

ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ
"Реконструкція енергоблоків «Криворізької ТЕС» ВАТ
«ДНІПРОЕНЕРГО»"
(назва проекту)

Посада
установи,
документа

керівника
закладу

організації,
розробника

Директор ТОВ "Елта-
Еко"
(посада)



Роговий Максим
Іванович
(прізвище, ім'я та по батькові
особи)

Посада керівника суб'єкта господарювання -
власника джерела, на якому планується
виконання проекту спільного впровадження

Генеральний директор
ПАТ "Дніпроенерго"
(посада)



Магєра Юрій
Михайлович
(прізвище, ім'я та по батькові
особи)

A handwritten signature in blue ink.

Харків, січень 2012



**ФОРМА ПРОЕКТНО-ТЕХНІЧНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ
ВЕРСІЯ 01 – ДІЙСНА З 15 ЧЕРВНЯ 2006**

ЗМІСТ

- A. Загальний опис проекту
- B. Базова лінія
- C. Тривалість проекту/Період кредитування
- D. План моніторингу
- E. Оцінка зниження викидів парникових газів
- F. Вплив на навколишнє середовище
- G. Коментарі зацікавленої громадськості

Додатки

Додаток 1: Контактна інформація учасників проекту

Додаток 2: Інформація щодо базової лінії

Додаток 3: План моніторингу

РОЗДІЛ А. Загальний опис проекту**A.1. Назва проекту:**

>>

Назва: Реконструкція енергоблоків Криворізької ТЕС ВАТ «Дніпроенерго»

Сектор 1: Енергетика (не відновлювані джерела)

Версія: 1.3.1

Дата: 31 січня 2012

A.2. Опис проекту:

>>

Криворізька ТЕС була введена в експлуатацію в 1973 році, а з 1995 року, як структурна одиниця, входить до складу електрогенеруючої компанії ПАТ «Дніпроенерго» і є однією з найбільших теплових електростанцій в Україні.

Загальна проектна потужність електростанції становить 2820 МВт. (10 енергоблоків кожен по 282 МВт).

В 1991 році енергоблоки електростанції були перемарковані з 300 МВт у 282 МВт із-за фізичного зносу основного та допоміжного обладнання.

**Малюнок 1. Машинна зала Криворізької ТЕС**

Усі енергоблоки Криворізької електростанції запроектовані для роботи на вугіллі марки П.

Будівництво Криворізької ТЕС відбувалось в дві черги.

I черга – енергоблоки №№ 1 – 4;

II черга – енергоблоки №№ 5 – 10.

В даний час в експлуатації знаходяться енергоблоки №№ 1, 2, 4, 5, 6, 8, 10.

Енергоблоки №№ 7 та 9 знаходяться в довгостроковому резерві.

Блок №3 знаходиться в реконструкції.

Перелік встановленого обладнання:



На блоках №№ 1 – 4 встановлено двокорпусні прямооточні котельні агрегати типу П-50 Подільського машинобудівного заводу імені Орджонікідзе і парові конденсаційні турбіни типу К-300-240-2 харківського НВО “Турбоатом”.

На енергоблоках №№ 5 – 10 встановлені двокорпусні прямооточні котельні агрегати типу ТПП-210-А Таганрозького заводу “Красний котельщик” і парові конденсаційні турбіни типу К-300-240 харківського НВО “Турбоатом”.

На всіх енергоблоках встановлені електрогенератори ТГВ-300 харківського НВО “Електроважмаш”. Проектом передбачено модернізацію головного та додаткового устаткування усіх блоків електростанції за графіком (графік реконструкцій дивись у таблиці).

Таблиця 1. Графік реалізації Проекту.

Підготовка всіх Блоків до реконструкції	2006-2016
Блок №1	2012
Блок №2	2014
Блок №3	2007-2011
Блок №4	2016
Блок №5	2013
Блок №6	2017
Блок №7	-
Блок №8	2018
Блок №9	2019
Блок №10	2015

Ці заходи враховують заміну застарілих систем управління, автоматичних систем, а також електротехнічних систем, модернізацію котлового устаткування, турбоагрегатів, електричних розподільників, систем відводу тепла та ін.

Окрім заходів, які безпосередньо передбачені проектом реконструкцій, під час розрахунку викидів базового сценарію, проектних викидів та скорочень викидів, також враховуються ефект від впровадження поточних, середніх та капітальних ремонтних заходів, та виходять за межі робіт, передбачених ГКД 34.20.661-2003 “Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж”, затвердженим Міністерством палива та енергетики України в 2004 році. Проведення регламентних робіт (відповідно вищесказаного ГКД) дозволяє підтримувати питому витрату палива на ТЕС на постійному рівні, в той час, як проведення додаткових заходів дозволяє навіть без проведення реконструкції досягати покращення робочих параметрів устаткування що, в свою чергу, призводить до зниження викидів парникових газів до атмосфери на одиницю продукції.

Постачання теплової енергії у базовому та у проектному сценарії залишається незмінним. Тому постачання теплової енергії було невраховане у базовому та проектному сценарії.

Основна сфера діяльності ТЕС – виробництво електроенергії.

Головною метою проекту є підвищення надійності та ефективності встановленого обладнання.

Підвищення ефективності призведе до зниження питомої витрати палива, що, в свою чергу, призведе до зниження рівня викидів парникових газів на одиницю продукції.

Питома витрата умовного палива (дивись Додаток 2) розраховується окремо для електричної та теплової енергії. Таким чином викиди та скорочення викидів також розраховуються для електричної та теплової енергії окремо.

Підвищена потужність є результатом модернізації та не є результатом використання іншого типу палива або паливної суміші.

До початку проекту Криворізька ТЕС працювала з використанням існуючого обладнання без проведення значних ремонтних заходів та реконструкцій. Таке використання обладнання призводило до постійного погіршення робочих параметрів обладнання. Продовження такої ситуації є Базовим сценарієм, в той час як проект передбачає повномасштабну реконструкцію всього генеруючого



обладнання ТЕС та покращення робочих параметрів.

Для досягнення цього в 2006 році був підписаний контракт на розробку ТЕО реконструкції одного з енергоблоків. Це був перший важливий крок на шляху впровадження проекту, а завдяки тому, що Україна є стороною Кіотського протоколу, одним з аргументів на користь впровадження проекту була можливість його реєстрації в якості проекту Спільного Впровадження (СВ).

Інші цілі проекту:

- Зниження викидів парникових газів до атмосфери;
- Підвищення стабільності та надійності виробництва та передачі електричної енергії;
- Впровадження заходів безпеки;
- Покращення здоров'я працівників та безпеки роботи на електростанції.

Підвищена потужність є результатом модернізації та не є результатом використання іншого типу палива або паливної суміші.

A.3. Учасники проекту:

>>

Зацікавлена сторона (*)	Юридичні особи – учасники проекту (якщо застосовне)	Будь ласка, зазначте, чи зацікавлена сторона бажає вважатися учасником проекту (Так/Ні)
Україна (приймаюча сторона)	ПАТ Дніпроенерго	Ні
Україна	ТОВ “Елта-Еко”	Ні
Швейцарія	Карбон Емішн Партнершіп СА	Ні

* Будь ласка зазначте, чи зацікавлена сторона є приймаючою стороною.

- ПАТ “Дніпроенерго”
Власник проекту, оператор проекту, власник скорочень викидів.
- ТОВ “Елта-Еко”
Розробник проекту.
- “Карбон Емішн Партнершіп” СА
Потенційний покупець скорочень викидів.

A.4. Технічний опис проекту:**A.4.1. Місцезнаходження проекту:****A.4.1.1. Приймаюча сторона (сторони):**

>>

**Малюнок 2. Україна**

A.4.1.2. Область/штат/провінція і т.і.:

>>



Малюнок 3. Дніпропетровська область, східна частина України¹

¹ http://www.business-assistant-ua.eu/cont/img/Dnipropetrovsk_region_large.png

A.4.1.3. Місто:

>

Місто Зеленодольськ, Апостолівський район, Дніпропетровська область, Україна

**Малюнок 4. Місто Зеленодольськ та Криварізька ТЕС²**

² <http://google.earth.com>

А.4.1.4. Детальний опис фізичного місцезнаходження проекту, включаючи інформацію, яка дозволяє унікальне ідентифікування проекту (максимум одна сторінка):



Малюнок 5. Криворізька ТЕС

Проект розташований в Дніпропетровській області за адресою Місто Зеленодольськ Апостолівського району Дніпропетровської області. Місто Зеленодольськ має наступні координати: 47°32' північної широти та 33°39' східної довготи³.

А.4.2. Технологія(ії), заходи, операції або дії, що впроваджуватимуться проектом:

>>

Криворізька ТЕС – електростанція блочного типу обладнана десятьма енергоблоками встановленою потужністю по 282 МВт кожен.

