

А. ХАЛАТОВ, А. ДОЛІНСЬКИЙ, Д. КОСТЕНКО, А. БОЦУЛА

## КРИТИЧНИЙ СТАН І ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕХАНІЧНОГО ПРИВОДУ ДЛЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

*Головні проблеми економіки України – висока енергоємність внутрішнього валового продукту, значний дефіцит нафти і природного газу та постійне зростання світових цін на енергоносії. Найбільш енергоємними галузями є житлово-комунальний сектор, металургійна і хімічна промисловість, виробництво будівельних матеріалів. Останніми роками значні проблеми виникли і в газотранспортній системі України, де експлуатація застарілих і зношених приводних газових турбін із низьким коефіцієнтом корисної дії призводить до великих витрат природного газу.*

За даними Міжнародного енергетичного агентства (Key World Statistics, IEA, 2006), енергоємність ВВП України становить 0,55 кг нафтового еквівалента (н. е.) на один долар США, що в 2,5 рази перевищує середній рівень енергоємності ВВП найбільш розвинених країн світу. Так, наприклад, у Данії він становить 0,13, у США – 0,22, у Росії – 0,49. Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2030 р. заплановано зниження енергоємності ВВП до 0,24 кг н. е. на один долар США передусім на основі реалізації потенціалів енергоефективності й енергоощадження.

У 2006 р. витрати природного газу в Україні становили 4,9 млрд м<sup>3</sup>, при цьому спалення газу понад норму, порівняно з найкращими зарубіжними приводними газотурбінними двигунами (ГТД), ККД яких у класі потужності 6–25 МВт становить 34–38%, сягає 2 млрд кубометрів [1, 2]. На газопроводах Росії внаслідок низької економічності механічного приводу на транспортування витрачають щонайменше 8% видобутого газу.

Основна причина експлуатації застарілих газотурбінних двигунів на газотранспортній системі України (ГТС) – хронічно

© ХАЛАТОВ Артем Артемович. Член-кореспондент НАН України. Завідувач відділу високотемпературної термогазодинаміки Інституту технічної теплофізики НАН України.

ДОЛІНСЬКИЙ Анатолій Андрійович. Академік НАН України. Директор цього ж Інституту.

КОСТЕНКО Дмитро Андрійович. Заступник головного інженера ВАТ «Інжипірингово-виробниче підприємство «ВНПТрансГаз» (Київ).

БОЦУЛА Анатолій Леонідович. Головний конструктор проектів газотранспортного напрямку ДП НВК Газотурбобудування «Зоря-Машпроект» (Миколаїв). 2009

недостатнє фінансування програм реконструкції компресорних станцій ДК «Укртрансгаз», які з 1992 року отримували тільки 10–15% коштів від необхідних потреб. Подальша експлуатація зношених і застарілих ГТД веде до поступової деградації газотранспортної системи України та її нездатності забезпечувати надійний транзит газу до Європи і його постачання для внутрішніх потреб країни.

За оцінками фахівців, повна модернізація ГТС України потребуватиме від 6 до 16 млрд дол. США. Найбільше грошей потрібно на реконструкцію і будівництво компресорних станцій і заміну газотурбінних приводів (близько 1,5 млрд дол. США), а також на модернізацію лінійної частини газопроводів і підземних сховищ газу. Після завершення модернізації, крім підвищення надійності і поліпшення економічності ГТС, її пропускна спроможність зросте майже на 20 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

23 березня 2009 р. у Брюсселі відбулася інвестиційна конференція з питань модернізації ГТС України. Уряд нашої держави, Єврокомісія, Європейський банк реконструкції і розвитку, Європейський інвестиційний банк і Всесвітній банк підписали Спільну декларацію з модернізації ГТС України, що, як передбачено, набере чинності у 2010 р. З цією метою Національна компанія «Нафтогаз України» має отримати пільговий кредит в обсязі 2,5 млрд дол. США.

#### **ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА УКРАЇНИ**

ГТС України — друга в Європі та одна з найбільших у світі, її загальна протяжність становить 37,6 тис. км. Загальна довжина розподільчих мереж — понад 246 тис. км. Основна особливість ГТС України — велика протяжність магістральних газопроводів, довжина яких становить 22,2 тис. км, причому 14 тис. км — трубопроводи великого діаметра (1020–1420 мм). Річна про-

пускна спроможність ГТС на вході — 290 млрд м<sup>3</sup>, а на виході — 175 млрд м<sup>3</sup>. У 2007 р. транзит газу до Європи становив 115 млрд м<sup>3</sup>, а в 2008 р. — 120 млрд м<sup>3</sup>.

