

ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ УКРАЇНИ ПЕРЕД ДИЛЕМОЮ: АБО ЗАКРИТТЯ, АБО ІНТЕНСИВНЕ ВІДНОВЛЕННЯ

У статті проаналізовано передумови здійснення нагальних заходів щодо модернізації і технічного переозброєння парку маневрених теплових електростанцій на основі широкого впровадження сучасних газотурбінних технологій і комбінованих парогазових установок з використанням вітчизняної техніки, наявних і нетрадиційних паливних ресурсів, включаючи відновлювані джерела і водневий цикл.

Ключові слова: теплові електростанції, ТЕЦ, газотурбінні установки

В статті проаналізовані передумови здійснення необхідних заходів по модернізації і технічному переозброєнню парку маневрених теплових електростанцій на основі широкого впровадження сучасних газотурбінних технологій і комбінованих парогазових установок з використанням вітчизняної техніки, традиційних і нетрадиційних паливних ресурсів, включаючи відновлювані джерела і водневий цикл.

Ключевые слова: тепловые электростанции, ТЭЦ, газотурбинные установки

In the article the author analyzes the preconditions of the implementation of urgent measures on modernization and technical re-equipment of the maneuverable park of thermal power plants on the basis of wide introduction of modern gas-turbine technology and combined steam-gas plants with the use of domestic technology, available and non-traditional fuel resources, including renewable and hydrogen cycle.

Key words: thermal power plants, gas-turbine technology

Вступ. Чи відповідає оновлена «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» сучасним викликам і загрозам у сфері енергетичної безпеки [1]? Адже енергетична безпека є невід'ємною складовою техногенної безпеки – всім відомі катастрофічні наслідки аварій на найкрупніших енергетичних об'єктах у всьому світі, не будемо їх перелічувати. Але чи зроблені з них належні висновки? Для України це питання вкрай актуальне.

Критичний стан енергетичної галузі України констатується у всіх кваліфікованих дослідженнях та експертних висновках і державних органів, і наукових установ, а також вітчизняної та міжнародної професійної спільноти [1-5].

Такий стан зумовлений граничним фізичним зношенням дуже застарілого устаткування теплових електростанцій (більше 85 % блоків) та надто незбалансованими пропорціями між базовими та маневреними потужностями існуючих засобів генерації. Проблеми електроенергетики країни значною мірою викликані спотвореною економікою: вона переобтяжена енергоємними виробництвами первинної переробки сировини та галузями з нерівномірним характером споживання енергії. До цього додається низький рівень гідроенергетики в загальному балансі генерації, а по суті – відсутність достатньої кількості маневрених потужностей для регулювання коливань навантаження [2-4].

Покриття базової частини графіку навантажень забезпечують АЕС і ТЕС, які виробляють приблизно по 45 % електроенергії [2-3]. А високоманеврені ГЕС разом із ГАЕС становлять тільки 9 % установленої потужності ОЕС, і виробляють лише 5 %, тому основний тягар із регулювання графіку навантаження припадає на ТЕС, що приводить до додаткового зниження їхньої ефективності та перевитрати палива через часті зупинки енергоблоків [4-6].

Досвід розвинених країн свідчить, що для забезпечення стійкості ОЕС і належної якості електричної енергії доля маневреної генерації має складати не менш, як 18...20 % потужності системи [2-3]. Традиційним шляхом формування парку маневрених потужностей є розвиток гідроенергетики. Але навіть виконання програми реконструкції й продовження строку експлуатації діючих ГЕС та введення в експлуатацію нових ГАЕС, що передбачається так і не прийнятим проектом оновленої «Енергетичної стратегії України до 2030 року», не дозволить у найближчій перспективі досягти такої пропорції [2-4]. Унаслідок цього навіть у 2025 році дефіцит пікових потужностей прогнозується на рівні 1,4...4,2 ГВт [2].

Отже, створення додаткових маневрених потужностей у необхідному обсязі винятково традиційним способом неможливо, тому необхідно вишукувати нестандартні шляхи вирішення цієї проблеми [5; 6]. Зокрема, в умовах критичного стану, який охаракте-

ризований вище, завдання технічного переозброєння енергетичного комплексу за прикладом розвинених країн мали б вирішуватися на основі сучасних газотурбінних технологій. Завдяки відомим перевагам у порівнянні з паротурбінними електростанціями [6-8] газотурбінні установки (ГТУ) довели високу ефективність їх застосування в енергетичних системах провідних країн світу.

Свої технічні й термодинамічні переваги газотурбінні двигуни найкраще реалізують в енергетичних парогазових установках (ПГУ). Коефіцієнт корисної дії сучасних ПГУ з традиційною схемою становить 50...60 %, завдяки чому досягається максимальна ефективність використання палива. При цьому вартість встановленої потужності складає 400...600 доларів за 1 кВт, у той час як питома вартість вугільної паротурбінної ТЕС, що має ККД 40...42 %, становить 1000...1400 \$/кВт, а у ГАЕС перевищує 2500 \$/кВт [6-8].

Створення парогазових установок можливо також при модернізації існуючих енергоблоків ТЕС шляхом надбудови газотурбінними установками для використання вихлопних газів ГТД у топках котлів. При цьому ККД енергоблоку зростає на 5...7 % [7].

Проте останнім часом газотурбінні технології в Україні не розглядаються як реальний сценарій модернізації і оновлення ТЕС. Одним із аргументів проти використання ГТД в енергетиці є відсутність в Україні достатніх запасів природного газу.

Втім, проблема скорочення витрачання природного газу в промисловій енергетиці виявляється актуальною не тільки для України, а також для Росії, країн СНД та інших, і способом її розв'язання пропонується ті самі ПГУ [1; 3; 5]. Адже однією з головних переваг газових турбін є їхня придатність для роботи з різними видами палива [6-8]. Тому сучасні розробки провідних світових фірм демонструють рішучі кроки в напрямку впровадження в газотурбінні технології замість природного газу паливних композицій з воднем, переважно отриманих за рахунок газифікації вугілля (синтез-газ і водень) [9;10], аж до 100-відсоткового заміщення воднем традиційного природного газу [11].

