата енергії на 2,0 4,0 2,0 2,0 2,0 2,0 власні потреби				
					в конд. циклі,%				
					Витрата енергії на 2,1 10,0 2,0 4,5 власні потреби				
					в тепл. циклі,%				
					Питома витрата палива на відпустку е / е				
					в конд. циклі, м _{ут} / Вт				
					Питома витрата палива на відпустку е / е				
					в тепл. циклі, м _{ут} / Вт				
					Питома витрата палива на відпустку тепла,				
					Г _{ут} / Вт				
					Кількість годин роботи в році, в				

[illegible]

		<p>цьому становить лише 5%. Це означає, що з 250 різних сценаріїв факторів ризику, сформованих випадковим чином, лише в 13 сценаріях заміни обладнання на ПГЕС можливе отримання збитків, розмір яких не перевищить 50 млн дол Найбільш ймовірний дохід, який отримає інвестор в результаті заміни на ПГЕС, складе 100 -150 млн дол Причому досить висока ймовірність і того, що дохід перевищить 150 млн дол</p> <p>З невеликою натяжкою можна вважати безризикової установку ГТ-ТЕЦ - ймовірність отримання негативного ЧДД при цьому становить 28%, тобто лише на 3% перевищує верхню межу безризикового інтервалу (що можна прийняти за погрішність розрахунків).</p> <p>Найбільш ймовірний дохід, який отримає інвестор в результаті заміни на ГТУ-ТЕЦ, складе 5-10 млн дол, що на порядок нижче у порівнянні з ПГЕС.</p> <p>Найризикованішою вважається установка ПГУ-ТЕЦ - імовірність отримання збитків при цьому становить 40%. Такий ступінь</p>
--	--	--

			<p>ризикованості не вважається критичною, тому установка ПГУ-ТЕЦ поряд із попередніми об'єктами також вважається комерційно привабливою. Найбільш ймовірний дохід, який отримає інвестор в результаті заміни на ПГУ-ТЕЦ, складе 50 млн дол, що можна порівняти з ПГЕС.</p> <p>Подальшим етапом дослідження було кількісне визначення ступеня впливу кожного фактора ризику на ефективність установки ПГЕС, ГТУ-ТЕЦ і ПГУ-ТЕЦ, що здійснюється за спеціальною процедурою, створеної на основі факторного аналізу. Був розрахований ЧДД кожного способу заміни на ТЕС при послідовному зміні значень кожного з факторів ризику і фіксованих значеннях решти факторів. Ранжування факторів ризику за ступенем впливу на величину ЧДД показано на рис. 4.</p> <p>Даний етап дослідження є важливим. Він дозволяє виявити «критичні» чинники ризику і при оцінці інвестиційної привабливості конкретних об'єктів розробити комплекс заходів з ліквідації цих</p>
--	--	--	---

			<p>ризиків або мінімізації можливих збитків від їх прояви (наприклад, за допомогою страхування, створення резервних фондів, підписання довгострокових контрактів на постачання палива і т.д.).</p> <p>У илюструюмого прикладі самими «критичними» для всіх способів заміни є показники: питомі капіталовкладення і річне число годин використання встановленої потужності ТЕС. Найбільш значимо фактор питомих капіталовкладень проявляється при установці ПГУ-ТЕЦ: при незмінних «сприятливих» значеннях інших факторів ризику зростання питомих капіталовкладень в заміну з 175 дол. / кВт до 890 дол. / кВт більш ніж на 95% знижує значення ЧДД, що досягається за сприятливої ситуації. Аналогічне зростання питомих капіталовкладень в заміну на ПГЕС (з ПО дол. / кВт до 600 дол. / кВт) впливає на її ефективність у меншій мірі - значення ЧДД, що досягається за сприятливої ситуації, знижується на 60%. Самим «критичним» чинником при установці ГТУ-ТЕЦ є річне число годин використання їх встановленої</p>
--	--	--	--