ГТС України включає 72 компресорні станції (КС) з 765 газоперекачувальними агрегатами (ГПА) загальною потужністю 5,6 млн кВт. До складу ГТС також входять 1600 газорозподільних станцій (ГРС), 13 підземних сховищ газу загальним об'ємом 32 млрд м<sup>3</sup> (Західноукраїнський, Київський, Донецький і Південноукраїнський комплекси), що становить 21,3% від загальноєвропейської активної місткості, 6 прикордонних газомірювальних станцій і 89 автомобільних газонаповнювальних станцій. Для порівняння зазначимо, що ГТС Росії включає 276 компресорних станцій загальною потужністю 46,1 млн кВт.

Перший газопровід на території України — від селища Дашава до р. Стрий — було побудовано в 1924 р., а в 1948 р. побудовано газопровід «Дашава — Київ». Цей рік вважають роком заснування газотранспортної системи України. На той час газопровід «Дашава — Київ» був найпотужнішим у Європі, його пропускна спроможність становила близько 2 млрд м<sup>3</sup> газу на рік. У 1951 р. цей газопровід було продовжено до Москви.

60–70 роки минулого століття — період найбухливішого розвитку ГТС України. У 1967 р. після введення в експлуатацію магістрального газопроводу «Долина — Ужгород — Західний кордон» (газопровід «Братство») розпочато постачання українського і російського газу в країни Центральної та Західної Європи. Україна, таким чином, стала однією з найбільших транзитних країн. Протягом 70–80 рр. минулого століття тривало будівництво трансконтинентальних газопроводів «Союз», «Уренгой — Ужгород», «Прогрес» і низки інших.

Сьогодні на компресорних станціях України як механічний привід компресорів

застосовують газові турбіни, а також електроприводи і двигуни внутрішнього згоряння. Переважає газотурбінний привід (455 одиниць загальною потужністю 4,6 млн кВт), його потужність — більше як 82% від загальної потужності силових агрегатів, установлених на ГТС України. Він включає промислові газові турбіни (267 од.), конвертовані авіаційні (98 од.) і суднові газотурбінні двигуни (90 од.). Газотурбінний привід потужністю 12–30 МВт переважає і на більшості магістральних газопроводів світу: у Німеччині, Італії, Польщі, Словаччині, Канаді, Ірані та ін. Зокрема, на російській ГТС частка газотурбінного приводу становить 86,9%.

Статистичні дані, представлені в дослідженні Дж. Гайлоретті [5], свідчать, що в 2007–2008 рр. у світі було замовлено 252 газові турбіни механічного приводу потужністю від 1 до 60 МВт (245 од. — на природному газі), причому переважна більшість із них (210 од.) — потужністю від 7,5 до 30 МВт. Основні замовники газових турбін у цьому діапазоні — країни Близького Сходу (Катар, Іран — 103 од.), а також Росія і країни Східної Європи (67 од.). Така структура ринку приводних газових турбін зумовлена значним розвитком магістральних газопроводів великого діаметра в цих країнах. Північна Америка замовила тільки 4 од. (10–15 МВт), Південна Америка — 3 од. (10–15 МВт), країни Західної Європи — 2 од. (20–30 МВт). Для порівняння зазначимо, що в 2006–2007 рр. світове замовлення становило 139 газових турбін потужністю 7,5–30 МВт (77 од. — для Росії і країн Східної Європи, 13 од. — для країн Близького Сходу).

Сьогодні на українській ГТС встановлено 158 електроприводних газоперекачувальних агрегатів (ЕГПА) загальною потужністю 820 МВт, що становить 14,6% від потужності компресорних станцій. Проте фактично функціонує не більше як 10 ЕГПА, які експлуатують тільки на 15–18%.

У Франції, де велику кількість електричної енергії виробляють атомні станції, здебільшого застосовують ЕГПА потужністю 3–7 МВт. Це зумовлено тим, що ГТС Франції не має магістральних трубопроводів, а є системою коротких газопроводів невеликого діаметра, сполучених між собою в єдину газотранспортну мережу. У США ЕГПА експлуатують здебільшого в екологічно чистих зонах для зниження шуму від агрегатів, що працюють.