Мета зазначеної роботи полягає в тому, щоб обґрунтувати доцільність і наявність достатніх передумов для впровадження в енергетику України маневрених ПГУ на основі використання нетрадиційних видів палива, у тому числі водневого, виробленого за рахунок відновлюваних джерел.

1. Характеристика існуючих проблем.

Усвідомлення нагальної необхідності впровадження високоекономічних парогазотурбінних установок для технічного переозброєння електроенергетики Росії та України спонукало їхні уряди ще в 1992 році укласти угоду про спільне виробництво парогазових установок для теплових електростанцій. Реалізація завдань, передбачених угодою, зокрема щодо створення енергетичної газотурбінної установки промислового типу потужністю 110 МВт і ККД 36 %, була започаткована на базі випробувального комплексу Державного науково-виробничого підприємства «Машпроект» (НВП «Машпроект»), у с. Каборга Миколаївської обл. Замовниками виступили Міненерго України та РАО «ЕЕС Росії».

Про перебіг подій щодо спорудження та пуску в експлуатацію I-ої черги дослідно-промислової електростанції на базі ГТЕ-110 докладно сповіщалося в наукових публікаціях, зокрема і на сторінках даного видання [12]. Досягнуті результати дали підстави скласти прогнозну оцінку потреби РАО «ЕЕС Росії» в ГТУ і ПГУ в діапазоні потужностей від 25 до 180 МВт на період до 2015 р. загальним обсягом 38 тис. МВт, з них тільки ГТЕ-110 більше 100 одиниць (15 ГВт).

На основі технічних рішень, отриманих у процесі створення ГТЕ-110, ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» розробили дві нові газотурбінні установки потужністю 45 МВт (ГТЕ-45) і 60 МВт (ГТЕ-60), які за технічними та економічними показниками відповідають кращим аналогам таких провідних світових фірм як General Electric, MAN, Alstom, і призначені для використання при спорудженні нових чи реконструкції існуючих теплоелектростанцій, про що також повідомляли розробники [13].

Як не дивно, прогнозів щодо потребностей української енергетики в такій техніці, так само як і стратегії її розвитку взагалі, й досі немає.

Отже, склалась парадоксальна ситуація: в Україні існує гостра потреба у спорудженні нових потужностей маневреної генерації, у тому числі за рахунок модернізації чи надбудови існуючих ТЕС, для чого в існуючих умовах найкраще придатні новітні газотурбінні технології і комбіновані схеми ПГУ; в Україні розроблені високоефективні вітчизняні ГТУ для енергетики різного рівня потужностей; в Україні є у наявності повний цикл виробництва зазначеної техніки; в Україні споруджена і прийнята в експлуатацію I-ша черга дослідно-промислової електростанції з ГТЕ-110 МВт, а далі...нічого.

Заморожені величезні бюджетні кошти, вкладені в розробку передових конкурентоспроможних технологій; паротурбінні енергоблоки теплових електростанцій з останніх згасаючих сил витягують надмірні навантаження; у найближчі роки не з'являться очікувані Гігаватти ні атомних енергоблоків, ні ГЕСів – надто вже довгі терміни їх спорудження. А свого газу немає – на чому працюватиме ГТУ?!

У той же час в Росії розпочали будівництво заводу з повним циклом виробництва газових турбін того ж діапазону потужностей [14], а це означає для України втрату експортного потенціалу галузі на 15 ГВт (!); запуск газопроводів «Північного» та «Південного потоку» девальвує українську газотранспортну систему й спинить замовлення на газоперекачувальні агрегати, виробництвом яких завантажено вітчизняне підприємство. Унаслідок зазначених чинників постане реальна загроза повної втрати безцінного надбання, що утворювалось більше як півстоліття, і вітчизняне газотурбобудування (лише 6 країн у світі мають повний цикл подібного виробництва) може згинати услід за торгівельним флотом, судно- та кораблебудуванням.

Зазначену ситуацію в енергетиці влучно охарактеризував автор [15]: «темне минуле» – «безвихідне сьогодні», але «майбутнє світле», адже є ще на полях понад 100 млн тонн соломи, у лісах кинуті майже 250 млн кубометрів деревини та інших відходів, то чи є вихід у цьому безвиході?

Так! – кажуть енергетики-традиціоналісти: ми закупимо в Сінгапурі кілька вживаних морських бурових платформ і будемо добувати природний газ глибоко з під дна моря; ми за допомогою LNG терміналу зможемо приймати 10 млрд кубометрів скрапленого газу; ми завдяки Shell'у розірвемо пласти уцілілих територій і будемо добувати сланцевий газ; а ще є багато вугілля, якого вистачить надовго, – і все це будемо спалювати в топках казанів – як у часи Архімеда, і... подолаємо кризу! [16-19].

Проте, енергетики-реалісти застерігають: «нове» бурове обладнання може дозволити «Чорноморнафтагазу» добувати не більше 3 млрд кубометрів газу щорічно [17]. Більше того – хто ж дозволить палити цей дорогий газ у котлах ТЕЦ, якщо тільки для виробництва аміаку його потрібно понад 6 млрд кубометрів.

LNG термінал – це щось нове й сучасне, але звідки ж візьмуться оті 10 млрд кубів, адже доставка газу з Катару є дуже проблематичною, а розбудова перевалочної інфраструктури й для азербайджанського газу потребує майже 4 млрд дол. інвестицій – та за такі гроші можна в Україні наростити видобуток газу на 10...15 млрд м³, вважають у Міненерговугілля [19].

Із сланцевим газом ще цікавіше: його теплотворна здатність у 2 рази нижче, ніж у природного – 0,57 проти 1,17 (відносно умовного палива). Тобто при використанні в тепловому двигуні для отримання той самої потужності буде потрібно сланцевого газу вдвічі більше порівняно з природним. Враховуючи, що собівартість сланцевого газу на свердловині оцінюється в 220...250 \$/тис. куб. м, це означає, що його енергетичний еквівалент буде мати ціну, навіть вищу за імпортований природний газ – 440...500 \$/тис. куб. м. [20]. До того ж, високий вміст вибухонебезпечних домішок у сланцевому газі, не дозволяє прокачувати його через газопроводи високого тиску і доставляти на великі відстані. Очищення ж обійдеться занадто дорого. Таким чином, сланцевий газ використовують переважно як місцеве паливо або

в балонах для комунально-побутових потреб. Нарешті, у сланцевого газу дуже низький відсоток виходу зі свердловин – від 0,1 до 0,2 [20]. Тому, як показує досвід різних компаній у тих же США, фізичні об'єми і капіталомісткість робіт по освоєнню родовищ колосальна, а видобуток у підсумку виливається в колосальні збитки [21].