Кожен блок складається з котла, парової турбіни, електричного генератора, підігрівачів води, що подається, насосів для води та конденсату, конденсатора, насоса для циркуляції води, парогенератора, головного та додаткового електричного трансформатора та допоміжного обладнання.

Криворізька ТЕС перейшла у власність ВАТ “Дніпроенерго” у 1995 році. Після цього на електростанції були впроваджені заходи з підвищення енергетичної та екологічної ефективності її роботи, які потребували негайного вирішення. В 2008 році, після підписання контракту на розробку ТЕО Реконструкції Блоку №3 Криворізької ТЕС (договір №87-723-2841-ДПО від 28.12.2006) були розпочаті дії з підготовки до реконструкції та самі реконструкції енергоблоків, а також дії з реєстрації проекту в якості проекту Спільного впровадження.

В межах проекту було та буде впроваджено наступні заходи на кожному з енергоблоків електростанції за графіком (дивись Таблицю 2):

Таблиця 2. Графік реалізації Проекту.

³ <http://google.earth.com>



Підготовка всіх Блоків до реконструкції	2006-2016
Блок №1	2012
Блок №2	2014
Блок №3	2007-2011
Блок №4	2016
Блок №5	2013
Блок №6	2017
Блок №7	-
Блок №8	2018
Блок №9	2019
Блок №10	2015

- підготовка до реконструкції, включаючи ремонтні роботи, обслуговування, оптимізація режимів роботи, підготовку палива, позарегламентні ремонтні роботи;
- реконструкція турбінного обладнання для відновлення вихідних параметрів ефективності та модернізація системи управління турбінним обладнанням;
- відновлення проектних показників турбінного обладнання;
- відновлення (реконструкція) котла;
- реконструкція (заміна) обшивки котла;
- реконструкція (заміна) системи керування блоком;
- реконструкція генератора та системи охолодження;
- відновлення (реконструкція) електричних фільтрів з заміною електричної системи та системи керування;
- реконструкція живильного насосу;
- відновлення (реконструкція) електричного обладнання блоку (включаючи трансформатор блоку).

Більш детальне описання реконструкції:

А. Турбінне обладнання:

1. Технічне переоснащення існуючого турбоагрегату:

- Модернізація проточної частини циліндрів високого тиску, середнього тиску та низького тиску;
- Реконструкція системи регенерації низького та високого тиску;
- Заміна робочих і направляючих лопаток;
- Заміна торцевих ущільнень;
- Заміна діафрагм, обойм ущільнень та обойм діафрагм;
- Заміна ротора високого тиску, ротора середнього тиску, ротора низького тиску;
- Ревізія та ремонт деаераційно- живильної установки: турбоживильного насоса і системи його регулювання, живильного електронасоса, передвключених насосів, деаераторів, трубопроводів і арматури в межах установки;
- Щільний огляд та заміна опор та підшипників;
- Заміна валоповоротного пристрою;
- Модернізація системи паророзподілення турбіни: стопорного клапана високого тиску, регулюючих клапанів високого і середнього тиску, відсічного клапана, захисних пристроїв для клапанів та драйверів, регулюючих діафрагм, трубопроводів і арматури в межах установки;
- Реконструкція гідравлічної системи автоматичного регулювання парової турбіни в електрогідравлічну;
- Ревізія та ремонт системи регулювання захисту;
- Модернізація дренажно-продувочної системи;
- Модернізація масляної системи та її агрегатів: мастило охолоджувачів і маслобака, робочих та аварійних насосів системи мастила, робочих та аварійних насосів мастильної системи ущільнень;



- Монтаж системи гідропідйому роторів;
 - Модернізація конденсаційної установки: конденсаційних насосів, насоса пускового ежектора, циркуляційного насосу водопостачання конденсатора, трубопроводів та арматури в межах установки;
 - Заміна циркуляційних водоводів з установкою фільтрів передочищення і кулькоочищення конденсатора;
 - Модернізація регенеративної установки: підігрівачів низького тиску, зливного насоса системи підігрівача низького тиску, трубопроводів та арматури в межах установки;
 - Установка мережних підігрівачів;
 - Ревізія та заміна системи охолодження генератора: охолоджувача газоохолоджувачів циркуляційного насосу, насосів газового охолодження генератора, насосів технічної води;
 - Щільний огляд зворотних клапанів з гідроприводом.
2. Паротрубопроводи
- Щільний огляд та заміна.
3. Насосне обладнання
- Заміна внутрішнього корпусу живильного насосу;
 - Щільний огляд та заміна всього насосного обладнання.
4. Арматура
- Щільний огляд та, в разі потреби, ремонт та заміна арматури.
5. Ізоляція
- Ревізія та ремонт ізоляції обладнання високого та середнього тиску;
 - Ремонт ізоляції живильного трубопроводу.
6. Система управління
- Оснащення турбіни електронною системою контролю, моніторингу, та управління.
7. Електричні фільтри
- Заміна електродів;
 - Заміна газорозподільних решіток і др.;
 - Заміна високовольтних підвищуючо-випрямних агрегатів електричного живлення і регуляторів їх управління;
 - Заміна рам і балок підвісу;
 - Заміна опорних ізоляторів та ізоляторних коробок;
 - Заміна блоків струшування коронуючих та осаджуючих електродів;
 - Заміна приводів струшування коронуючих та осаджуючих електродів;
 - Заміна високовольтних та інших кабелів;
 - Ревізія та відновлення теплової ізоляції та антикорозійного захисту металоконструкцій та корпусів;
 - Усунення нещільності в корпусах, бункерах і др.;
 - Установка датчиків запилення, газоаналізаторів, витратоміра димових газів;
 - Установка показчиків рівня золи;
 - Установка систем пожежної сигналізації та пожежегасіння.
- В. Котельне обладнання**
- Заміна (модернізація) поверхонь нагріву в топці та конвективній шахті котла;
 - Заміна верхньої радіаційної частини;
 - Заміна стельового пароперегрівача;
 - Реконструкція поверхонь конвективних пароперегрівачів низького та високого тиску;
 - Заміна екранних труб та водяного економайзера;
 - Заміна (ремонт) горілочних пристроїв;
 - Реконструкція пальників;
 - Установка захисно-запальних пристроїв;
 - Заміна окремих елементів котлоагрегату (розпалювальних сепараторів, уприскуючих пароохолоджувачів, редуційно-охолоджувальної установки, головних запобіжних клапанів та ін.);
 - Заміна (ремонт) шлаковидаляючих бункерів і шлакового шнека;
 - Ревізія та ремонт системи відсмоктування випару з шлакового комода;
 - Модернізація основного обладнання пилогазоповітряного тракту котлоагрегату;



- Заміна кульових барабанних млинів з мастило-станціями;
- Ревізія та ремонт сепараторів пилосистеми;
- Заміна млинових вентиляторів та вентиляторів гарячого дуття;
- Промивка та ремонт регенеративних повітряпідігрівачів з мастилостанцією;
- Заміна живильників пилу та живильників сирого вугілля;
- Заміна (ремонт) дуттьових вентиляторів і димососів з мастилостанцією.
- Заміна окремих вузлів і деталей пилогазоповітряного тракту і ділянок пилогазоповітропроводів;
- Ревізія та ремонт системи гідрозоловидалення із заміною ділянок каналів цієї системи;
- Заміна трубопроводів змивної та зрошувальної води;
- Ревізія та заміна паропроводів гострої пари, холодного та гарячого промперегріву;
- Заміна опорно-підвісної системи;
- Монтаж охолоджуваної опорно-підвісної системи.

С. Генератор та електричне обладнання

- Заміна обмотки статора;
- Реконструкція або заміна ротора;
- Модернізація системи охолодження генератора з заміною газового конденсатора;
- Модернізація блокового трансформатора;
- Модернізація системи охолодження трансформатора;
- Реконструкція генераторного струмопровода;
- Реконструкція тиристорної системи самозбудження генератора;
- Впровадження реєстратора аварійних подій;
- Реконструкція комірки відкритого розподільного пристрою;
- Реконструкція комірок комплектного розподільного пристрою;
- Реконструкція резервних і робочих трансформаторів;
- Реконструкція силових щитів;
- Модернізація акумуляторної батареї;
- Установа дизель-генераторів власних потреб;
- Модернізація електродвигунів дуттьових вентиляторів, димососів, вентиляторів гарячого дуття, млинів, млинних вентиляторів;
- Модернізація електродвигунів;
- Установа частотного електропривода на електродвигуни мережних насосів;
- Реконструкція кабельних каналів, заміна силових і контрольних кабелів;
- Реконструкція мереж освітлення турбінного відділення.

У 2009 – 2010 роках на ТЕС проводилися розширені ремонти енергоблоків №1,2,3,4,5,6,8,9 та 10 у межах підготовки до реконструкції. Основні групи заходів, що було впроваджено в ці роки такі (більш детальний опис буде надано у Звіті про Моніторинг за відповідний період):

- ремонт поверхонь нагріву котлів;
- щільний огляд та ремонт циліндрів високого, середнього та низького тиску;
- перевірка та заміна арматури;
- перевірка та заміна трубопроводів;
- ремонт та заміна пальників котлів;
- розширений ремонт насосного обладнання;
- перевірка та заміна лопаток турбін;
- ремонт пилосистеми;
- ремонт обмотки електричного генератору.

