

Скорочення викидів парникових газів за рахунок технічного переоснащення та реконструкції енергоблоку №2 Трипільської ТЕС.

Георгій Гелетуха, Євген Коньшин
(НТЦ "Біомаса", Інститут технічної теплофізики НАН України)

Продовжуючи цикл статей, присвячених проблематиці зміни клімату та можливим рішенням проблеми, розглянемо два реальні проекти Спільного Впровадження, які наразі реалізуються за участю фахівців інституту технічної теплофізики НАН України та НТЦ "Біомаса" в Україні в рамках Кіотського протоколу.

Трипільська ТЕС входить до складу енергогенеруючої компанії ВАТ „Центренерго“. Головними причинами, що спричинили ініціювання проекту, є моральна та фізична застарілість основного і допоміжного устаткування, трубопроводів низького і високого тиску, газоповітропроводів, кабельних систем, а також постійне використання непроектного низькокалорійного палива. В результаті енергоблок №2 Трипільської ТЕС працює на нижчій потужності від номінальної. За таких умов блок №2 перевищує паливо на виробіток і відпуск електроенергії, знижується його надійність і безпека роботи. На сьогоднішній день з цими проблемами зіштовхнулися багато підприємств енергетичної галузі.

Слід зазначити, що політика в енергетичному секторі надає незначні заохочення для реконструкції застарілого обладнання теплових електростанцій. Тарифи на електроенергію зростають повільніше, ніж ціни на паливо, що заважає енергогенеруючим компаніям накопичувати достатньо фінансових ресурсів для проектів такого масштабу. Тому додаткове фінансування за рахунок продажу вуглецевих одиниць при реалізації проекту СВ дозволить зменшити обсяг кредитних коштів по проекту або прискорити виплати по кредиту.

Проект передбачає технічне переоснащення енергоблоку №2 з метою впровадження енергозберігаючої, екологічно чистої технології спалювання вітчизняного вугілля шляхом заміни фізично та морально застарілих компонентів котлоагрегату, турбіни, генератора, електрофільтру, АСК ТП на сучасні зразки, а також покращення екологічної ситуації навколо ТЕС, що дозволить зменшити викиди, довівши їх до європейських стандартів.

Основним обладнанням енергетичного блоку №2, що підлягає технічному переоснащенню, за проектом є:

1. Двохкорпусний прямоточний парогенератор типу ТПП-210А. Реконструкція полягає в наступному: Переобладнати топку котла зі встановленням газощільної топки, модернізувати пальникові пристрої, покрити стіни топкової камери керамічною футеровочною масою з шипуванням високої щільності, організувати висококонцентровану подачу пилу з максимальним підігрівом повітря та встановити систему повернення золи від електрофільтрів у котел на допалювання. Всі вищевказані заходи в цілому підвищать ККД котла на 5%.

Головною ціллю реконструкції парогенератора ТПП-210А є забезпечення умов роботи на вугіллі високої зольності без „підсвічення“ природним газом при навантаженнях від 70% до 100% від номінального з розрахованою паропроductивністю, а також забезпечення стабільної роботи топки з підсвіченням при навантаженні від 30% до 70% від номінальної потужності.

2. Парова турбіна типу К-300-240 ХТЗ. Реконструкція турбогенератора полягає в:

- установці нового циліндру високого тиску (ЦВТ) сучасної конструкції з ККД - 89,6% (передбачається підвищення потужності у порівнянні з фактичним вихідним значенням ККД - 78% приблизно на 11,6%);

- установці нового циліндру середнього тиску (ЦСТ) з ККД-92,1% (передбачається підвищення потужності у порівнянні з фактичним вихідним значенням ККД - 87% приблизно на 5,1%);

- заміні проточної частини циліндрів низького тиску (передбачається підвищення потужності у порівнянні з фактичним вихідним значенням ККД - 81 % приблизно на 4,8%.