Але Shell обіцяє величезні інвестиції, що у 10 разів більше, ніж Міненерговугілля рахує потрібним для забезпечення достатнього обсягу видобутку на шельфі свого, не сурогатного, а справжнього природного газу – в чому ж сенс?!

Залишається вугілля – і запаси є, і видобуток налагоджений, єдине, що негаразд – вугілля у своєму природному стані як паливо нетехнологічне, непридатне для застосування в сучасних теплових машинах, та ще утворює при спалюванні шкідливі викиди.

Таким чином, традиційні підходи до вирішення вищезгаданих проблем виявляються або сумнівними, або взагалі утопічними. А реалістична позиція, що ґрунтується на зважених оцінках всієї сукупності факторів, які визначають ситуацію, спонукає звернутись до нетрадиційних рішень, котрі, звісно, також вимагають чималих інвестицій, проте, безсумнівно, є більш ефективними, динамічними, розрахованими на довгочасну перспективу, і можуть бути швидко реалізованими та окупленими.

2. Напрямки вирішення зазначених проблем

Отже, ТЕС України постали перед дилемою – або продовжувати йти шляхом, що веде до їхнього закриття, або ж устатити на шлях інтенсивного розвитку й відновлення устаткування. Багатьма дослідженнями і практичним досвідом зарубіжних країн доведено, що розв'язання більшості проблем в енергетиці, особливо в частині реабілітації своїх ТЕС, ефективно досягається за допомогою газотурбінних і парогазових технологій [5; 22]. У розвинених країнах спостерігається справжній бум виробництва ГТУ. У Росії також нарощуються темпи впровадження ПГУ. На рис. 1 і 2 наочно відображені ці тенденції [23].

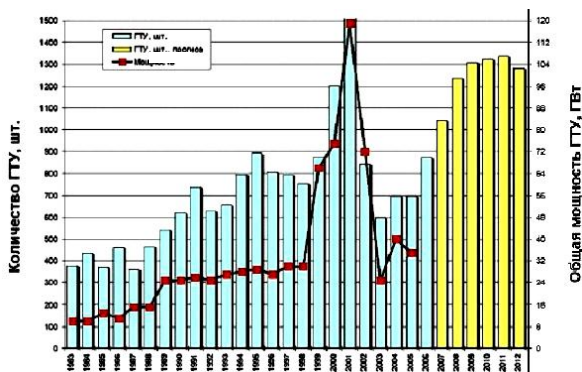


Рис. 1. Обсяги виробництва газотурбінних установок у світі

І в Білорусії у відповідності з державною програмою повним ходом іде модернізація енергетики із застосуванням сучасних газотурбінних і парогазових технологій: 40 МВт у Новополоцьку, 75 МВт на Мінській ТЕЦ-2. Будівництво інвестується закордонними банками під гарантії уряду Республіки Білорусь

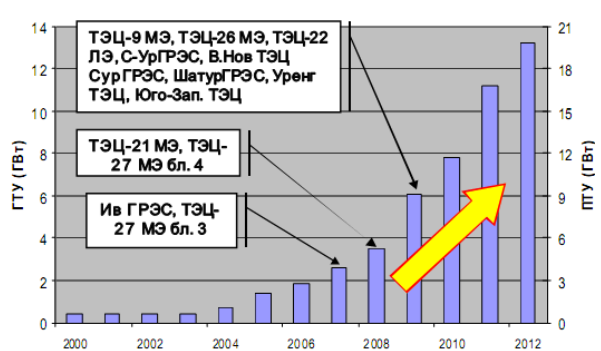


Рис. 2. Парогазовий бум в Росії

[24]. ГТУ-ТЕЦ на 10 МВт створюється в Естонії; будуються ПГУ в Чехії та інших країнах, де природним газом і не пахне.

Однак, незважаючи на те, що в Україні існує повний цикл виробництва, який може забезпечити найскоріше розгортання будівництва маневрених ПГУ і ГТУ-

надбудов до діючих ТЕС, і високу економічність, парогазова технологія не отримала належного розвитку, її використання обмежується малими потужностями, які не вирішують проблем згладжування графіка добового навантаження. Є лише кілька прикладів спорудження невеликих ПГУ потужністю 20 МВт [22]. Більше того, в різних варіантах проектів оновленої «Енергетичної стратегії України до 2030 року», що потрапляють на очі громадськості, про ГТУ-ПГУ, а тим більше про водень, немає жодної згадки! Отже, увесь світ крокує *не в ногу*, лишень Україна знайшла панацею – сланцевий газ?!

Але найголовнішою проблемою, яка стримує поширення ПГУ-технологій в Україні, є забезпечення достатнього обсягу придатного для застосування в газових турбінах доступного за ціною палива. Отже, з погляду на можливість масштабного використання в енергетичних ГТУ-ПГУ альтернативу «викоппним» газам (природному, сланцевому) можуть скласти дві групи «промислових» газів: супутні, що утворюються як побічні продукти або відходи певних виробничих процесів у металургії, хімії, нафтопереробці й ін., та «технологічні», які отримують за допомогою спеціальних промислових технологій.

До першої групи слід віднести горючі гази металургійного виробництва (доменний, коксовий, конверторний), супутниковий газ нафтовидобутку, шахтні гази, й інші побічні горючі гази [25]. Другу групу нетрадиційних видів палива, які відповідають вищезгаданім вимогам, представляють лише два продукту: синтетичний газ (синтез-газ) і водень. У багатьох випадках вони співіснують в одному продукті в різних парціальних співвідношеннях, але умови споживання цього газу не потребують їх розділення. Проте є суттєві відмінності в процесах отримання і використання синтез-газу разом з воднем та видобування самого водню, тому і розглянемо їх окремо.