Час проведення ремонтів в різні роки майже однаковий, таким чином, вплив саме часової складової на робочі параметри електростанції може бути проігноровано.

Для проведення реконструкції та модернізації на Криворізькій ТЕС застосовується технологія, яка є загальноприйнятою у Європі. Цей проект є одним з перших проектів такого типу в Україні.

Реконструкція саме такого типу дозволить досягнути найкращих результатів по викидам парникових газів. Дана технологія не буде змінюватись протягом всього строку дії проекту. Додаткове навчання персоналу не потребується.

A.4.3. Стислий опис скорочення запропонованим проектом СВ антропогенних викидів



парникових газів за джерелами, включаючи причини того, що скорочення викидів не було б за відсутності запропонованого проекту, враховуючи національні і/чи галузеві політики та обставини:

>>

Електроенергетика є одним з найважливіших секторів економіки сучасної України. Вона демонструвала постійне зростання з 1990-х років. Основну частину генерації електроенергії забезпечують атомні та теплові електростанції⁴. Атомні електростанції можуть працювати лише у базовому режимі, в той час як теплові станції працюють більшістю в маневровому режимі. Тому головною ціллю реформування енергетичного сектору є підвищення ефективності роботи існуючого обладнання з покращенням його технічних характеристик.

Запропонований проект забезпечує скорочення викидів за рахунок зниження питомих витрат палива на одиницю виробленої енергії (МВтг, Гкал, і т.і.) Цей проект ніколи не може бути впроваджений без реєстрації в якості проекту Спільного впровадження та доброї волі власника проекту. В Україні зараз немає жодних стимулів або обов'язків для операторів енергетичного сектору, які б стимулювали власника проекту впроваджувати проекти з енергозбереження чи зниження викидів парникових газів до атмосфери. Основна галузева програма описана нижче, але також розкрита реальна ситуація, яка склалася в даному секторі в країні.

ВИХІДНІ ДАНІ РОЗВИТКУ СЕКТОРУ

Закон України про електроенергетику з 16 жовтня 1997 року, № 575/97-ВР⁵ є основним законом в Україні який визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, забезпеченням енергетичної безпеки України. Закон стимулює та гарантує стабільний розвиток стосовно електроенергетики: раціональне використання палива, розвиток технології та безпеку навколишнього середовища.

У 1996 році, Україна прийняла Національну Енергетичну Програму до 2010 року⁶, створену для відновлення функціонування ТЕС, яка дозволяє продовжувати їх експлуатацію на наступні 25 років. Програмний мандат, як спосіб досягнення цієї мети, визначає технологічне удосконалення, використання відновлювальних джерел енергії та модернізацію енергетичної системи (ЕС), в тому числі підвищення безпеки для навколишнього середовища. Програмою також визначено, що основне обладнання, а також більшість допоміжного обладнання потребує удосконалення для досягнення бажаного рівня безпеки. Якісне вугілля повинно використовуватись для зниження рівня забруднення навколишнього середовища. Однак, велику кількість цих реконструкцій було відкладено через недостатність державного фінансування держбюджетом, слабку законодавчу базу та нестачу самостійного (приватного) фінансування.

Задля того, щоб створити незалежну від імпорту електроенергії країну, Президент видав наказ щодо заходів підвищення енергетичної безпеки України (21 жовтня 2005), та закликав до розробки енергетичної стратегії в період до 2030 року. Нова енергетична стратегія до 2030 року була затверджена рішенням №. 145-р Кабінету Міністрів в березні 2006 року⁷.

Стратегія фокусується на традиційному енергетичному секторі, такому як газ, нафта, атомна енергетика, вугільний сектор. Стисло згадується про відновлювальні джерела енергії та не охоплюються нові технології в енергетиці.

Вищезгадана Стратегія охоплює майже усі теплові електростанції України та включає плани по реконструкції та заходи з енергозбереження. Тим не менше, майже жодна з вказаних ТЕС не впроваджує описані в Стратегії заходи. Однією за найважливіших причин, чому проект "Реконструкція енергоблоків Криворізької ТЕС ВАТ "Дніпроенерго" був втілений у життя – це можливість реєстрації його в якості проекту Спільного Впровадження.

Вся електроенергія вироблена станцією продається до загальнодержавної мережі і держава

⁴ <http://ukrrudprom.com/data/htmls/cvjfdhdh09012008.php>

⁵ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=575%2F97-%E2%F0>

⁶ <http://www.uazakon.com/document/spart91/inx91184.htm>

⁷ <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc>

встановлює вартість цієї енергії. Це означає, що дуже часто ціна не відповідає справжнім витратам на її виробництво та не співпадає з наявною ситуацією в енергетичному секторі. Вона не покриває навіть поточні ремонтні роботи, не кажучи вже про реконструкцію. Тільки додаткові грошові потоки можуть допомогти впровадженню проекту. Більше того, в умовах світової фінансової кризи та спаду попиту на електричну енергію, можливість залучення додаткових коштів від продажу одиниць скорочень викидів була основним мотивом, щоб реалізацію проекту не було скасовано. Якщо проект не буде впроваджено, базовий сценарій буде виглядати як "продовження наявної ситуації". Це означає, що Криворізька ТЕС буде працювати як раніше, змінюючи виробітку тільки за рахунок збільшення або зменшення часу роботи. В цій ситуації щорічно буде спостерігатись незначне зниження ККД виробництва. Ця ситуація є найбільш вірогідною.

Обов'язковий перелік робіт під час проведення ремонтів описаний у ГКД 34.20.661-2003 "Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж", затвердж. Міністерством палива та енергетики України в 2004 році.

A.4.3.1. Оцінюваний об'єм скорочення викидів на протязі періоду кредитування:

>>

На протязі кредитного періоду проекту для визначення реальних скорочень викидів будуть використовуватись фактичні дані стосовно відпуску електроенергії та витрати палива. Для періоду 2006 – 2010 були використані фактичні дані стосовно відпуску електроенергії, питомої витрати палива (*SFRy*) витратам натурального палива та його теплотворної здатності. Для розрахунку викидів та скорочень викидів в період 2011 – 2028 були використані планові дані. Запропоновані розрахунки для двох періодів: 2009 – 2012 (48 місяців) та 2013 – 2028 (192 місяця). Розрахунки за період 2009 – 2012 покривають заходи з підвищення ефективності використання палива на ТЕС, впроваджені в ці роки. Ці заходи дозволили знизити *SFRy*, та, як наслідок, скоротити викиди парникових газів до атмосфери. Розрахунки скорочень на період 2013 – 2028 зроблені в розрахунку продовження дії механізмів спільного впровадження на ці роки.

Таблиця 3. Щорічні скорочення викидів в період кредитування

	Роки
Тривалість періоду кредитування	4
Роки	Розрахунок річних скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	9 408
2010	59 574
2011	130 902
2012	100 556
Загальні скорочення викидів за період кредитування (тонн CO ₂ еквіваленту)	300 441
Очікуване середньорічне скорочення викидів впродовж періоду кредитування (тонн CO ₂ еквіваленту)	75 110

Загальна кількість скорочень викидів парникових газів за період кредитування становить 300 441 тонн еквіваленту CO₂.

Середньорічні скорочення становлять 75 110 тонн еквіваленту CO₂.

Приклад розрахунку обсягів скорочень викидів за 2009 рік:

В 2009 році Криворізька ТЕС відпустила до національної електричної мережі 4 699 813 МВтг електричної енергії. Питома витрата палива (*SFRy*) повинна скласти 11,2395 ГДж на МВтг (або 0,3836 тонн умовного палива на мегават-годину). Заплановане використання паливної суміші в такій середньорічній пропорції (*SFi_y*): вугілля – 98,8%, мазуту – 0,6%, природного газу – 0,6%.

Для розрахунку були використані наступні значення коефіцієнтів емісії CO₂ (*EF_{iy}*), окислення



(OXID_i), визначені у МГЕЗК ⁸:

Для розрахунку були використані наступні значення коефіцієнтів емісії CO₂ (EF_i), окислення (OXID_i), визначені у МГЕЗК ⁹ та у “Національному кадастрі антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990 – 2009 роки” ¹⁰, надалі Кадастр:

EF_i для вугілля – **0,0946** тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для вугілля, що спалювалось на Криворізькій ТЕС у 2009 році (останній звітний рік) становить **25,8** тонн С / ТДж¹¹. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює **94,6** тонн CO₂/ГДж, або **0,0946** тонн CO₂/ГДж);

EF_i для мазуту – 0,0774 тонн CO₂ на ГДж (згідно Робочої книги МГЕЗК 1996 коефіцієнт викидів вуглецю для мазуту становить **21,1** тонн С / ТДж. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює **77,366** тонн CO₂/ГДж, або **0,0774** тонн CO₂/ГДж);

EF_i для природного газу – **0,0554** тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для природного газу у 2009 році (останній звітний рік) становить **15,11** тонн С / ТДж¹². Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для природного газу було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює **55,4** тонн CO₂/ГДж, або **0,0554** тонн CO₂/ГДж).