Реконструкція турбоагрегату дозволить підвищити потужність до 325 МВт, залишивши паропроодуктивність котла на рівні 950 т/г за рахунок підвищення ККД самої турбіни на 3,1%, а також підвищення ККД її окремих циліндрів. Підвищення потужності на 50 МВт при знижених питомих витратах тепла на турбіну до 1770 Ккал/кВт•год дозволить зменшити споживання палива на 1 КВт встановленої потужності приблизно на 12% в порівнянні з існуючою практикою, а отже й відповідно знизити питомі викиди парникових газів.

Інше обладнання енергоблоку №2, що підлягає реконструкції в рамках запропонованого проекту:

Генератор ТГВ-300. Заміна (з розташуванням на існуючі фундаменти) на сучасні зразки генератора потужністю 325 МВт.

Електротехнічна частина: заміна повітряних вимикачів на ОРУ-330 у зв'язку з фізичним зношуванням на нові, заміна трансформаторів енергоблоку на трансформатори нової конструкції, заміна кабельних трас, РУ 6,0 і 0,4 і зборок засувки, заміна приладів і шаф МЦУ на нові, заміна освітлювальної і комутаційної апаратури систем висвітлення.

Та додатково:

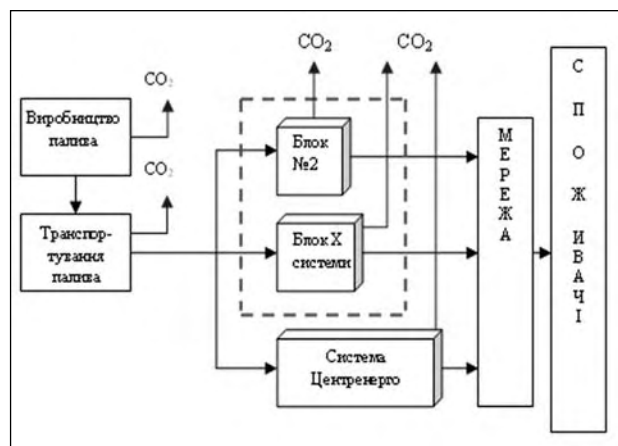
Автоматична система контролю технологічних процесів (АСК ТП): Заміна існуючої

АСК ТП на сучасну, яка працює на базі сучасних програмно-технічних комплексів (ПТК) з необхідними технічними характеристиками і розширенням їхніх функціональних можливостей. Нова АСК ТП повинна виконувати задані функції у всіх режимах нормальної експлуатації і пусках (зупинках) енергоблоку, а також при аварійних ситуаціях.

Повна заміна існуючих електрофільтрів застарілої конструкції на електрофільтри нової конструкції, що забезпечує високий ККД по вловлюванню золи (99,5 - 99,7 %).

Після впровадження запропонованого проекту реконструкції блоку №2 технологія принципово не зміниться. За рахунок технічного переоснащення та реконструкції блоку зросте загальний ККД, збільшиться номінальна потужність блоку та скоротяться викиди шкідливих речовин. Також зменшиться доля використання природного газу для „підсвічення“ з 20 до 6%.

Обсяг вироблення електроенергії енергоблоком №2 Трипільської ТЕС зросте з (нинішніх) 1230 млн. кВт•г/рік до 2115 млн. Таким чином, зменшиться навантаження на інші енергоблоки системи Центренерго на відповідну величину. Границі проекту представлені на малюнку №1 нижче:



Малюнок №1- Границі проекту.

Для розрахунку скорочення викидів парникових газів (ПГ) порівнюються рівні ви-

кидів парникових газів від блоку №2 Трипільської ТЕС до впровадження проекту та після.

В таблиці №1 наведені результати розрахунків скорочення викидів ПГ за рахунок виконання проекту в перший період виконання зобов'язань (2008-2012 р.р.).

Рік	Скорочення викидів ПГ, т CO ₂ екв.
2008	38 709
2009	161 002
2010	390 105
2011	390 105
2012	390 105
Всього за 5 років, т CO ₂ екв.	1 370 027

Таблиця №1. Скорочення викидів ПГ по роках.