ЕГПА з регульованою частотою оборотів нагнітача перспективні для використання як механічний привід на магістральних газопроводах України переважно в регіонах із надмірним виробництвом електрики. Проте слід пам'ятати, що ККД системи «ТЕЦ–ЛЕП–КС–ЕГПА» становить тільки 26–27%, тому з погляду використання хімічної енергії палива застосування електроприводних агрегатів може виявитися неефективним. Розрахунки, виконані Міністерством палива і енергетики України і ВВПІТРАНСГАЗ [3], показали, що при теперішньому співвідношенні ціни на природний газ і електрику масштабний перехід на ЕГПА виправданий тільки за ціни паливного газу понад 450 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> газу. Крім того, для широкого застосування електроприводних ГПА Україні необхідно освоїти виробництво електродвигунів потужністю 12, 16, 25 МВт із регульованою частотою оборотів, які сьогодні виробляють тільки зарубіжні фірми («SIEMENS», «ABB», «TRANSRESCH»). І нарешті, для ЕГПА потрібне електропостачання першої категорії (від двох незалежних джерел), що значно ускладнює умови експлуатації силових агрегатів.

Більш докладний аналіз із урахуванням капітальних витрат і можливого зростання цін на природний газ та електрику свідчить, що компресорні станції України умовно можна розділити на три групи [комен-

тар до статті 3]. Перша група характеризується високими значеннями питомих витрат на створення зовнішнього електрозабезпечення. До них належать компресорні станції «Первомайськ» і «Гусятин» (газопровід «Союз»), КС «Задніпровська» (газопровід «Єлець — Кременчук — Кривий Ріг») та ін. Друга група, до якої належать КС «Кременчук» і «Тальне» (газопровід «Союз»), КС «Долина», «Ромни», «Кіровоградська» і «Південно-Бузька» (газопровід «Єлець — Кременчук — Кривий Ріг»), а також деякі інші, характеризується середніми значеннями питомих витрат. І нарешті, третя група, до якої належать КС на газопроводі «Київ — Захід України» («Бердичів», «Красилів», «Тернопіль», «Рогатин» та ін.), характеризується найкращими значеннями питомих показників.

Для перших двох груп за всіх цін на природний газ і електрику питомі витрати на перехід КС на електропривід вищі від вартості газотурбінного приводу. При цьому друга група може стати конкурентною тільки за умов зниження ціни на електрику на 5–7%. У третій групі для компресорних станцій «Красилів», «Тернопіль» і «Рогатин» питомі витрати на створення електро- і газотурбінного приводу приблизно рівні, а для КС «Бердичів» привабливіше використання електроприводу за будь-яких цін на природний газ і електроенергію.

Термін окупності проектів із переходу ГТС України на електропривід досить великий і становить близько 10 років. При цьому економія природного газу для третьої групи становитиме 250 млн м<sup>3</sup> природного газу на рік, а для другої (за умови зниження ціни на електроенергію на 5–7%) — близько 700 млн м<sup>3</sup> на рік. Сумарна цифра близько 1 млрд м<sup>3</sup> на рік у масштабі України не є значною.

Потужність поршневих газоперекачувальних агрегатів (ПГПА), встановлених на ГТС України, становить менше ніж 3% від

потужності всіх силових агрегатів. Їх широко застосовували на ранній стадії створення української ГТС. І сьогодні ПГПА продовжують застосовувати на газопроводах-відгалуженнях малого діаметра, проте їхня одинична потужність не перевищує 3 МВт. У США ПГПА у великій кількості (декілька тисяч штук) застосовують переважно на газопроводах малого діаметра, при цьому їхня потужність становить від 1 до 5 МВт.

У цілому, аналізуючи можливості застосування газопоршневих двигунів (ГПД) на ГТС України, слід мати на увазі такі важливі чинники:

1. Вагові показники ГПД у 25...40 разів гірші, ніж у газотурбінних установок (рис. 1), для яких вони становлять 0,25...1 кг/кВт визначеної потужності, а для ГПД — 8...25 кг/кВт. Габаритні характеристики ГТД також значно кращі, ніж ГПД. Для ГТД вони становлять 0,1...0,2·10<sup>-2</sup> м<sup>3</sup>/кг, а для ГПД — 0,2...0,6·10<sup>-1</sup> м<sup>3</sup>/кг.

Наприклад, газотурбінна установка UGT-110000 (ДП НВКГ «Зоря-Машпроект», Миколаїв) електричною потужністю 114 МВт має питому масову характеристику 0,52 кг/кВт, а ГТД АІ-336 (ГП «Івченко-Прогрес», Запоріжжя) при електричній потужності 8 МВт — лише 0,18 кг/кВт. Для порівняння зазначимо, що майже досконалий ГПД «Jenbacher-J-620-GS» (Австрія) при потужності 3,1 МВт має вагу 30400 кг і габарити 8,9x2,5x2,8 м<sup>3</sup>. Його питома вага — 9,8 кг/кВт, а габарити — 0,02 м<sup>3</sup>/кг. Як впливає з цих показників, найкращі ПГПА потужністю 25 МВт важитимуть не менше як 200 тонн.