OXID_i для вугілля спаленого на Криворізькій ТЕС за даними Кадастру у 2009 році (останній звітний рік) становить **0,945**¹³;

OXID_i для мазуту становить **0,99** згідно Робочої книги МГЕЗК 1996;

OXID_i для газу становить **0,995** згідно Робочої книги МГЕЗК 1996.

Ці показники відображають відповідно обсяги викидів CO₂ від спалення конкретного виду палива в перерахунку на теплотворна здатність палива, та ступінь окислення при спаленні того чи іншого виду палива.

Відповідно до базової лінії, визначеної в Додатку 2 питома витрата палива в базовому сценарії складала 11,2619 ГДж на МВтг (0,3844 т умовного палива на МВтг).

Таким чином викиди базової лінії в 2009 році склали:

$$BE_u = 11,2619 * ((0,988*0,0946*0,945)+(0,006*0,0774*0,99)+(0,006*0,0554*0,995)) * 4\ 699\ 813 = 4\ 716\ 757 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$

Викиди за проектом в 2009 році склали:

$$PE_u = 11,2395 * ((0,988*0,0946*0,945)+(0,006*0,0774*0,99)+(0,006*0,0554*0,995)) * 4\ 699\ 813 = 4\ 707\ 349 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$

Скорочення викидів в 2009 році склали:

$$ER_u = 4\ 716\ 757 - 4\ 707\ 349 = 9\ 408 \text{ тонн еквіваленту CO}_2$$

Таблиця 4. Щорічні скорочення викидів в період кредитування після закінчення дії Кіотського протоколу

⁸ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

⁹ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

¹⁰ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

¹¹ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 379, табл. П2 10

¹² http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 376, табл. П2 6

¹³ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 381, табл. П2 13



	Роки
Тривалість періоду	16
Роки	Розрахунок річних скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	160 259
2014	235 089
2015	295 491
2016	366 301
2017	436 964
2018	564 185
2019	622 060
2020	663 540
2021	663 540
2022	663 540
2023	663 540
2024	663 540
2025	663 540
2026	663 540
2027	663 540
2028	663 540
Загальні скорочення викидів за період (тонн CO ₂ еквіваленту)	8 652 210
Очікуване середньорічне скорочення викидів впродовж періоду (тонн CO ₂ еквіваленту)	540 763

Загальна кількість скорочень викидів парникових газів за період кредитування після закінчення дії Кіотського протоколу становить 8 652 210 тонн еквіваленту CO₂.
Середньорічні скорочення становлять 540 763 тонн еквіваленту CO₂.

A.5. Затвердження проекту зацікавленими сторонами:

>>

Національним агентством екологічних інвестицій України надано Лист-підтримка № 10/23/7 від 05.01.2011 року.

Очікується надання Листа-схвалення від Державного агентства екологічних інвестицій України після отримання детермінаційного звіту.

Лист –схвалення від уряду країни - покупця скорочень викидів після отримання Листа - схвалення від Державного агентства екологічних інвестицій України.

Державне агентство екологічних інвестицій України

35, вул. Урицького

03035 Київ

Україна

Email: info.neia@gmail.com

Тел.: +380 44 594 9111

Факс: +380 44 594 9115

**РОЗДІЛ В. Базова лінія****В.1. Опис та обґрунтування обраної базової лінії:**

>>

Крок 1: Визначення та опис обраного підходу для визначення Базової лінії

Базовий сценарій для проекту СВ має бути оформлений у відповідності до Доповнення В Додатку до рішення 9/СМР.1 («Керівництва для проектів спільного впровадження») та «Керівництво для визначення критеріїв базового сценарію та моніторингу», версія 0.3¹⁴, розробленої Комітетом з нагляду за СВ (КНСВ), надалі за текстом документу «Керівництво».

Для представленого проекту буде використано власний (СВ) підхід.

Проектом буде використана базова лінія та план моніторингу у відповідності з «Інструменту для демонстрації та оцінки додатковості» (Версія 05.2.1)¹⁵.

В запропонованому проекті викиди CO₂ до атмосфери буде знижено за рахунок підвищення ефективності генерації електроенергії блоками Криворізької ТЕС після оптимізації режимів роботи, обслуговування, ремонтних робіт, підготовки палива, реконструкції котла, турбінного обладнання, системи контролю та управління, генератора та системи охолодження. Проектом передбачено вироблення додаткової електричної енергії, яка замінить генерацію інших, менш ефективних блоків та електростанцій, а, отже, зменшення споживання вугілля та зменшення викидів CO₂ до атмосфери. Головною мірою виробництва електроенергії залежить від попиту на енергетичному ринку.

Обладнання Криворізької ТЕС дозволяє підвищити вироблення електроенергії у будь-який момент. Це означає, що якщо під час строку роботи Проекту буде вироблятися додаткова електроенергія, то вона буде вироблятися з меншою питомою витратою палива ніж це було б без проекту (в базовому сценарії), а, відповідно, і з меншими викидами парникових газів до атмосфери.

Запропонований підхід до розрахунку скорочень викидів передбачає використання параметру питомої витрат палива на одиницю відпущеної електричної енергії (*SFR_y*). Саме цей показник, опис розрахунку якого наведено в Додатку 2, дозволяє оцінити ефективність роботи електростанції, використання обладнання, а також побачити динаміку зміни цих параметрів під час впровадження заходів, передбачених проектом. Показник *SFR_y* розраховується у енергетичних одиницях, що дозволяє побачити реальну картину ефективності роботи обладнання станції з урахуванням змін паливної суміші та інших показників.

Цей показник використовується в енергетиці для визначення витрати палива на одиницю відпущеної енергії, з урахуванням теплотворної здатності використаного палива.

$$SFR_y = \frac{AE L S_y}{F_i y} \quad (1)$$

Де

SFR_y – питома витрата палива електростанції в році у т.у.п./МВтг (ГДж/МВтг);

F_iy – кількість палива *i* використаного електростанцією для виробництва електроенергії, в році у, тонн (тис.м3);

NCV_iy – теплотворна здатність палива *i* спожитого в році у, Гкал/т (тис.м3);

7 - теплотворна здатність однієї ти умовного палива, Гкал/т.у.п.;

AE L S_y – відпуск електроенергії електростанцією в році у, МВтг.

¹⁴ http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf

¹⁵ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.1.pdf>

Базовим Сценарієм для діяльності за Проектом є сценарій, який ґрунтовно відображає антропогенні викиди парникових газів з джерел, які б мали місце за відсутності запропонованого проєкт. Для запропонованого Проєкту було використано власний підхід.

Базовим Сценарієм для запропонованого Проєкту є продовження роботи електростанції без жодних значних інвестицій у ремонт та тим більше реконструкції енергоблоків. Розрахунок Викидів Базового Сценарію базується на припущенні, що питомі витрати палива на одиницю відпущеної електричної енергії залишаються однаковими протягом всього строку реалізації Проєкту.

$$BE_y = \Sigma (SFR_b * SF_{iy} * OXID_{iy} * EF_{iy}) * AELS_y \quad (2)$$

де:

BE_y – викиди базового сценарію в році y , тонн еквіваленту CO_2 ;

SFR_b – питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в базовому сценарії, ГДж/МВтг;

SF_{iy} - частина палива i (вугілля, природний газ або мазут), використаного електростанцією в році y , відносні одиниці;

$OXID_{iy}$ – коефіцієнт окислення палива i в році y відносні одиниці;

EF_{iy} - коефіцієнт викидів CO_2 від використання палива i , що спалюється електростанцією в році i , тонн CO_2 /ГДж;

$AELS_y$ - річний відпуск електроенергії електростанцією до електричної мережі в році y , МВтг.

Значення цього показнику визначено в Додатку 2 на основі даних за три роки, що передують Проєкту (2006, 2007 та 2008).

(3),

Де:

SFR_b - питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в базовому сценарії, ГДж/МВтг;

SFR_{yi} – питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в роках, що передують впровадженню проєкту, ГДж/МВтг;

n - кількість років ($n \geq 3$).

Інші параметри, такі як річний відпуск електроенергії до електричної мережі ($AELS_y$), частина окремого виду палива у паливній суміші (SF_{iy}), коефіцієнт викидів CO_2 від спалення окремих видів палива (EF_{iy}), коефіцієнт окислення окремих видів палива ($OXID_{iy}$) залишаються однаковими у базовому та проєктному сценаріях.