3. Потрібні обсяги нетрадиційних паливних ресурсів для маневрених ПГУ

3.1. Обсяг потужностей маневрених ПГУ, які необхідно забезпечити альтернативним паливом, визначимо, виходячи з найгіршого сценарію, наведеного в [2], згідно з яким, дефіцит маневрених потужностей складе близько 4-х ГВт. Приймавши в основу розрахунку лінеаризований характер розподілу потужностей у маневреному діапазоні, отримуємо річний обсяг електроенергії, який вони мають забезпечити:

$$4,0 \text{ ГВт} * 2500 \text{ год} = 10000 \text{ ГВт-год.}, \\ \text{або } 36 \text{ 000 млн МДж.}$$

Враховуючи ККД сучасних агрегатів: 42 % для ГТУ та 55 % для ПГУ [26], відповідно до імовірної пропорції їх впровадження, знайдемо, що для отримання такого виробітку електроенергії розрахунковий обсяг палива, потрібного для 4-х ГВт маневрених потужностей, складе 76 млн ГДж. У перерахунку на умовне паливо ця величина становить 2,6 млн т. у. п. У разі використання для цього природного газу його потрібний обсяг складе 3,04 млрд куб. м.

3.2. Газотурбінні установки розраховані для роботи на природному газі й легкому рідкому паливі, але здатні спалювати також низькокалорійні гази, отримані в

металургії. Тому дуже перспективно використання ПГУ в металургійному комплексі, де власна потреба в електроенергії становить до 2000 МВт. Утилізація теплоти доменного газу при використанні парогазових установок потужністю 150 МВт дозволить у масштабі України до 2,5 ГВт електрогенеруючих потужностей, які можуть бути спрямовані на власні потреби металургії і фактично вивести її на режим самозабезпечення по електроенергії. Це допоможе істотно знизити навантаження на теплову енергетику [22; 27]. Окупність електрогенеруючих і приводних ГПТУ, що працюють на газах металургійного виробництва, становить не більше 2-3 років [27].

На нафтопереробних заводах України, на яких впроваджено технології глибокої переробки нафти, утворюються відходи у вигляді нафтового коксу (в'язкі відходи). Сучасною технологією утилізації таких відходів для вироблення електроенергії є їхня газифікація в ГПТУ із внутрішньоцикловою газифікацією. Відходів тільки Одеського НПЗ після модернізації вистачить для ГПТУ потужністю до 350 МВт [27].

Крім того, на установках каталітичного крекінгу (Мозирський НПЗ, Білорусь), у значних обсягах виробляється як побічний продукт водневовмістний «сухий» газ. Він представляє собою суміш газів, типовий зміст якого включає: водню до 20 %, метану до 28 %, етану до 13 %, етилену до 13 %, азоту до 18 %, сірководню до 30 ppm. Теплотворна здатність зазначеного газу становить 6500 Ккал/кг. За своїми технічними характеристиками цей газ виявився цілком придатним для використання в газотурбінних установках, що було безперечно доведено кількарічним досвідом експлуатації ГТД виробництва ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» у складі газотурбінної електростанції потужністю 15 МВт.

Для вирішення проблем, пов'язаних з використанням водневовмістного газу в якості палива для ГТУ, підприємством був виконаний великий обсяг дослідно-конструкторських робіт і здійснена модернізація двигуна для пристосування його до «сухого газу». У результаті з'явилась перша в СНД газотурбінна електростанція, що працює на вуглеводневому газі з високим вмістом водню [28]. Тим самим практично доведено, що до загального обсягу видів палива, придатних для живлення ГТУ, однозначно долучено водень.

Наведені дані свідчать, що навіть більш дбайливе ставлення до наявних у вітчизняній промисловості ресурсів, які не використовують у достатній мірі, може забезпечити значну частину обсягу палива, потрібного для впровадження в енергетику ГТУ-ПГУ-технологій. Проте окреслені в цьому підпункті напрями стосуються переважно заходів енергозбереження або зниження енерговитратності вітчизняних галузей промисловості, здатних зменшити навантаження на базову теплову енергетику, і, можливо, лише третина з них може реально бути використана в сфері маневреної генерації.

3.3. Тому стратегічний напрямок впровадження ГТУ і ПГУ в загальну енергетику пов'язаний з незмінною потребою у використанні в якості первинного палива

вугілля, запаси якого у різних країнах світу, зокрема, в Україні, досить великі. Проте цей попит поєднується з домаганням скорочення викидів CO₂, що зумовило нагальну вимогу в запровадженні надійних, маловідходних і конкурентоздатних за ціною газотурбінної технології спалювання збагаченого воднем синтез-газу, отриманого з вугілля [29; 30].

Для ефективного використання ГТУ на вугіллі потрібне створення систем його газифікації та очищення одержаного газу від механічних домішок і шкідливих газових компонентів, а так само реконструкція різного ступеня складності газових турбін, у першу чергу їхніх камер згоряння. При газифікації практично вся органічна маса палива перетворюється в газ, що може спалюватися в камерах згоряння парогазових установок (ПГУ) або в топках котлів [31].

Більшість розробок, пов'язаних з технологією газифікації вугілля, спрямовано на інтеграцію газифікатора в парогазовий цикл. Лідерами в такій технології, називаній «ПГУ із внутрішньоцикловою газифікацією (ВЦГ) – gas turbine for Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)», є General Electric, Siemens і Mitsubishi. Останнім часом під тиском екологічних вимог системи IGCC доповнюють установками CCS (Carbon Capture and Storage – уловлювання вуглекислого газу) [30].

Хоча процеси газифікації вугілля промислово освоєні й використовуються у господарських цілях більше 100 років, їх застосування для виробництва електроенергії стало серйозно розглядатися лише після появи газифікаційних систем, які працюють під тиском, і потужних газових турбін. Газифікація під тиском є найбільш ефективною в технологічних схемах із ПГУ, оскільки в цьому випадку знижуються витрати на додатковий стиск газу перед подачею в камеру згоряння [31]. Теплота, що відводиться при газифікації вугілля, утилізується в більшості випадків усередині циклу ПГУ, з нього ж забираються необхідні для газифікації повітря, пара й вода [32].