		<p>потужності: при незмінних «сприятливих» значеннях інших факторів ризику скорочення річного графіка їх роботи з 7800 до 3000 годин / рік значення ЧДД, що досягається за сприятливої ситуації, знижується більш ніж на 70%.</p> <p>Таким чином, вже в найближчій перспективі складаються досить сприятливі умови для широкомасштабного впровадження ПГУ і ГТУ не тільки при новому будівництві, але і при заміні паротурбінного устаткування діючих ТЕС. Поряд з технологічною базою розроблена адекватна методологічна база, що дозволяє підвищити обґрунтованість економічних оцінок і якість прийнятих інвестором рішень щодо інвестиційної привабливості діючих ТЕС, і таким чином сприяти активізації інвестиційної діяльності в галузі.</p> <p>Список використаної літератури</p> <p>1.Цанев С.В. Буров В.Д., Ремезов О.М. Газотурбінні та парогазові установки теплових електротанцій: Навчальний посібник для вузів / Під ред. С.В.</p>
--	--	--

			<p>Цанева-М.: Видавництво МЕІ, 2002 .- 584 с.</p> <p>2. Парові і газові турбіни: Уебнік для вузів / М.А. Трубілов, Г.В. Арсен'єв, В.В., В.В. Фролов та ін; Під ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова - М.: Вища школа, 1985 .- 352 с.</p> <p>3.Попирін Л.С., Штромберга Ю.Ю., Дильман М.Д. Надійність парогазових установок / / Теплоенергетика, № 7, 1999.</p> <p>4.Попирін Л.С., Волков Г.А., Дильман М.Д. Обґрунтування виду структурної схеми конденсаційних парогазових установок з урахуванням надійності / / Известия РАН. Енергетика, № 3, 2000.</p> <p>5. О. Виноградов, А. Григор'єв Оцінений техніко-економічної ефективності модернізації ГТУ-ТЕС з використанням парогазової технології. // Газотурбінні технології. 2004 № 1</p> <p>6. Є. Волкова, Т. Новікова Економічна доцільність форсованого впровадження ПГУ і ГТУ при</p>
--	--	--	--

			<p>оновленні теплових електростанцій // Газотурбінні технології. 2004 № 1</p> <p>7. С. Костін, А. Пак Комплексний підхід до будівництва та реконструкції електростанцій з застосуванням ПУ і ПГУ. / / Газотурбінні технології. 2004 № 1</p> <p>8. Ю.С. Бухолдін, В.М. Олефіренко Відпрацювання технічних рішень на власних електростанціях - запорука надійної роботи обладнання у замовника. // Газотурбінні технології. 2004, № 4</p> <p>9.А.І. Виноградов, Н.Р. Джапарідзе Конденсаційна парогазова електростанція для надійного енергопостачання промислових споживачів. / / Газотурбінні технології. 2004, № 4</p> <p>10. Ю.І. Шаповалов Реконструкція паротурбінних електростанцій - ефективний шлях переозброєння енергетики. / / Газотурбінні технології. 2004, № 4</p> <p>11. Ю.Н. Бондін, В.А. Кривуца, С.М. Мовчан, В.І. Романов Досвід експлуатації газопаротурбінної</p>
--	--	--	---

			<p>установки ГПУ-16К з упорскуванням пари. // Газотурбінні технології. 2004, № 4</p> <p>12. В. Безлепкин Теплофікаційні парогазові установки для заміни застарілого обладнання ТЕЦ ВАТ «Лененерго». / / Газотурбінні технології. 2004 № 2</p> <p>13. Михайло Коробицино Підвищення експлуатаційних характеристик енергетичних установок. / / Газотурбінні технології. 2004 № 3</p> <p>14. І. Долинін, А. Іванов Порівняння паросилового блоку з Т-265 та енергоблоку з двома ПГУ-170Т. / / Газотурбінні технології. 2004 № 2</p> <p>15. Т.В. Новікова, І.В. Єрохіна Масштаби впровадження ПГУ і ГТУ в середньостроковій перспективі. / / Газотурбінні технології. 2004 № 5</p> <p>//ua-referat.com</p>
--	--	--	--