Крок 2: Застосування обраного підходу

Під-Крок 2а. Визначення альтернативних базових сценаріїв



Альтернативами до впроваджуваних за проектом заходів підвищення ефективності є:

Альтернатива 1. Заходи, передбачені проектом, не зареєстровані в якості проекту Спільного впровадження (стислий технічний опис заходів за проектом представлений в розділі А.4.2.);

Альтернатива 2. Реконструкція котельного обладнання без реконструкції турбіни та електричного генератора:

- Заміна (модернізація) поверхонь нагріву в топці та конвективній шахті котла;
- Заміна верхньої радіаційної частини;
- Заміна стельового пароперегрівника;
- Реконструкція поверхонь конвективних пароперегрівачів низького та високого тиску;
- Заміна екранних труб та водяного економайзера;
- Заміна (ремонт) горілочних пристроїв;
- Реконструкція пальників;
- Установка захисно-запальних пристроїв;
- Заміна окремих елементів котлоагрегату (розпалювальних сепараторів, уприскуючих пароохолоджувачів, редуційно-охолоджувальної установки, головних запобіжних клапанів та ін.);
- Заміна (ремонт) шлаковидальючих бункерів та шлакового шнека;
- Ревізія та ремонт системи відсмоктування випару з шлакового комода;
- Модернізація основного обладнання пилогазоповітряного тракту котлоагрегату:
 - o Заміна кульових барабанних млинів з мастило-станціями;
 - o Ревізія та ремонт сепараторів пилосистеми;
 - o Заміна млинових вентиляторів та вентиляторів гарячого дуття;
 - o Промивка та ремонт регенеративних повітряпідігрівачів з мастилостанцією;
 - o Заміна живильників пилу та живильників сирого вугілля;
 - o Заміна (ремонт) дуттьових вентиляторів та димососів з мастилостанцією.
 - o Заміна окремих вузлів та деталей пилогазоповітряного тракту та ділянок пилогазоповітропроводів;
- Ревізія та ремонт системи гідрозоловидалення із заміною ділянок каналів цієї системи;
- Заміна трубопроводів змивної та зрошувальної води;
- Ревізія та заміна паропроводів гострої пари, холодного та гарячого промперегріву;
- Заміна опорно-підвісної системи;
- Монтаж охолоджуваної опорно-підвісної системи.

Альтернатива 3. Реконструкція парової турбіни без реконструкції котельного обладнання та електричного генератора :

1. Технічне переоснащення існуючого турбоагрегату:

- Модернізація проточної частини циліндра високого тиску, середнього тиску та низького тиску;
- Реконструкція системи регенерації низького та високого тиску;
- Заміна робочих та направляючих лопаток;
- Заміна торцевих ущільнень;
- Заміна діафрагм, обойм ущільнень та обойм діафрагм;
- Заміна ротора високого тиску, ротора середнього тиску, ротора низького тиску;
- Ревізія та ремонт деаераційно-живильної установки: турбоживильного насоса та системи його регулювання, живильного електронасоса, передвключених насосів, деаераторів, трубопроводів та арматури в межах установки;
- Щільний огляд та заміна опор та підшипників;
- Заміна валоповоротного пристрою;
- Модернізація системи паророзподілення турбіни: стопорного клапана високого тиску, регулюючих клапанів високого та середнього тиску, відсічного клапана, захисних пристроїв для клапанів та драйверів, регулюючих діафрагм, трубопроводів і арматури в межах установки;
- Реконструкція гідравлічної системи автоматичного регулювання парової турбіни в



- електрогідравлічну;
 - Ревізія та ремонт системи регулювання захисту;
 - Модернізація дренажно-продувочної системи;
 - Модернізація масляної системи і її агрегатів: мастило охолоджувачів та маслобака, робочих та аварійних насосів системи мастила, робочих і аварійних насосів мастильної системи ущільнень;
 - Монтаж системи гідропідйому роторів;
 - Модернізація конденсаційної установки: конденсаційних насосів, насоса пускового ежектора, циркуляційного насоса водопостачання конденсатора, трубопроводів та арматури в межах установки;
 - Заміна циркуляційних водоводів з установкою фільтрів передочищення та кульоочищення конденсатора;
 - Модернізація регенеративної установки: підігрівачів низького тиску, зливного насоса системи підігрівача низького тиску, трубопроводів і арматури в межах установки;
 - Установка мережних підігрівачів;
 - Ревізія та заміна системи охолодження генератора: охолоджувача газохолоджувачів циркуляційного насосу, насосів газового охолодження генератора, насосів технічної води;
 - Щільний огляд зворотних клапанів з гідроприводом.
2. Паротрубопроводи
- Щільний огляд та заміна.
3. Насосне обладнання
- Заміна внутрішнього корпусу живильного насосу;
 - Щільний огляд та заміна всього насосного обладнання.
4. Арматура
- Щільний огляд та, в разі потреби, ремонт та заміна арматури.
5. Ізоляція
- Ревізія та ремонт ізоляції обладнання високого та середнього тиску;
 - Ремонт ізоляції живильного трубопроводу.
6. Система управління
- Оснащення турбіни електронною системою контролю, моніторингу, та управління.
7. Електричні фільтри
- Заміна електродів;
 - Заміна газорозподільних решіток і др.;
 - Заміна високовольтних підвищуючо-випрямних агрегатів електричного живлення та регуляторів їх управління;
 - Заміна рам та балок підвісу;
 - Заміна опорних ізоляторів та ізоляторних коробок;
 - Заміна блоків струшування коронуючих та осаджуючих електродів;
 - Заміна приводів струшування коронуючих та осаджуючих електродів;
 - Заміна високовольтних та інших кабелів;
 - Ревізія та відновлення теплової ізоляції та антикорозійного захисту металоконструкцій ат корпусів;
 - Усунення нещільності в корпусах, бункерах і др.;
 - Установка датчиків запилення, газоаналізаторів, витратоміра димових газів;
 - Установка покажчиків рівня золи;
 - Установка систем пожежної сигналізації та пожежегасіння.

Альтернатива 4. Реконструкція електричного генератора без реконструкції котельного обладнання та парової турбіни

- Заміна обмотки статора;
- Реконструкція або заміна ротора;
- Модернізація системи охолодження генератора з заміною газового конденсатора;
- Модернізація блокового трансформатора;
- Модернізація системи охолодження трансформатора;
- Реконструкція генераторного струмопровода;



- Реконструкція тиристорної системи самозбудження генератора;
- Впровадження реєстратора аварійних подій;
- Реконструкція комірки відкритого розподільного пристрою;
- Реконструкція комірок комплектного розподільного пристрою;
- Реконструкція резервних та робочих трансформаторів;
- Реконструкція силових щитів;
- Модернізація акумуляторної батареї;
- Установа дизель-генераторів власних потреб;
- Модернізація електродвигунів дуттьових вентиляторів, димососів, вентиляторів гарячого дуття, млинів, млинних вентиляторів;
- Модернізація електродвигунів;
- Установа частотного електропривода на електродвигуни мережних насосів;
- Реконструкція кабельних каналів, заміна силових та контрольних кабелів;
- Реконструкція мереж освітлення турбінного відділення.

Альтернатива 5. Проведення ремонтних робіт, оптимізація режимів роботи електростанції, позарегламентні ремонтні роботи, підбір характеристик палива без реконструкції блоків. Ці заходи передбачають незначні зміни в технологічному процесі, заміну деяких найбільш зношених деталей, вузлів та агрегатів. Оптимізація характеристик палива передбачає більш щільний вхідний контроль характеристик палива (окислення, зольність, теплотворна здатність і т. і.). Оптимізація режимів – це вибір найбільш ефективного та економічного режиму роботи Блоку (температура, навантаження і т.п.).

Альтернатива 6. Інвестування у нове генеруюче обладнання. Ця альтернатива передбачає припинення роботи існуючого обладнання електростанції, його консервацію та побудову на виробничому майданчику нових блоків, які складатимуться з нового котла, нової турбіни та нового генератора.

Альтернатива 7. Продовження існуючої ситуації. Існуюча ситуація – це ситуація, за якої не робиться жодних значних інвестицій в реконструкцію чи ремонт існуючого обладнання. Ремонтні роботи проводяться час від часу, після виникнення поломок або аварій. Немає графіку ремонтів (поточних, середніх, капітальних). Використовується паливо низької якості задля досягнення економії коштів на закупівлі. Але використання низькоякісного вугілля (основне паливо, яке використовується на електростанції) призводить до зниження ефективності роботи обладнання та скорочення строку його експлуатації. Таким чином, ТЕС буде продовжувати виробляти електроенергію з постійним зниженням ефективності роботи.

Під-Крок 2в. Оцінка альтернативних сценаріїв

Всі альтернативи до запропонованої проектної діяльності, визначені у під-кроці 2а відповідають діючим законам та нормативно-правовим актам.