Потужні енергетичні ПГУ з газифікацією вугілля експлуатуються за рубежом більше 10 років. За цей час, по-перше, практично доведена їх ефективність, що реально наближується до показників установок з традиційним паливом, а по-друге – відбувається процес їх подальшого вдосконалення по всіх параметрах, як техніко-економічних, так і екологічних. Впровадження таких установок у велику енергетику здійснюється за досить м'яким сценарієм: поступовий перехід від спалювання чистого природного газу через суміш його із синтез-газом аж до 100 % заміщення. Накопичений досвід засвідчує можливість і перспективність такого шляху: на рис. 3 наведена діаграма припустимих пропорцій змішування при збереженні основних робочих параметрів [30].

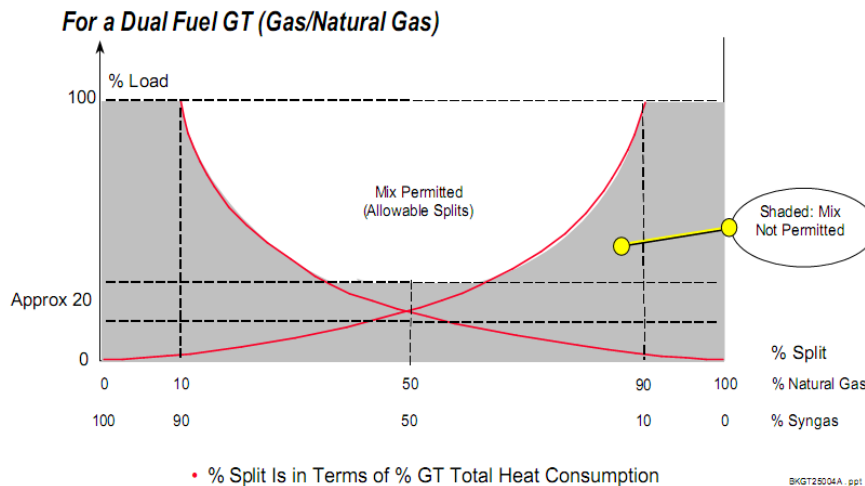


Рис. 3. Діаграма припустимих пропорцій змішування «сингаз/природ.газ»

Зазначені обставини вбачаються цілком природними, адже склад основних компонентів синтез-газу різного походження (з різних сортів вугілля) є практично однаковим, хоча їх співвідношення можуть варіюватись у доволі широких межах. Від цього залежить теплота згоряння конкретного складу синтез-газу і, відповідно, особливості конструктивного оформлення певних вузлів ГТУ. У табл. 1 наведено типовий склад синтез-газу та характерні межі відсоткового вмісту компонентів.

Таблиця 1

Типовий склад синтез-газу

Компоненти	CO	H ₂	CO ₂	N ₂	CH ₄	H ₂ S
Склад, % (об)	35...60	18...35	3...17	1...11	0...1,5	0...0,1

Теплота згоряння різних «сортів» синтез-газу становить 8000...12500 кДж/м³; вихід газу складає 1,6...2,2 м³/кг; використання вуглецю – 95...98 % і ККД газифікації 70...72 % [32].

Користуючись цими даними, зокрема, прийнявши середню теплоту згоряння синтез-газу 10 МДж/м³ і продуктивність газифікації (вихід газу) 2,0 м³/кг, знайдемо, що для отримання зазначених у п. 3.1 76 млрд МДж теплового еквіваленту потрібно 7,6 млрд м³ синтез-газу і, відповідно, 3,8 млн т вугілля для газифікації. Чи є такий ресурс?

За даними [33], надлишок енергетичних вугілля, які можливо використати за межами базової генерації, не перевищує 3,4 млн т. Таким чином, попередня оцінка можливості забезпечення необхідного для маневреного сектора енергетики парку ГТУ-ПГУ за рахунок технологій внутрішньоциклової газифікації власного вугілля (IGCC) виявляє 10-відсотковий дефіцит ресурсу. Тобто, для повномасштабного втілення стратегії впровадження в маневрену генерацію парогазотурбінних установок необхідно відшукати приблизно 0,5 млн т вугілля, а точніше, джерело отримання еквіваленту 1 млрд м³ синтез-газу.

Для цього існують два шляхи. Перший – це використання технологій підземної газифікації вугільних пластів, непридатних для шахтної розробки. Другий – це безпосередній виробіток водню за рахунок відновлюваних джерел енергії.

Щодо підземної газифікації вугілля (ПГВ: Underground Coal Gasification – UCG), то відома донецька компанія ДТЕК уже кілька років вивчає можливість застосування таких технологій на своїх вугільних підприємствах. Попередні результати й розрахунки показали перспективність даного напрямку. За експертними оцінками, собівартість отриманого синтез-газу *нижче сланцевого* й близька до природного газу, що добувається в Україні [34]. Крім того, зазначена технологія придатна і для залучення до паливо-енергетичного балансу величезної кількості некондиційних для шахтного видобутку вугільних пластів та пропластків, ресурси яких у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні оцінюються в 74 млн т, що дозволяє отримати за пропонованою технологією [35] понад 60 млрд м³ синтез-газу, у тому числі 27 млрд м³ водню.

Отже, потенціал забезпечення маневрених ПГУ нетрадиційним газовим паливом власного виробітку, цілком достатній, хоча технології ПГВ потребують подальшого вдосконалення [32].

Тому доречно зважити на ще один напрямок одержання палива для ГТУ – ПГУ. Йдеться про водень, який виробляється без використання вуглеводневих сполук і викопних енергоносіїв, переважно той, що отримують електролізом води.