Скорочення викидів ПГ за життєвий цикл проекту

Розрахунковий життєвий цикл проекту 20 років, але наразі можна лише оцінити максимальне скорочення викидів завдяки проекту за цей період. Якщо припустити, що блок №2 буде запущений в 2009 році, працюватиме з проектним навантаженням протягом всього періоду, а питомі викиди системи залишаться незмінними весь цей час, то скорочення викидів ПГ становитиме:

Всього за життєвий цикл = 1 370 027 (т CO₂) + 390 105 (т CO₂/рік)*16 (років) = 7 611 707 т CO₂ екв.

В реальності проектне навантаження може бути меншим за рахунок маневрових режимів роботи блоку в майбутньому та варіативності питомих викидів системи, які будуть зменшуватися або збільшуватися в залежності від якості палива та виконання нових подібних проектів.

Фінансові показники проекту

Загальна вартість проекту, що передбачає проведення заходів з технічного переоснащення, складає 379.5 млн. гривень.

Експлуатаційні витрати становлять 266.83 млн. грн.



Малюнок №2. Порівняння ВСР проекту з продажем ОСВ та без продажу ОСВ.

При реалізації проекту СВ в рамках Кіотського протоколу та реалізації одиниць скорочення викидів (ОСВ) за ціною 7 Євро/т CO₂-екв. (або 46,9 грн.) очікуваний додатковий прибуток становитиме приблизно 64,3 млн.гривень. Таким чином додаткове фінансування за рахунок продажу вуглецевих одиниць дозволить покращити економічні показники проекту. На малюнку 2 наведені дані розрахунку внутрішньої ставки рентабельності (ВСР) проекту з продажем ОСВ та без продажу ОСВ.

Статус проекту: наразі проект пройшов першу стадію оформлення як проекту Спільного Впровадження і отримав лист підтримки від Мінприроди України. Очікується розробка проектно-технічної документації другого етапу проекту.

Науково-технічний центр «Біомаса» розробляв багато проектів, пов'язаних з технологією когенерації. Один з таких проектів представляється на ваш розсуд.

Збір та утилізація шахтного метану на шахті Холодна Балка в Донецькій області.

Гірничий відвід шахти Холодна Балка розташований в центральній частині Донецько-Макіївського гірничо-промислового району міста Макіївки.

Загальна площа шахтного поля складає 55,56 км².

Шахта Холодна Балка має систему дегазації, яка включає вакуум-насосну станцію (ВНС), приблизно 9 км підземних дегазаційних трубопроводів, низку підземних дегазаційних свердловин для відбору метану, з'єднаних з основними дегазаційними трубопроводами м'якими гофрованими трубами.

Наразі система дегазації шахти Холодна Балка уловлює шахтний метан з підземних свердловин, подаючи його через дегазаційні трубопроводи до ВНС, де видаляється волога з шахтного метану, вимірюється концентрація метану та витрата. Після чого частина ШМ подається з ВНС до шахтної котельні для забезпечення потреб у гарячій воді та опалення. Решта шахтного метану викидається в атмосферу.

Для утилізації шахтного метану, який без реалізації проекту викидався б в атмосферу, проектом передбачено встановити когенераційну установку, що здатна споживати шахтний метан, а також передбачається встановлення факельної системи.

Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії

Когенераційна установка (КГУ) складається з газового двигуна, генератора, теплообмінника, панелі управління, лінії міжсистемного зв'язку та апаратури, що забезпечує сталу роботу навіть при використанні газу з невеликим вмістом метану, перемінною густиною або складом шахтного метану. Газовий двигун матиме ККД 40,8%, що еквівалентно або навіть вище ніж ККД традиційних парових турбін, які використовуються енергогенеруючими компаніями України. Крім того, потрібен високотехнологічний рівень для сталої роботи газового двигуна при змінній щільності та складі газу. В наступній таблиці №2 приведені основні характеристики когенераційної установки, яку планується застосувати в проекті.