1. *Альтернатива 1* унеможливується фінансовими показниками (див. **Розділ В.2**). Тільки реєстрація в якості проекту Спільного Впровадження може дозволити втілити проект у життя, а також стимулювати власника проекту до впровадження аналогічних проектів і на інших ТЕС.
2. *Альтернатива 2* дозволяє власнику проекту зекономити кошти на реконструкцію, підвищити ефективність спалювання палива у котлі, а, відповідно, і ефективність всього блоку, на якому пройде така реконструкція. Але реконструкція котельної частини неможлива без зупинки всього блоку. Таким чином втрати від зупинки блоку будуть однаковим як при частковій, так і при повній реконструкції. В той же час, ефективність такої реконструкції буде значно меншою в порівнянні з повною реконструкцією блоку. Таким чином *Альтернатива 2* є технічно можливою, але економічно не виправданою.

3. *Альтернатива 3* також дозволяє власнику проекту зекономити кошти на реконструкцію та незначною мірою підвищити ефективність всього блоку, на якому пройде така реконструкція. Але реконструкція парової турбіни неможлива без зупинки всього блоку. Таким чином втрати від зупинки блоку будуть однаковим як при частковій, так і при повній реконструкції, включаючи також котел та електричний генератор. В той же час, ефективність такої реконструкції буде значно меншою в порівнянні з повною реконструкцією блоку. Таким чином *Альтернатива 3* є технічно можливою, але економічно не виправданою.
4. *Альтернатива 4* не є виправданою з тих же причин, що й альтернативи 2 та 3.
5. *Альтернатива 5* дозволяє значною мірою зекономити кошти у короткотерміновій перспективі, але дасть значно менший ефект ніж ці заходи, підкріплені реконструкцією енергоблоків. Крім того, заходи з оптимізація режимів роботи ТЕС дуже обмежені технічним станом обладнання. Без реконструкції Блоків вихід на оптимальний режим роботи та маневрування є можливим в дуже вузькому діапазоні потужностей. Це приводить до перевищення оптимальної витрати палива, що веде до підвищення рівня викидів парникових газів до атмосфери. Таким чином, *Альтернатива 5* є можливою тільки в короткостроковій перспективі і не є ні економічно, ні технічно виправданою.
6. *Альтернатива 6* відкидається фінансовим бар'єром. Затрати на будівництво нової генеруючої потужності на сьогодні розраховуються виходячи з приблизно 1000 \$/кВт¹⁶ встановленої потужності. Таким чином, для побудови нової електростанції, потужністю приблизно еквівалентної Криворізькій ТЕС необхідно інвестувати близько 2,8 мільярда \$. Навіть реєстрація такого проекту в якості проекту спільного впровадження не дозволить акумулювати такі обсяги коштів.
7. *Альтернатива 7* є найбільш ймовірною. В розділі А.4.3. вже була описана існуюча ситуація в енергетичному секторі України. Це показує, що навіть існування Національної програми не може гарантувати фінансування заходів з енергозбереження та підвищення ефективності в енергетичному секторі. Більша їх частина залишається на папері.

Висновки до Кроку 2b:

Лише одна альтернатива не була виключена в ході аналізу, і це не впровадження Проекту без реєстрації в якості проекту Спільного Впровадження. Це *Альтернатива 7*. Продовження існуючої ситуації. Існуюча ситуація – це ситуація, за якої не робиться жодних значних інвестицій в реконструкцію чи ремонт існуючого обладнання. Ремонти проводяться час від часу, після виникнення поломок або аварій. Немає графіку ремонтів (поточних, середніх, капітальних). Використовується паливо низької якості задля досягнення економії коштів на закупівлі. Але використання низькоякісного вугілля (основне паливо, яке використовується на електростанції) призводить до зниження ефективності роботи обладнання та скорочення строку його експлуатації. Таким чином, ТЕС буде продовжувати виробляти електроенергію з постійним зниженням ефективності роботи.

Демонстрація додатковості

Див. Розділ В.2.

¹⁶ http://www.necin.com.ua/teplo_elektro_energy/parogaz.htm

**Ключові дані та параметри, що були використані при визначенні базової лінії:**

Значення/ Параметр	SFi_y
Одиниця виміру	Відносні одиниці
Опис	Частина палива <i>i</i> , що було спалене електростанцією, на якій впроваджується проект для виробництва електроенергії в році <i>y</i> , розрахована в енергетичних одиницях
Час визначення / моніторингу	Повинна розраховуватись щонайменше раз на рік. Моніторинг протягом Кредитного періоду
Джерело даних	Ваги, лічильники газу та іншого палива, дані з лабораторії. Розрахунки проводяться на електростанції, на якій впроваджується проект на основі даних щодо спожитого натурального палива та його теплотворної здатності. Форма 3-тех.
Значення, що використовується	-
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	-
Процедури з контролю якості	Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності до інструкцій з експлуатації та національних і міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-

Значення/ Параметр	AEL_{Sy}
Одиниця виміру	МВтг
Опис	Кількість електроенергії, відпущеної до національної електричної мережі електростанцією в році <i>y</i> .
Час визначення / моніторингу	Повинна розраховуватись щонайменше раз на рік. Моніторинг протягом Кредитного періоду
Джерело даних	Лічильники електроенергії та форма 3-тех.
Значення, що використовується	-
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	-
Процедури з контролю якості	Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності до інструкцій з експлуатації та національних та міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-



Значення/ Параметр	<i>OXID_i</i>
Одиниця виміру	Відносні одиниці
Опис	Показник окислення палива <i>i</i> в році <i>y</i>
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду.
Джерело даних	Цей показник визначається згідно МГЕЗК ¹⁷ та у “Національному кадастрі антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990 – 2009 роки” ¹⁸ або інші редакції, чинні на момент складання Моніторингових звітів
Значення, що використовується	<i>OXID_i</i> для вугілля спаленого на Криворізькій ТЕС за даними Кадастру у 2009 році (останній звітний рік) становить 0,945 ¹⁹ ; Для попередніх років коефіцієнт складає, відповідно до Кадастру: 2006 – 0,951; 2007 – 0,948; 2008 – 0,957 ²⁰ . Під час складання Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів. <i>OXID_i</i> для мазуту становить 0,99 згідно Робочої книги МГЕЗК 1996; <i>OXID_i</i> для газу становить 0,995 згідно Робочої книги МГЕЗК 1996.
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Параметр <i>OXID_i</i> вказує долю викопного палива, що повністю окислюється під час спалення.
Процедури з контролю якості	-
Коментарі	-

Значення/ Параметр	<i>EF_i</i>
Одиниця виміру	тонн CO ₂ /ТДж (ГДж)
Опис	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю від спалення палива <i>i</i> в році <i>y</i>
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду.
Джерело даних	Цей показник визначається згідно МГЕЗК ²¹ та у “Національному кадастрі антропогенних викидів з джерел та

¹⁷ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

¹⁸ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

¹⁹ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 381, табл. П2 13

²⁰ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 381, табл. П2 13

²¹ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>



	абсорбції поглиначами парикових газів в Україні за 1990 – 2009 роки” ²² або інші редакції, чинні на момент складання Моніторингових звітів
Значення, що використовується	<p><i>EFiу</i> для вугілля – 0,0946 тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для вугілля, що спалювалось на Криворізькій ТЕС у 2009 році (останній звітний рік) становить 25,8 тонн С / ТДж²³. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = 44 / 12. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює 94,6 тонн CO₂/ТДж, або 0,0946 тонн CO₂/ГДж);</p> <p>Для попередніх років значення коефіцієнту відповідно до Кадастру складає:</p> <p>2006 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж; 2007 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж; 2008 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж²⁴.</p> <p>Для наступних років використовується показник для останнього звітного року подання Кадастру.</p> <p>Під час складання Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів.</p> <p><i>EFiу</i> для мазуту – 0,0774 тонн CO₂ на ГДж (згідно Робочої книги МГЕЗК 1996 коефіцієнт викидів вуглецю для мазуту становить 21,1 тонн С / ТДж. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = 44 / 12. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює 77,366 тонн CO₂/ТДж, або 0,0774 тонн CO₂/ГДж);</p> <p><i>EFiу</i> для природного газу – 0,0554 тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для природного газу у 2009 році (останній звітний рік) становить 15,11 тонн С / ТДж²⁵. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = 44 / 12. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює 55,4 тонн CO₂/ТДж, або 0,0554 тонн CO₂/ГДж).</p> <p>Для попередніх років значення коефіцієнту відповідно до Кадастру складає:</p> <p>2006 рік – 0,05566 тонн CO₂/ГДж;</p>