4. Передумови для залучення в паливний арсенал газотурбінних технологій водню, отриманого з відновлюваних джерел

4.1. Водень за теплофізичними властивостями суттєво відрізняється від природного газу, але незалежно від способу його отримання, він цілком придатний для використання в якості палива в ГТУ. Природно, що застосування водню викликає зміни у параметрах термодинамічного циклу, масовій витраті газу, степенях стиску, умовах охолодження лопатей, а це, у свою чергу, впливає на перерозподіл потужності між турбіною та компресором, і, в кінцевому рахунку – на вихідні характеристики газової турбіни [36]. Але ж для того і проводяться дослідження особливостей режимів функціонування ГТУ при заміщенні природного газу воднем, виконуються роботи з пристосування до нього камер згоряння, напрямних лопатей та інших вузлів і здійснюється необхідна модернізація машин, щоб максимально використати енергетичний потенціал водню і конструктивний потенціал ГТУ [37]. Проте ці проблеми, як було згадано вище, піддаються розв'язанню. Крім того, режим введення водню в паливний ресурс ГТУ передбачає поступовий перехід від слабо насичених воднем сумішей природного або синтез-газу до більш збагачених, як відображено на рис. 3 [30]. Врешті-решт, в Італії запустили на повну потужність 16 МВт ПГУ-електростанцію «Фузіна» (поблизу Венеції), яка цілком працює на водні [11].

Другою передумовою застосування водню в ГТУ-технологіях є його доступність. В цілому у світі отримують близько 60 млн т водню, який використовується в

різних сферах промисловості, а виробляють його переважно паровим риформінгом природного газу. Зрозуміло, що спалювати такий водень безглуздо. Для виробітку енергетичного водню в промислових масштабах необхідно у максимальній мірі застосувати альтернативні способи виробництва.

Найбільш прийнятним для вирішення цього завдання є виробництво водню електролізом води із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Від інших методів цей процес вигідно відрізняється достатньо простим апаратним і технологічним оформленням. Основною сировиною в цьому випадку є вода – цілком доступне і практично невичерпне джерело [38].

Головними обставинами, що обмежують можливість масштабного впровадження цієї технології, є енерговитратність і вартість кінцевого продукту – товарного водню. У результаті численних досліджень, присвячених цій проблемі, доцільність побудови інтегрованих вітро-сонячно-водневих і гібридних енергетичних комплексів з водневим циклом на сьогоднішній день стала практично очевидною [39]. Особливо перспективним з погляду на максимальне зменшення собівартості виробленого водню виявляється створення таких комплексів на морських плавучих платформах (МЕК-ВЦ) у шельфовій або прибережній лиманній зонах з їх специфічними природно-кліматичними умовами [40].

Не заглиблюючись у подробиці, зазначимо головне, що визначає перспективу інтеграції відновлювано-водневого циклу з газотурбінними технологіями: по-перше, це є процедура, аналогічна ВЦГ вугілля, тільки об'єктами перетворення в ньому виступають інші джерела енергії; а по-друге, і найважливіше – фактично досягнуті умови отримання конкурентоспроможної ціни на *тепловміст* водню. За даними розрахунків [41], проект, побудований на цій базі ще 2010 року, дозволяє випустити на ринок вже зараз товарний водень за ціною 200 доларів за 1000 нм³. Покажемо, що завдяки цьому в Україні існують реальні можливості створення новітньої газотурбінної технології Integrated Renewable Hydrogen Cycle – Gas Turbine IRHC.

4.2. Візьмемо, наприклад, ПГУ класу 25 МВт типу UGT 25000 CC1 потужністю 44 МВт. Для виробітку 1 МВт·год. електричної енергії вона спалює 165 нм³ природного газу, що за тепловим еквівалентом дорівнює 462 нм³ водню. У разі використання цієї ПГУ для створення пікової електростанції з річним наробітком 2000 годин необхідно мати виробіток водню в обсязі 41 млн нм³ на рік. Для природно-кліматичних умов, прийнятих в проекті [41], питомий річний виробіток електричної енергії вітросонячним енергокомплексом, що спрямовується безпосередньо на електроліз води, становить 750...800 нм³/кВт, тобто для забезпечення роботи обраної ПГУ протягом року в піковому режимі потрібно інсталювати 52 МВт потужності вітряних і сонячних енергоустановок.

У тому ж проекті показано, що при цільовому використанні вітросонячних генеруючих установок для живлення електролізерів без транспортування на дальні відстані виробленого продукту, питома вартість устаткування зменшується до рівня 800...900 дол./кВт.

У підсумку обсяг інвестицій для реалізації технології «Gas Turbine IRHC» на базі установки UGT 25000 CC1 складе 41...47 млн дол.

При співставленні цієї суми з вартістю природного газу, обсяг якого має замінити установка IRHC, – 14,6 млн nm^3 за ціною 0,42 дол./ nm^3 , що дорівнює 6,15 млн дол. на рік, знайдемо, що окупність інвестицій складе 6,5...7,5 років.

Свідченням визнання перспективності новітнього напрямку в енергетиці, який ми охарактеризували як Gas Turbine Integrated Renewable Hydrogen Cycle, є ряд проєктів, нещодавно запроваджених у декількох регіонах. Зокрема, в Єгипті ПГУ 135 МВт доповнена сонячно-тепловою установкою у попередньому ступені пароперегрівача, що підвищило її потужність до 150 МВт [42].

4.3. Особливо сприятливі обставини для спорудження пілотної дослідно-промислової парогазової електростанції з використанням водневого палива, отриманого з відновлюваних джерел, сформувався у місці розташування випробувального комплексу «Каборга». Розбудована там інфраструктура I-ої черги ДПЕ-110 та природний ареал, що примикає до неї, склалися в унікальну сукупність факторів, які дозволяють у короткий термін створити промисловий прототип ефективного енергетичного агрегату на водневому паливі і стартову площадку для реалізації новітньої газотурбінної технології Integrated Renewable Hydrogen Cycle.

Березанський лиман, на березі якого знаходиться виробнича площадка «Каборга», із площею дзеркала 60 кв. км, а також значні території земель, що примикають до неї, дозволяють розгорнути цілий парк вітряних і сонячних енергоустановки від 100 до 300 МВт потужності, на пропускну здатність якої розрахована лінія електропередачі, що сполучена з випробувальним комплексом.