2. Іншим недоліком ПГПА, що значно ускладнює умови їх експлуатації, є великі витрати мастила, які становлять 0,25–0,33 г/кВт на рік. Одночасно виникає проблема утилізації на місці відпрацьованого мастила або ж його транспортування до місця утилізації.

Аналіз тенденцій світового ринку свідчить [5], що в 2007–2008 рр. загальне замовлення на двигуни внутрішнього згоряння для використання їх як механічних приводів становило 6851 од., причому 6688 із них – потужністю 0,5–2 МВт (72 % на рідкому паливі) і лише 154 од. – потужністю 2–3,5 МВт. Цікаво, що Північна Америка, де широко використовують газопроводи малого діаметра, замовила 4825 двигунів потужністю 0,5–2 МВт (70,4%), а країни Західної Європи – 930 од. Країни Східної Європи і Росія замовили тільки 40 двигунів потужністю 0,5–2 МВт, а країни Близького Сходу – 43. Для порівняння зазначимо, що в 2006–2007 рр. усього в світі було замовлено 6389 двигунів, причому 6131 із них – у діапазоні 0,5–2 МВт (70% на рідкому паливі). Переважну більшість із них було встановлено в Північній Америці (4848 од.) і країнах Західної Європи (581 од.).

#### ПРОБЛЕМИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ І ШЛЯХИ ЇХ РОЗВ'ЯЗАННЯ

Останніми роками в роботі газотранспортної системи України виникли значні проблеми, головна з яких пов'язана з тим, що більше як 70% ГПА з газотурбінним приводом уже майже вичерпали свій ресурс (100 тис. годин), а деякі (КС «Новопсков» газопроводу «Союз») пропрацювали вже більше як 150 тис. годин. У період із 2009 до 2016 рр. плановій заміні підлягають 204 ГТД, тобто в середньому по 20–25 одиниць на рік. Іншою проблемою є низька економічність (ККД) застарілих ГТД, яка становить 18–27%. Сьогодні основні показники більшості експлуатованих ГТД істотно нижчі від показників зарубіжних газотурбінних двигунів механічного приводу аналогічної потужності, які мають повний ресурс до 150 тис. годин і ККД на рівні 34–38%.

Вихід із ситуації, що склалася, вбачаємо у створенні нового покоління українських

газотурбінних двигунів, концептуально призначених для експлуатації на ГТС України. Найважливішими якостями таких ГТД є безпека, надійність при тривалому застосуванні, висока економічність, відносна простота конструкції і експлуатації, низька вартість життєвого циклу. Промислові ГТД для газотранспортної системи потрібно створювати, враховуючи специфіку їх експлуатації на газопроводах. При цьому високі характеристики ГТД можуть бути досягнуті тільки за умови застосування сучасних газотурбінних технологій, які вже апробовані в авіаційних і суднових ГТД військового призначення.

Газотурбобудування – одна з найбільш наукоємних галузей енергетичного машинобудування. Україна входить у десятку провідних країн світу, що володіють повним циклом розроблення і виробництва промислових, авіаційних і суднових газотурбінних двигунів, і має всі умови для самостійного створення ГТД нового покоління для власної газотранспортної системи. Основу інфраструктури українського газотурбобудування становлять три підприємства – ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» (Миколаїв), комплекс ДП «Івченко-Прогрес» і

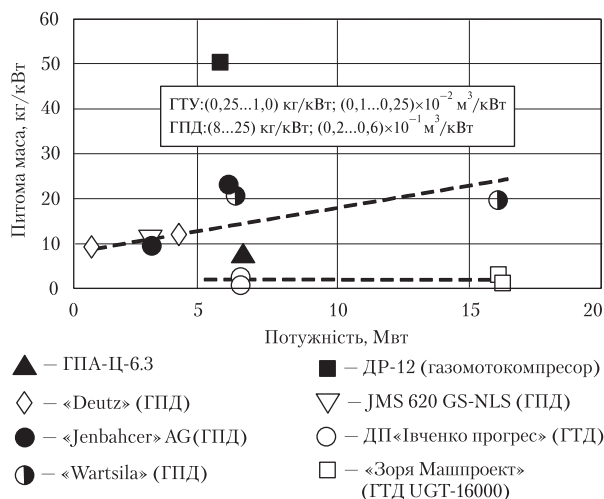


Рис. 1. Масогабаритні характеристики газотурбінних двигунів, газопоршневих двигунів і агрегатів

ВАТ «Мотор-Січ» (обидва в Запоріжжі), а також ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе», яке є провідним підприємством у світі з випуску газоперекачувальних агрегатів.