²² http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

²³ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 379, табл. П2 10

²⁴ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 379, табл. П2 10

²⁵ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 376, табл. П2 6



	2007 рік – 0,0554 тонн CO ₂ /ГДж; 2008 рік – 0,05544 тонн CO ₂ /ГДж ²⁶ . Для наступних років використовується показник для останнього звітного року подання Кадастру. При складанні Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів.
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Показник <i>E_{Fi}</i> вказує викиди CO ₂ від спалення викопного палива різних типів (вугілля, мазут, газ).
Процедури з контролю якості	-
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>SFR_b</i>
Одиниця виміру	T умовного палива на МВтг або ГДж/МВтг
Опис	Питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Визначається під час Детермінації
Джерело даних	Історичні дні за останні щонайменше три роки, що передують впровадженню проекту. Дані збираються на станції та розраховуються розробником проекту.
Значення, що використовується	Для базового сценарію показник становить 0,3844 туп/МВтг (11,2619 ГДж/МВтг) .
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Цей показник використовується в енергетиці для визначення витрати палива на одиницю відпущеної енергії, з урахуванням теплотворної здатності палива. Розрахунок параметру <i>SFR</i> визначає використання палива незалежно від його типу. Значення про використані обсяги натурального палива перемножуються на теплотворну здатність відповідного виду палива, а потім отримані значення сумуються, а сума ділиться на обсяг відпущеної до електричної мережі електроенергії. Показник <i>SFR</i> відображає витрату палива не в натуральному вираженні, а в енергетичних одиницях, тобто дає можливість відійти від специфіки якогось окремого виду палива та порівнювати ефективність роботи обладнання в різні проміжки часу.
Процедури з контролю якості	Під час розрахунків беруться до уваги погрішності та похибки вимірювальних приладів. У відповідності до ГКД-34.09.103-96, затвердженого Міністерством Енергетики та електрифікації України в 1996 році а також ГКД 34.08.108-98 затвердженого Міністерством палива та енергетики України в 1998 році. Ці документи є базовими для розрахунку та контролю всіх робочих параметрів електростанцій в Україні. Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності

²⁶ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 376, табл. П2 6



	до інструкцій з експлуатації та національних і міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>n</i>
Одиниця виміру	Роки
Опис	Кількість років, за даними яких визначається середнє значення параметрів для визначення Базового Сценарію
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Визначається під час Детермінації
Джерело даних	Історичні дні за останні щонайменше три роки, що передують впровадженню проекту.
Значення, що використовується	3 роки ($n \geq 3$)
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Використання значення за період щонайменше трьох років дозволяє виявити основні тенденції та динаміку показників роботи електростанції
Процедури з контролю якості	-
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>F_{iy}</i>
Одиниця виміру	Тонни, тисячі м ³
Опис	Кількість палива <i>i</i> використаного електростанцією для виробництва електроенергії, в році <i>y</i>
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Визначається під час Детермінації
Джерело даних	Історичні дні за останні щонайменше три роки, що передують впровадженню проекту.
Значення, що використовується	Дані щодо кожного з видів палива (вугілля, природний газ, мазут) отримані з показань лічильників та вагів (дивись Додаток 3)
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Використання значення за період щонайменше трьох років дозволяє виявити основні тенденції та динаміку показників роботи електростанції
Процедури з контролю якості	Всі вимірювання проводяться за допомогою каліброваного обладнання.
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>NCV_{iy}</i>
Одиниця виміру	Гкал/т (тис.м ³)
Опис	теплотворна здатність палива <i>i</i> спожитого в році <i>y</i> базового сценарію
Час	Визначається в проектно-технічній документації.



визначення / моніторингу	Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Визначається під час Детермінації
Джерело даних	Історичні дані за останні щонайменше три роки, що передують впровадженню проекту.
Значення, що використовується	Дані щодо кожного з видів використаного палива (вугілля, природного газу, мазуту) отримані від постачальника палива та перевіряються акредитованою хімічною лабораторією ТЕС (дивись Додаток 3).
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Використання значення за період щонайменше трьох років дозволяє виявити основні тенденції та динаміку показників роботи електростанції
Процедури з контролю якості	Всі вимірювання проводяться за допомогою каліброваного обладнання.
Коментарі	-

В.2. Описання того, як антропогенні викиди парникових газів за джерелами знизяться в порівнянні до стану за відсутності ПСВ:

>>

Проектом буде використано специфічний підхід до визначення базової лінії та плану моніторингу у відповідності з “Інструментом для демонстрації та оцінки додатковості”(Версія 05.2.1)²⁷.

Визначення найбільш ймовірного базового сценарію для реконструкції та/або покращення енергетичної ефективності електростанції за рахунок запровадження наступних кроків:**Крок 1. Визначення можливостей базової лінії, що не відповідають законодавчим або нормативним вимогам*****Під-крок 1а. Визначення альтернатив діяльності за проектом***

Див. Розділ В.1.

Висновки до розділу 1а:

Альтернатива 1. Заходи, передбачені проектом, не зареєстровані в якості проекту Спільного впровадження;

Альтернатива 2. Реконструкція котельного обладнання без реконструкції турбіни та електричного генератора;

Альтернатива 3. Реконструкція парової турбіни без реконструкції котельного обладнання та електричного генератора;

Альтернатива 4. Реконструкція електричного генератора без реконструкції котельного обладнання та парової турбіни;

Альтернатива 5. Проведення ремонтних робіт, оптимізація режимів роботи станції, підбір характеристик палива без реконструкції блоків.

Альтернатива 6. Інвестування у нове генеруюче обладнання;

²⁷<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.1.pdf>



Альтернатива 7. Продовження існуючої ситуації.

Під-крок 1b. Відповідність законодавчим та нормативним вимогам

Всі альтернативи, запропоновані на Кроці 1a відповідають законодавчим та нормативним вимогам. Будь-які значні ремонтні роботи чи реконструкції енергетичного обладнання повинні мати оцінку впливу на навколишнє середовище, тому всі вищезгадані альтернативи, в разі їхнього втілення в життя повинні будуть мати таку оцінку.

Загальне регулювання енергетичного сектору України відбувається за такими нормативними актами: Закон України про електроенергетику з 16 жовтня 1997 року, № 575/97-ВР²⁸ є основним законом в Україні який визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, забезпеченням енергетичної безпеки України, конкуренцією та захистом прав споживачів і працівників галузі. Закон стимулює та гарантує стабільний розвиток стосовно електроенергетики: раціональне використання палива, розвиток технології та безпеку навколишнього середовища. У 1996 році, Україна прийняла Національну Енергетичну Програму до 2010 року²⁹, створену для відновлення функціонування ТЕС, яка дозволяє продовжувати їх експлуатацію на наступні 25 років. Програмний мандат, як спосіб досягнення цієї мети, визначає технологічне удосконалення, використання відновлювальних джерел енергії та модернізацію енергетичної системи (ЕС), в тому числі підвищення безпеки для навколишнього середовища. Програмою також визначено, що основне обладнання, а також більшість допоміжного обладнання потребує удосконалення для досягнення бажаного рівня безпеки. Якісне вугілля повинно використовуватись для зниження рівня забруднення навколишнього середовища. Однак, велику кількість цих реконструкцій було відкладено через недостатність державного фінансування держбюджетом, слабку законодавчу базу та нестачу самостійного (приватного) фінансування.

Задля того, щоб створити незалежну від імпорту електроенергії країну, Президент видав наказ щодо заходів підвищення енергетичної безпеки України (21 жовтня 2005), та закликав до розробки енергетичної стратегії в період до 2030 року. Нова енергетична стратегія до 2030 року була затверджена рішенням No. 145-р Кабінету Міністрів в березні 2006 року³⁰.

Висновки до Кроку 1b:

Альтернатива 1. Заходи, передбачені проектом, не зареєстровані в якості проекту Спільного впровадження;

Альтернатива 2. Реконструкція котельного обладнання без реконструкції турбіни та електричного генератора;

Альтернатива 3. Реконструкція парової турбіни без реконструкції котельного обладнання та електричного генератора;

Альтернатива 4. Реконструкція електричного генератора без реконструкції котельного обладнання та парової турбіни;

Альтернатива 5. Проведення ремонтних робіт, оптимізація режимів роботи станції, підбір характеристик палива без реконструкції блоків.

Альтернатива 6. Інвестування у нове генеруюче обладнання;

Альтернатива 7. Продовження існуючої ситуації.

Крок 2. Інвестиційний аналіз

²⁸ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=575%2F97-%E2%F0>

²⁹ <http://www.uazakon.com/document/spart91/inx91184.htm>

³⁰ <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc>



Підставою для застосування інвестиційного аналізу є визначення того, чи не є запропонований проект:

- (a) Найбільш економічно привабливим; або
- (b) Економічно чи фінансово обґрунтованим без залучення коштів від продажу скорочень викидів.

Інвестиційний аналіз був виконаний учасниками проекту у відповідності до “Керівництва з проведення Інвестиційного Аналізу” (Версія 05)³¹.

Під-крок 2a. Визначення відповідного методу аналізу

Запропонована діяльність за проектом призводить до економії коштів, таким чином аналіз витрат (під-крок 2b Опція I) Керівництва визначення додатковості не може бути використаний.