Розрахунок енергопотенціалу відновлюваних джерел і річного виробітку електроенергії на зазначеній території цілком аналогічний тому, що виконаний у [43] для площ шламозовищ Миколаївського глиноземного заводу та прилеглої до них акваторії Бужького лиману – відстань між ними по широті лише 35 км. Результат розрахунку показав для «Каборги» валовий виробіток електроенергії в обсязі до 400 млн кВт·год., за рахунок якої можна отримати 80 млн nm^3 водню на

рік. Якщо для функціонування пікової ПГУ-44 буде використано згідно розрахунку лише 41 млн кубів із зазначених 80 млн, то залишок у 39 млн у вигляді водню і виробляти не потрібно. Замість цього доцільно реалізувати майже 200 млн кВт·год невикористаної електроенергії за «зеленим» тарифом (0,46 €/кВт·год.) – тоді від сонячної компоненти можна одержати $0,46 \cdot 200 = 92$ млн €.

Без подробиць зазначимо, що ця сума становить близько 30 % капітальних вкладень, необхідних для створення всього вітросонячного енергокомплексу з водневим циклом, тобто він окупиться менше, ніж за 4 роки, постачаючи протягом всього періоду водень для ПГУ (безкоштовно!).

Висновки

Необхідність тотального оновлення устаткування і перебудови всього парку ТЕС в Україні потребує негайного прийняття рішень щодо стратегії реабілітації галузі, інакше дилема для ТЕС перетвориться в безальтернативний імператив – закриття. Приклади Саяно-Шушенської, Вуглегірської електростанцій та ще більш жакливі техногенні катастрофи вимагають вжиття випереджувальних заходів у сфері енергетичної безпеки і недопущення нових жертв і втрат.

Для форсованого оновлення ТЕС необхідне термінове прийняття державних програм щодо розвитку маневрених потужностей і забезпечення впровадження в енергетику країни сучасних ефективних та швидкоокупних парогазових установок, в тому числі – з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля і гібридних систем з використанням водню з відновлюваних джерел енергії.

Україна має розвинену виробничо-технологічну базу для виготовлення ГТУ різного калібру та спорудження потужних ПГУ, обладнання для газифікації вугілля і достатні його запаси, величезні ресурси відновлюваних джерел енергії, особливо в прибережній зоні та на шельфі, здатних забезпечити енергетику доступним за ціною водневим паливом в будь-яких потрібних обсягах.

Отже, проблеми української енергетики та енергетичної безпеки – це не технічна проблема, це не відсутність газу. Проблема – це відсутність волі для прийняття рішень вкладати гроші не тільки заради олігархічних інтересів, а також заради здорового глузду.

ЛІТЕРАТУРА

1. Воронцов С. Про відповідність Енергетичної стратегії України на період до 2030 року сучасним викликам і загрозам у сфері енергетичної безпеки // Національний інститут стратегічних досліджень. – Електронний ресурс / <http://www.niss.gov.ua/articles/470/>
2. Мацевитий Ю. М., Стогній Б. С., Шидловський А. К. Научно-техническое обеспечение долгосрочных планов развития энергетики Украины // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 1. – С. 48–52.
3. Праховник А. В. Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства // Праховник А. В., Попов В. А., Находов В. Ф., Баталов А. Г., Денисевич К. Б. – Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 7. – С. 9–12.
4. Иванченко О. Бойко взялся за гидроэнергетику // Комментарии. – №16-17 (353) от 26.04.2013 / <http://gazeta.comments.ua/?art=1348741706>.
5. Шеберстов О. М. Стан теплових електростанцій України, перспективи їх оновлення і модернізації // Энергетика і електрифікація. – 2004. – № 12
6. Ковецкий В. М., Ковецкая Ю. Ю. Газотурбинные двигатели в энергетике: достижения, особенности, возможности / Проблемы загалльної енергетики. – 2008. – № 17. – С. 24–30.
7. Романов В. В. Применение газотурбинных технологий – эффективный путь модернизации энергетики Украины // Романов В. В., Филоненко А. А., Чобенко В. Н. – Наукові праці. Серія «Техногенна безпека». – Миколаїв: ЧДУ ім. П. Могилі. – 2005. – Том 41. Випуск 28. – С. 163–167.