### ЕКОНОМІЧНІСТЬ ГАЗОТУРБІННОГО ПРИВОДУ

Хоча економічність і не відіграє головної ролі при створенні ГТД для газотранспортної системи, але її показники дуже важливі для скорочення власного споживання газу і зниження викидів у атмосферу окису (СО) і двоокису вуглецю (СО<sub>2</sub>). Досягнення високої економічності ГТД пов'язане насамперед із величиною температури газу після камери згоряння (перед газовою турбіною).

Сучасний рівень газотурбінних технологій при ресурсі ГТД до 100 тис. годин здебільшого не дає змоги підвищити ККД двигуна, що працює за простим циклом, вище ніж 34% при потужності 10 МВт і 38% – при потужності 25 МВт (рис. 2). Це зумовлено проблемами створення стійких до корозії матеріалів, а також відсутністю надійних технологій виготовлення і захисту елементів «гарячого тракту» газової

турбіни, що контактують із високотемпературними і хімічно агресивними продуктами згоряння природного газу.

У зв'язку з тим що газотурбінні двигуни простого циклу мають значні обмеження щодо подальшого зростання температури газу перед турбіною, останніми роками конструктори ГТД велику увагу приділяють промисловим газотурбінним двигунам, що працюють за складним термодинамічним циклом. До них належать утилізація теплової енергії гарячого газу на виході з турбіни, проміжне охолодження повітря в компресорі і проміжний підігрів продуктів згоряння в турбіні, використання повітряного циклу і деякі інші. Застосування регенератора на виході («Mercury-50», США, «Kawasaki», Японія), циклу «Водолій» (Україна), повітряного циклу («ГТУ 27ПС», Росія) допомогло підвищити ККД (рис. 2) і питому потужність газотурбінних двигунів без істотного збільшення температури продуктів згоряння після камери згоряння, використовуючи при створенні нових ГТД сучасні конструкційні матеріали і перевірені часом газотурбінні технології. Але

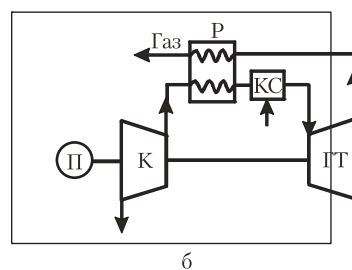
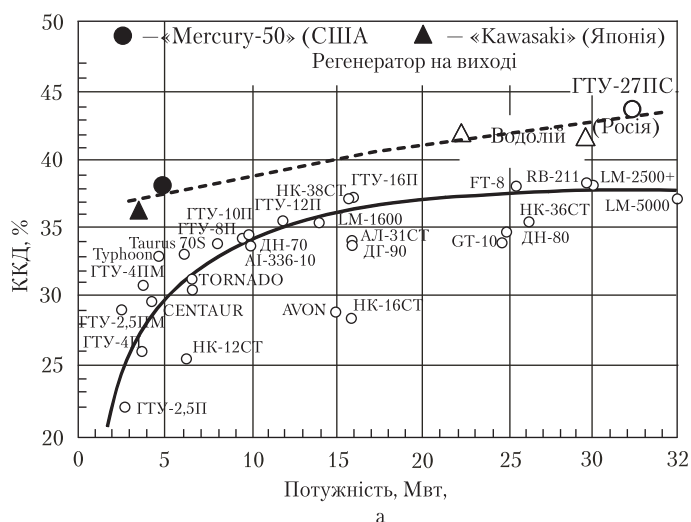


Рис. 2. а – залежність ККД газотурбінних двигунів механічного приводу від їхньої потужності; пунктирна лінія – складні термодинамічні цикли; б – К – компресор; КС – камера згоряння; Р – регенератор; ГТ – газова турбіна

освоєння складних циклів пов'язане з ускладненням конструкції газотурбінного двигуна, збільшенням вартості його виробництва і складністю технічного обслуговування.

Найпростіший із складних циклів – регенеративний, заснований на встановленні на виході газової турбіни, де температура потоку – 450–550°, регенератора теплоти (теплообмінника) для утилізації теплової енергії і часткового повернення енергії завдяки підігріву стиснутого повітря, що надходить до камери згоряння з компресора. Проте сучасні регенератори мають низьку теплову ефективність, характеризуються частою розгерметизацією і руйнуванням конструкції внаслідок теплових напруг, поступовим погіршенням експлуатаційних характеристик через забруднення поверхні, великими розмірами, порівняно з ГТУ, високою вартістю, низькою експлуатаційною надійністю і ресурсом.