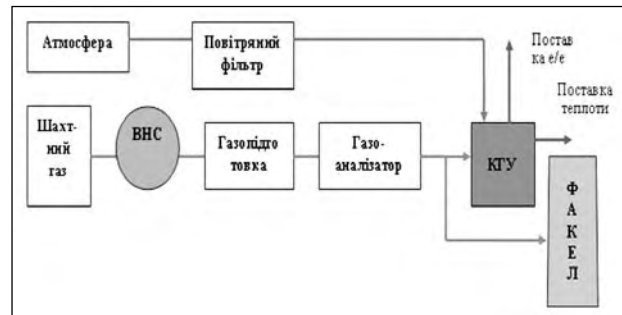
Очікується, що буде встановлена КГУ компанії GE Jenbacher з номінальною електричною потужністю 1МВт. Коли вста-

новлена КГУ не працюватиме під час ремонтних робіт або з інших обставин, працюватиме факельна система.

Рівень викидів NO _x	Встановлена електрична потужність, кВт	Електричний ККД, %	Встановлена теплова потужність, кВт	Тепловий ККД, %	Загальний ККД, %
500 мг / нм ³	1,063	40.8	1,140	43.7	84.5

Таблиця №2. Базові характеристики газопоршневого модуля JMS 320

Шахтний газ (25-100% CH₄), 1500 грм (50 Гц)



Малюнок №3- схема збору та утилізації шахтного метану.

Технології виробництва електроенергії з низькокалорійних газів вже застосовувались у багатьох європейських країнах. Ці технології зарекомендували себе, як енергоощадні технології. Таким чином, навряд чи якість нові технології протягом проектного періоду будуть здатні їх витіснити.

На малюнку №3 представлена схема збору та утилізації шахтного метану

Розглянемо яким чином запропонований проект СВ скоротить викиди парникових газів антропогенного походження з джерел, а також чому скорочення викидів не відбудуться за відсутності проекту, беручи до уваги галузеве законодавство та обставини.

Наведемо стисло особливості кон'юнктури проекту:

- Шахта Холодна Балка (шахта) має встановлену систему дегазації, яка складається з мережі підземних дегазаційних трубопроводів та вакуум-насосної станції на поверхні. Ця система дегазації наразі збирає шахтний метан, який частково використовується шахтною котельнею, в той час, як залишок зібраного шахтного метану викидається в атмосферу. Ця практика мала місце більше 10 років;

- Шахта не збирає та не використовує метан вугільних родовищ (МВР) та післявидобувний метан (ПВМ);

- Шахта не має обладнання для утилізації всього зібраного метану через дефіцит бюджетних коштів або інвестицій у вугільну галузь;

- Немає національного або галузевого законодавства, яке вимагає примусовий збір та утилізацію шахтного метану на українських шахтах. Існуюча система дегазації на шахті Холодна Балка була встановлена лише з міркувань безпеки;

- Спалювання шахтного метану на факелі ніколи не було звичайною практикою в Українському вугільному секторі;

- Виробництво електроенергії на шахтному метані когенераційною установкою дозволить скоротити споживання електроенергії кінцевим споживачем (тобто шахтою). Викиди з електромережі загалом стосуються теплових електростанцій (ТЕС), які споживають вугілля та працюють в маневровому режимі. Таким чином, викиди парникових газів, пов'язаних з мережею та втратами в мережах, будуть скорочені;

- Впровадження проекту вимагає значних фінансових витрат та кваліфікованої роботи. Шахтоуправління, до складу якого належить шахта Холодна Балка, не має ні фінансових ресурсів ні кваліфікованого персоналу для впровадження проекту та обслуговування КГУ. Запропонована технологія ніколи не застосовувалась на українських державних шахтах. Наразі, лише ПНВП «Сінапс» має належний досвід та кваліфікацію в Україні, та виступає в якості власника проекту;

- Враховуючи економічну ситуацію в галузі та інші вищезгадані чинники, дуже малоймовірно, що будь-яка просунута технологія буде застосована на шахті додатково до існуючої котельної. Таким чином, дуже ймовірно, що існуюча практика буде продовжуватись, якщо проект СВ не буде впроваджений.