8. Шелестюк А. И., Широкоє ввєдрення ГТУ НПКГ «Зоря»-«Машпроект» – найбільє ефективний шлях модернизации теплоенергетики України // Наукові праці. Випуск 18. «Техногенна безпека». – Миколаїв: ЧДУ ім. П. Могили. – 2004. – С. 130–134.
9. Daniel Brdar R., Robert M. Jones. GE IGCC Technology and Experience with Advanced Gas Turbines // GE Power Systems. – GER-4207 / [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas/IGCC%20GT%20\(GER4207\).pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas/IGCC%20GT%20(GER4207).pdf)
10. Tim Bradley, Joseph Fadok. Advanced hydrogen turbine development update // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2009: Power for Land, Sea and Air, GT2009. – Orlando, Florida, USA. – 2009, June 8-12. – С. 1–9.
11. Водородное будущее энергетической отрасли / <http://www.smartgrid.ru/sg-industriya/tehnologii-i-resheniya/vodorodnoe-budushchee-energeticheskoy-otrasli/>
12. Бондин Ю. Н. Пробный пуск, комплексное опробование и введение в эксплуатацию опытно-промышленной электростанции в поселке Каборга Николаевской области на базе вновь созданного двигателя ГТД-110. // Бондин Ю. Н., Захаров С. В., Романов В. В., Раймов Р. И. – Наукові праці. Серія «Техногенна безпека». – Миколаїв: ЧДУ ім. Петра Могили. – 2005. – Том 41. Випуск 28. – С. 138–147.
13. Филоненко А. А., Раймов Р. И., Черный Г. В. Новые газотурбинные электростанции и парогазовые установки на основе ГТД 45-60 разработки ГП НПКГ «Зоря»- «Машпроект» // Наукові праці. Серія «Техногенна безпека». – Миколаїв: ЧДУ ім. П. Могили. Випуск 64. Том 77. – 2008. – С. 131-134.
14. Елена Ушакова. «Русские газовые турбины» и Renaissance construction подписали договор генерального подряда на строительство завода по производству газотурбинных установок // <http://www.hydrogen.ru/modules.php?op=modload&name=News&file=article&sid=1928>
15. Виталий Ковач. Какое энергетическое будущее ждет Украину // Контракты. – 23.11.2012 / <http://kontrakty.ua/article/55546>
16. Ирина Петренко. Володимир Омельченко: «Вишки Бойка» даватимуть до 2 млрд. кубометрів газу на рік // «Українська енергетика», 2012-05-23/ <http://ua-energy.org/post/20347>
17. «Вишки Бойко» ситуацию с добычей газа не улучшат – эксперты // Gazeta.ua – 2012-05-23 / http://gazeta.ua/ru/articles/business/_vyshku-bojko-vveli-v-ekspluatatsiyu/436081
18. Игорь Костин. Скандальный разрыв // 2000. – 08.03.2013. – В5.
19. В необходимость LNG-терминала не верит даже Азаров // МинПром – 26.03.13 / <http://minprom.ua/news/119445.html>
20. El Muirid. Сланцевый газ слишком мифологизирован и имеет все признаки большой аферы // NEWS BALT. – 14.05.2012 / <http://www.news Balt.ru/detail/?ID=4451>
21. Shell не верит в сланцевый газ // Укррудпром. – 26 апреля 2013 года / http://www.ukrudprom.ua/news/Shell_ne_verit_v_slantseviy_gaz.html
22. Борис Патон, Артем Халатов. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины? // «Зеркало недели. Украина» № 47. – 12 декабря 2008. / http://gazeta.zn.ua/ECONOMICS/pomogut_li_gazovye_turbiny_preodolet_problemy_energosistemy_ukrainy.html
23. Нигматулин Т. Р. Газовые Турбины // Электронный ресурс. – Москва, 17.06.2010 / http://www.ocean.ru/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=323&Itemid=78.
24. А. Н. Золотухин, Д. А. Капралов. На Минской ТЭЦ введены парогазовые установки на базе SGT 600 Siemens // Турбины и дизели. – 2012, январь-февраль. – СС. 26-31. / www.turbine-diesel.ru
25. Ковецкий В. М. Энергетическая эффективность технологий парогазотурбинных установок // Проблемы загалной енергетики. – 2008. – № 17. – С. 66–72.
26. Енергоефективність та відновлені джерела енергії / Під заг. ред. А.К. Шидловського. К.: Українські енциклопедичні знання, 2007.
27. Шелестюк А. И. Эффективная электрогенерация на базе ГТУ в промышленной энергетике // IV Международная конференция «Энергосбережение и бизнес». – Ялта. – 4-8.06.2007.
28. Бондаренко А. С., Каллаш В. Л., Литвин А. А. Эксплуатация судовых газотурбинных двигателей на газойле и водородсодержащем газе, получаемых при переработке нефти // Наукові праці. Серія «Техногенна безпека». – Миколаїв: ЧДУ ім. П. Могили. – 2005. – Том 61. Випуск 48. – СС. 218–219.
29. Накоряков В. Е., Ноздренко Г. В., Кузьмин А. Г. Технико-экономические показатели ПГУ ТЭЦ с газификацией угля // Научный вестник НГТУ. – Новосибирск, НГТУ. – 2009. – № 3, – С. 155–162.
30. Christer Björkqvist. Progress Towards Implementation of IGCC-CCS in Europe // ICEPAG 2010. – International Colloquium on Environmentally Preferred Advanced Power Generation. – Costa Mesa, California. – 2010, February 9-11. – P. 1–4.
31. Тиматков В. Стратегическое значение технологии газификации угля // Институт проблем естественных монополий. Электронный ресурс / <http://www.combienergy.ru/stat939.html>
32. Применение газификации углей в электроэнергетике // Институт проблем естественных монополий. Электронный ресурс / <http://www.combienergy.ru/nts18.html>
33. Чернявский Н. В. О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике // Современная наука: Сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2012. – № 1(9). – С. 80–88.
34. У Ахметова решили заменить российский газ синтез-газом // Liga. Бизнес. – 07.12.2012 / <http://biz.liga.net/all/tek/novosti/2376730-u-akhmetova-reshili-zamenit-rossiyskiy-gaz-sintez-gazom.htm#>
35. Стефаник Ю. В., Храмов В. М. Оцінка ресурсів вугілля Львівсько-Волинського басейну, придатних для отримання водню методом підземної газифікації // Фундаментальні проблеми водневої енергетики. Наукова звітна сесія. – Київ, 24-25 листопада 2010. – С. 35–36.
36. Paolo Chiesa, Giovanni Lozza, Luigi Mazzocchi. Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. – Vol. 127, Jan., 2005. – С. 73–80.
37. Сербин С. И., Гончарова Н. А. Характеристики камеры сгорания ГТД мощностью 2,5 МВт, работающей на синтез-газе // Інновації в суднобудуванні та океанотехніці. III міжнародна науково-технічна конференція. – Николаев: Национальний університет кораблестроєння імені адмірала Макарова. / web-site: conference.nuos.edu.ua
38. Мхитарян Н. М., Кудря С. А., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я. Состояние и перспективы использования водорода в возобновляемой энергетике // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAE. 2012. – № 5-6. – С. 68–79.
39. Butterfield S. Overview of Offshore Wind Technology/ S. Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, P. Sclavounos. A national laboratory of the U.S. Department of Energy // Conference Paper NREL/CP-500-42252. – 2007, October / <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42252.pdf>
40. Запорожец Ю. М., Кудря С. А. Ветро-солнечные энергетические комплексы с водородным циклом // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAE. 2011. – № 8.
41. Запорожец Ю. М. «Морской водород» для экономики Украины // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAE. 2013. – № 3. – С. 13–26.
42. Bright future for Egypt's solar/gas hybrid // Modern Power Systems. – 2008, 1 April / <http://www.Modern-powersystems.com/features/featurebright-future-for-egypt-s-solargas-hybrid>
43. Біла Г. Ю., Запорожець Ю. М. Можливості перетворення загрозових звалищ відходів на переробні енерготехнологічні комплекси: приклад миколаївського глиноземного заводу // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 3. – С. 10–16.

Рецензенти: **Кутковеций В. Я.**, д.т.н., професор;
Мусянко М. П., д.т.н., професор.