Основні вимоги до регенераторів для ГТД механічного приводу – теплова ефективність на рівні 0,82–0,88; сумарні відносні втрати тиску – 4–8%, ресурс – 60000–100000 годин, число циклів пуск/зупинка – не менше ніж 2000–5000. Вихід стиснутого повітря в новому регенераторі не повинен перевищувати 0,1–0,2% від його втрати через регенератор. Питома вартість регенератора при серійному виробництві не повинна перевищувати 40–100 дол. США за один кВт теплової потужності, а вагова характеристика – 3–4 кг на один кВт теплової потужності. Висока ефективність може бути досягнута завдяки інтенсифікації теплообміну як усередині труб регенератора, так і в міжтрубному просторі. Для цього можна використати перевірені технологічні рішення, як-от змієвикові й дискові теплообмінні елементи.

Розрахунки показують, що застосування регенеративного циклу з високим коефіці-

єнтом регенерації (0,82–0,88) дасть змогу в діапазоні потужності 6–25 МВт при сучасному рівні газотурбінних технологій підвищити ККД газотурбінного двигуна механічного приводу з 18–27% (українська ГТС сьогодні) до 38–41%. Це уможливить зниження витрат природного газу на власні потреби майже на 2 млрд кубометрів на рік, що еквівалентно 360 млн дол. США (в цінах 2008 р.). Важливий і той факт, що, досягнувши вказаних параметрів, щорічні викиди двоокису вуглецю в атмосферу знизяться майже на 3,5 млн тонн, що створить додатковий резерв для економіки країни завдяки щорічному продажу квоти CO<sub>2</sub> вартістю 100–120 млн дол. США.

У Росії освоєння регенеративного циклу із застосуванням нових технологій почалося більше як десять років тому одночасно з модернізацією газотурбінних установок ГТК-10-4, ГТК-10І, ГТ-750-6 (ВАТ «Газпром»). Завдяки встановленню модульних трубчастих регенераторів із ступенем регенерації 0,81–0,82 при сумарних відносних втратах тиску близько 5% вдалося досягти скорочення витрат паливного газу на 20–25%.

Американська фірма «Solar Turbines Inc.» нещодавно розробила пластинчатий регенератор для газової турбіни «Mercury-50» (рис. 2). При потужності 4,6 МВт застосування регенератора на виході з турбіни дало змогу досягти електричний ККД на рівні 38,5%, що є рекордним показником у цьому класі потужностей.

#### **ВИМОГИ ДО ГТД ДЛЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ**

**П**роблеми модернізації ГТС і створення ГТД нового покоління стали основним об'єктом діяльності Комісії з промислових газових турбін при Відділенні фізико-технічних проблем енергетики НАН України, створеної у 2007 р. До неї ввійшли вчені Національної академії наук

України, котрі спеціалізуються в галузі газотурбобудування, а також провідні фахівці України у сфері проектування та експлуатації газотурбінних двигунів на вітчизняних КС. Упродовж 2007–2008 рр. Комісія сформулювала основні вимоги і розробила Концепцію створення промислових ГТД для газотранспортної системи України [4]. Відповідно до цієї Концепції найоптимальнішим методом підвищення економічності і модернізації ГТД є застосування регенеративного циклу.

Для ГТС України найбільш затребувані газотурбінні двигуни для ГПА потужністю від 6 до 25 МВт. Дослідження, виконані Комісією, показали [1, 2], що застосування сучасних газотурбінних технологій, уже випробуваних в авіа- і суднобудуванні, великий досвід конструкторських бюро України, а також останні досягнення українських учених у галузях матеріалознавства, зварювання і паяння металів, теплофізики, теорії горіння, механіки міцності, комп'ютерного проектування дають змогу створити протягом 1,5–2 років високотехнологічний газотурбінний двигун регенеративного типу з ККД 38–41% у діапазоні 6–25 МВт. Головним завданням при цьому є створення надійного регенератора з коефіцієнтом регенерації теплоти 0,82–0,85. Одночасно Комісія розробила перелік першочергових науково-технічних проектів у сфері промислового газотурбокомпресоробудування України.

Щодо інших вимог до газотурбінних двигунів, то вони повинні відповідати найкращим світовим зразкам. Зокрема, повний ресурс роботи двигуна має бути не менше як 150 тис. годин, напрацювання на відмову — не менше ніж 5 тис. годин, середній ресурс роботи до першого капітального ремонту — 30 тис. годин. Рівень викидів оксидів азоту  $\text{NO}_x$  в атмосферу не повинен перевищувати 80 мг/м<sup>3</sup>, а окисів вуглецю  $\text{CO}$  — 100 мг/м<sup>3</sup>.