В таблиці №3 наведені результати розрахунків скорочення викидів ПГ за рахунок виконання проекту в перший період виконання зобов'язань (2008-2012 р.р.).

Рік	Скорочення викидів ПГ, т CO ₂ екв.
2008	53,425
2009	53,425
2010	53,425
2011	53,425
2012	53,425
Всього за 5 років, т CO ₂ екв.	267,425

Таблиця №3. Скорочення викидів ПГ по роках.

Фінансові показники проекту

Ключовими показниками економічного аналізу проекту є капітальні витрати, операційні витрати та тарифи на електроенергію. Таблиця №4 показує ключові економічні параметри проекту.

Параметр	Одиниця виміру	Значення
Річна генерація електроенергії	МВт*год	8,182
Тариф на електроенергію	Євро/кВт*год	0.0416
Щорічне споживання чистого метану когенераційною установкою	м ³	2,012,000

Таблиця №4. Ключові економічні параметри проекту

Щорічна генерація електроенергії та споживання метану були надані власником проекту та базуються на припущенні, що обладнання працює з номінальною потужністю протягом визначеного часу. Тариф на електроенергію відповідає ціні, за яку

Холодна Балка наразі купує електроенергію з мережі.

Загальні інвестиційні витрати проекту становлять 9,3 млн.грн.



Інвестиційні витрати були взяті у виробників обладнання (когенераційна установка – виробник GE Jenbacher, Австрія), факельна система (виробник – ТОВ «Генерація», Росія), разом з тарифами національної податкової системи та митниці.

Оцінимо фінансову привабливість впровадження проекту з точки зору потенцій-

ного інвестора. Найбільш показовим фінансовим індикатором для будь-якого інвестиційного проекту є внутрішня ставка рентабельності (ВСР).

ВСР є ключовим показником для інвестора проекту. На цей показник можуть впливати технічні та/або політичні ризики, а також інфляція. ВСР повинна принаймні перевищувати ставку дисконтування в країні для того, щоб проект був привабливий для інвестування. Згідно Національного банку України ставка дисконтування на травень 2007 року на території України складає 8.5 %. (www.bank.gov.ua)

Статус проекту: проект пройшов другу стадію оформлення проектно-технічної документації і офіційно схвалений урядом Японії. Японську сторону представляє компанія Чугоку Електрик Пауер Ко., Інк. Чугоку Електрик Пауер Ко., Інк. - японська енергетична компанія, яка допомагає впровадити проект СВ, приймає участь у розробці проекту СВ та фінансуванні проекту. Компанія збирається придбати половину одиниць скорочення викидів (ОСВ).

Проект пройшов міжнародну процедуру детермінації і очікується схвалення проекту урядом України.



ГЕЛЕТУХА Георгій Георгійович – директор НТЦ “Біомаса”
Освіта/досвід роботи:

Інженер-механік (Московський державний технічний університет ім. М.Е.Баумана, 1986, спеціальність: газотурбінні двигуни), кандидат технічних наук.

Більше 10 років досвіду роботи з технологіями одержання енергії з біомаси (спалювання, газифікація, піроліз, анаеробне бродіння, технології добування і використання біогазу з полігонів ТПВ та ін.).

КОНЬШИН Євген Валерійович – консультант
Освіта/досвід роботи:

Магістр енергетики (Національний технічний університет України "КПІ", 2004).

Працює в компанії з грудня 2006 року. Має більше 5 років досвіду роботи в енергетичній галузі. В даний час працює у відділі "Київських механізмів", розробляючи проекти спільного впровадження.