Відповідно до запропонованої Концепції серійному виробництву ГТД нового покоління для ГТС України повинне передувати створення і випробування двох базових газотурбінних двигунів потужністю 12 МВт (ГТ-12) і 16 МВт (ГТ-16). Надалі ці двигуни стануть фундаментом для створення серії промислових ГТД потужністю 6–25 МВт для різних галузей промисловості.

Програма створення і випробування базових ГТД нового покоління для ГТС України відповідає графіку виведення з експлуатації зношених і застарілих ГТД. Розрахунки показують, що на розроблення базового двигуна ГТ-12 потрібно близько 36 млн дол. США, а на розроблення ГТ-16 — 48 млн дол. США. Наукові дослідження на підтримку проекту створення ГТ-12 і ГТ-16 становитимуть ще близько 20% від сумарної вартості створення двигунів, тобто 17 млн дол. США. Освоєння виробництва нових ГТД і підготовка виробництва до серійного випуску потребуватиме приблизно 300 млн дол. США протягом двох років після створення і випробування двигунів.

Таким чином, сумарні витрати на створення двох базових двигунів нового покоління потужністю 12 і 16 МВт для газотранспортної системи України і освоєння їх виробництва становитимуть близько 400 млн дол. США, які окупляться протягом двох-трьох років після початку серійного виробництва завдяки вищому ККД газотурбінного двигуна і щорічному скороченню власного споживання природного газу (до 2 млрд кубометрів) на суму, еквівалентну 360 млн дол. США.

Створення сучасних високотехнологічних газотурбінних двигунів — одна з найскладніших науково-технічних проблем, яка не може бути розв'язана без значних фінансових інвестицій на державному рівні. Для цього необхідно розробити Національну науково-технічну програму в галузі



промислового газотурбокомпресоробудування з широким залученням виробничого потенціалу підприємств України і наукового потенціалу інститутів Національної академії наук України. Вважаємо, що в цій програмі повинні бути передбачені такі важливі завдання:

1. Створення нових матеріалів, поліпшених технологій литва лопаток і оброблення металів, порошкової металургії для дисків.

2. Розроблення високоефективних поверхонь теплообміну і регенераторів із ступенем регенерації 0,82–0,88, керамічних матеріалів і теплозахисних нанопокриттів.

3. Створення методів інтенсифікації теплообміну з низькими втратами тиску, ефективніших систем охолодження лопаток.

4. Розроблення екологічно чистих технологій спалювання природного газу, досконаліших методів розрахунку радіаційного теплообміну в камерах згорання.

5. Розвиток методів три- і чотиривимірного комп'ютерного (CFD) проектування проточної частини газової турбіни і компресора, завдяки чому можливе збільшення ККД двигуна до 0,5%.

6. Розроблення методів системного проектування ГТД і нагнітача.

#### **ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНІ УСТАНОВКИ**

Як було зазначено, газорозподільна система України має 1600 газорозподільних станцій (ГРС) і близько 29500 газорегулювальних пунктів (ГРП). При надходженні природного газу з магістрального газопроводу в розподільну мережу його тиск знижується в ГРС від 5,5–7,5 МПа до 0,3–1,2 МПа, при цьому енергія надмірного тиску газу втрачається безповоротно. Використання для зниження тиску газу детандерів із коефіцієнтом корисної дії до 80% допоможе перетворити надмірну енергію природного газу в електричну.

Щорічно підприємствам, містам і селам України постачають 70–75 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Якщо припустити, що весь споживаний газ надходитиме через детандери, то на всіх газорозподільних пунктах України можна отримати більше ніж 160 МВт електрогенерувальних потужностей, які здатні щорічно виробляти близько  $1,2 \cdot 10^9$  кВт на год. електроенергії. При зниженні тиску природного газу на ГРП до 0,3–0,05 МПа і застосуванні турбодетандерів у масштабі України можна отримати ще близько 300 МВт електрогенерувальних потужностей. Паливний газ, використовуваний для живлення газових турбін на вітчизняних ГТС, редукується до тиску 1,5–2,5 МПа залежно від типу газової турбіни. Застосовуючи турбодетандери на компресорних станціях України, можна отримати до 10 МВт електрогенерувальних потужностей.

Україна має досвід створення і впровадження турбодетандерних установок. У 1988 р. у ВАТ «Турбогаз» (Харків) розроблено і виготовлено установку УТДУ-2500 потужністю 2,5 МВт, яку було застосовано в проекті ВАТ «ВНІПТрансГаз» (м. Київ) при реконструкції ГРС-7 (м. Дніпропетровськ). Її було введено в дію в 1991 р. Сьогодні, відповідно до проекту ВАТ «ВНІПТрансГаз», на ГРС-1 (м. Запоріжжя) тривають пуско-налагоджувальні роботи з уведення в експлуатацію турбодетандерної блоково-контейнерної електростанції ЕТД-1000, розробленої і виготовленої ВАТ «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя). У ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» у 2002 р. спроектовано детандер-генераторну установку потужністю 2,5 МВт, яку нещодавно введено в експлуатацію на Новгородській ТЕЦ (Росія).

Застосування турбодетандерів на природному газі в Росії поки що не набуло широкого розвитку. Перші російські детандер-генераторні установки було розроблено у ВАТ «Кріокор» (м. Москва). У 1994 р. два

агрегати ДГА-5000 потужністю по 5 МВт кожний було встановлено на ГРП ТЕЦ-21 «Мосенерго». У 2007 р. на ТЕЦ-23 ВАТ «Мосенерго» введено в експлуатацію ще дві детандер-генераторні установки ДГА-5000. Загалом упровадження детандерів на ГТС України і Росії відбувається поки що надзвичайно повільними темпами, що зумовлено нерозв'язаними проблемами подання в мережу (продажу) виробленої електричної енергії.

Аналіз зарубіжного і вітчизняного досвіду засвідчує перспективність та економічну ефективність застосування турбодетандерних установок для вироблення електричної енергії і холоду на ГРС, ГРП і компресорних станціях. Багаторічний досвід експлуатації турбодетандерів в установках низькотемпературної сепарації газу показав, що для їх застосування не потрібно значних капіталовкладень і експлуатаційних витрат. Крім того, вони характеризуються невеликою металоємністю, високим ступенем автоматизації і коефіцієнтом застосування, екологічною безпекою, надійністю і простотою обслуговування.

Таким чином, широкомасштабне застосування турбодетандерів у нашій країні дасть змогу створити додатково близько 470 МВт електрогенерувальних потужностей, щорічно економлячи близько 1,2 млн тонн умовного палива, що еквівалентно майже 1 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

1. Патон Б.Е., Халатов А.А. Какие промышленные газотурбинные двигатели нужны украинской ГТС? // Зеркало Недели. — 2008. — № 26. — С. 8.
2. Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А., Письменный О.С. та ін. Промислові газотурбінні двигуни для газотранспортної системи України: сучасний стан і проблеми розвитку // Энергетика та електрифікація. — 2008. — № 7. — С.20–22.

3. Патон Б.Е., Халатов А.А. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины? // Зеркало Недели. — 2008. — № 47 (726). — С.9.
4. Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А., Письменный О.С. та ін. Концепція (проект) Державної науково-технічної програми «Створення промислових газотурбінних двигунів нового покоління для газової промисловості та енергетики» // Вісник НАН України. — 2008. — № 4. — С. 3–9.
5. Gailloro G. Mechanical Drive Order Survey // Diesel & Gas Turbine Worldwide. — December 2008. — P. 20–23.

*А. Халатов, А. Долінський, Д. Костенко, А. Боцула*

#### КРИТИЧНИЙ СТАН І ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕХАНІЧНОГО ПРИВОДУ ДЛЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

##### Резюме

У статті проаналізовано сучасний стан газотранспортної системи України. Установлено, що експлуатація зношених і застарілих газотурбінних приводів призводить до надмірної енергоємності і поступової деградації ГТС. Окреслено шляхи її модернізації, що потребує передусім заміну неефективних приводів на високотехнологічні газотурбінні двигуни нового покоління.

*Ключові слова:* газотранспортна система, компресорна станція, газотурбінний двигун, регенератор, турбодетандерна установка.

*A. Khalatov, A. Dolins'kyi, D. Kostenko, A. Botsula*

#### CRITICAL STATE AND MEANS TO IMPROVE MECHANICAL DRIVE FOR GAS TRANSPORTATION SYSTEM OF UKRAINE

##### Summary

The article provides analysis of current state of gas transportation system of Ukraine. It is found that operation of physically worn-out and morally obsolete gas turbine drives causes excessive power consumption and gradual degradation of gas transportation system. Means of its updating that, above all, requires substitution of inefficient drives for high tech gas turbine motors of new generation are outlined.

*Keywords:* gas transportation system, compressor station, gas turbine engine, regenerator, turbo-expander unit.