Згідно з версією 05.2.1 Керівництва визначення додатковості для проектів МЧР було обрано Опцію III – порівняльний аналіз. Учасники проекту обрали використання NPV (чиста наведена вартість) проекту як індикатор оцінювання. Учасники проекту оцінили опцію, яка представлена в Інструкції щодо додатковості, для того, щоб обрати дійсний критерій для показника.

Був обраний підхід 4b варіанту III. Учасники проекту прийняли середню комерційну відсоткову ставку (використовувались фактичні дані для проектів реконструкції ТЕС в 2007 – 2008 роках) відповідно до рішення щодо змісту проекту як критерій для проектної NPV.

Під-Крок 2b: Запровадження порівняльного аналізу

Базовим показником для визначення NPV проекту є комерційна відсоткова ставка в Україні. Це означає, що власник проекту не приймав би до уваги проекти, що генерують грошовий потік з меншим NPV.

Під-Крок 2c. Розрахунок та порівняння індикаторів

Розрахунок грошового потоку проекту проводився з використанням наступних припущень:

- середня комерційна відсоткова ставка за кредитами в Україні в 2007 – 2008 роках складала 15% річних.
- Розрахунок грошового потоку робився на період 2007 – 2020 (14 років).
- Загальні інвестиції у Проект – 10 027 750 000 гривень.

Рішення про початок проекту було прийнято в 2006 році.

Розрахунки зроблені беручи до уваги лише ціну на вугілля, бо воно є основним паливом на ТЕС і інвестиційне рішення приймалося у розрахунок на те, що частина вугілля у паливній суміші складе щонайменше 98 – 99%. Таким чином, інші види палива не бралися до уваги під час інвестиційного аналізу.

Завдяки підвищенню ефективності роботи енергоблоків після реконструкції, для виробництва електроенергії буде використано меншу кількість палива, що дозволить зекономити кошти на паливо.

В результаті NPV Проекту дорівнює – **2 465 501 000 гривень (-236 204 350 Євро)**. Проектне є фінансово привабливим без реєстрації в якості проекту СВ. Та навіть така реєстрація не зробить проект фінансово привабливим. Якщо ціна одиниць скорочення викидів буде дорівнювати 10 Євро, NPV Проекту складе – **2 361 423 060 гривень (-226 233 280 Євро)**.

Під-Крок 2d: Аналіз чуттєвості

Для аналізу чуттєвості було розглянуто варіанти зміни двох найбільш значущих факторів для Проекту:

- Сценарій 1 – ціна вугілля (основний вид палива) зростає на 20%.

³¹ http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf



- Сценарій 2 – Обсяг інвестицій зменшується на 20%.

Результат аналізу чуттєвості:

Сценарій 1: NPV – 2 383 263 000 гривень.

Сценарій 2: NPV – 1 889 163 000 гривень.

Висновки до Кроку 2: Після проведення аналізу чуттєвості можна зробити висновок, що діяльність за Проектом навряд чи буде фінансово / економічно привабливою. Переходимо до Кроку 4 (Аналіз звичайної практики).

Крок 3. Аналіз бар'єрів (опція)

Не використовується.

Крок 4. Аналіз звичайної практики:

За останні 15 років лише декілька проектів реконструкції ТЕС були впроваджені в Україні. Основні заходи, запропоновані урядом, вже були описані в розділі А.4.3. Основні заходи, описані в Стратегії розвитку енергетичного сектору є дуже тотожними з проектними діями. Всі ці заходи не можуть бути впроваджені через брак коштів. Ситуація в енергетичному секторі України веде до того, що більшість ТЕС будуть приватизовані, але навіть в цьому напрямку майже жодних конкретних цілей чи дій не робиться через політичну та фінансову нестабільність. Реконструкція енергоблоків Придніпровської ТЕС є одним з дуже не багатьох проектів, які впроваджуються і тільки завдяки можливості продажу ОСВ.

Звичайною практикою в Україні є проведення систематичних обов'язкових робіт та ремонтів на електростанціях. **Обов'язковий перелік робіт під час проведення ремонтів описаний у ГКД 34.20.661-2003 "Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж", затвердж. Міністерством палива та енергетики України в 2004 році.** Заходи, що впроваджуються поза цим переліком повинні бути враховані при розрахунку проектних викидів, викидів базового сценарію та скорочень викидів за проектом.

Крок 4 задовольняє умови додатковості бо схожі проекти існують, але вони значною мірою відрізняються від запропонованого Проекту. Таким чином Проект є додатковим.

Базова лінія – це кількість парникових газів, яка була згенерована Криворізькою ТЕС за відсутності Проекту. Вона була описана в розділі В.1. Національні особливості та юридичні аспекти генерації електроенергії в Україні наведені в розділі А.4.3.

Проектом передбачена повна реконструкція генеруючого обладнання ТЕС (детальний опис заходів представлений в розділі А.4.2.)

Викиди парникових газів знизяться за рахунок більш ефективного використання палива. Втілення реконструкції на ТЕС спричинить зниження питомої витрати палива на виробництво одиниці продукції (МВт, Гкал). Це означає, що кожний згенерований МВт потребуватиме меншої кількості палива, що, в свою чергу, означатиме, що викиди парникових газів від виробництва МВт (Гкал) будуть нижче ніж за умови відсутності проекту.

За період чотирьох років (2009 – 2012) загалом за проектом емісія склала **25 365 933 тонн еквіваленту CO₂**.

За період двох років (2009 – 2012) загалом за базовим сценарієм емісія склала **25 666 374 тонн еквіваленту CO₂**.

Загальні скорочення викидів за проектом протягом дворічного терміну становлять **300 441 тонн еквіваленту CO₂**.

За період шістнадцяти років (2013 – 2028) загалом за проектом очікується емісія **147 622 608 тонн еквіваленту CO₂**.

За період шістнадцяти років (2013 – 2028) загалом за базовим сценарієм очікується емісія **156 274 818 тонн еквіваленту CO₂**.

Загальні скорочення викидів за проектом протягом шістнадцятирічного терміну становлять **8 652 210 тонн еквіваленту CO₂**.

Детальні розрахунки наведені в Апендиксі 1. Окремі приклади також представлені в розділі А.4.3.1.

Припущення:

- Для періоду 2009 – 2010 розрахунки викидів базової лінії, проектних викидів та скорочень викидів базуються на фактичних даних за ці роки. Для періоду 2011 – 2028 років розрахунки викидів базової лінії, проектних викидів та скорочень викидів базуються на розрахункових значеннях виробництва електричної енергії станцією. Під час проведення моніторингу будуть використовуватись фактичні дані.

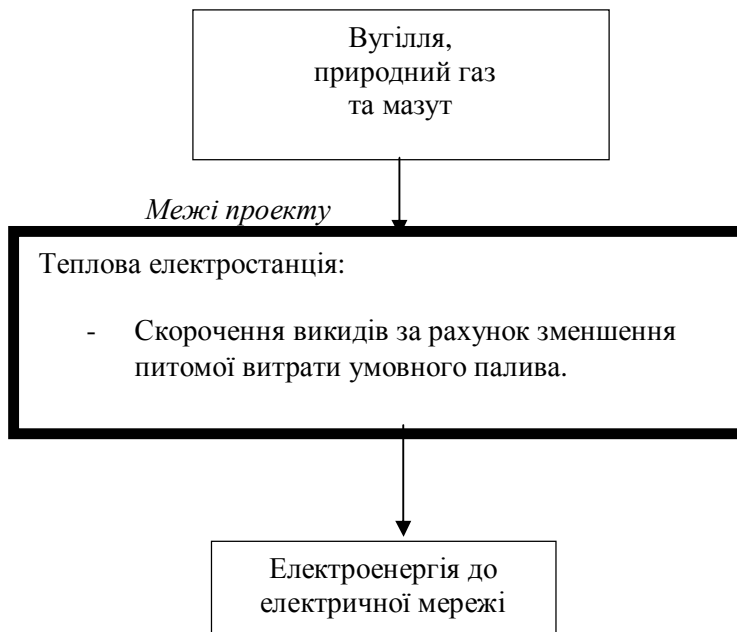
В.3. Опис застосування терміну межі проекту у даному проекті:

>>

Межі проекту

Межі проекту включають в себе територію електростанції, та всіх її енергоблоків. Це відображено на Малюнку 6.

Малюнок 6 – Межі проекту



Джерела та гази включені до меж проекту зазначені в таблиці 5.

Таблиця 5. Джерела і гази, включені до меж проекту.

	Джерело	Газ	Включено	Пояснення
Базова лінія	Базові викиди електростанції	CO ₂	Так	Викиди CO ₂ , що виникають під час спалення палива.
		CH ₄	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
		N ₂ O	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
Проект	Проектні викиди електростанції	CO ₂	Так	Викиди CO ₂ , що виникають під час спалення палива.
		CH ₄	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.



		N ₂ O	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
--	--	------------------	----	---

В.4. Подальша інформація про базову лінію, включаючи дату завершення обґрунтування базової лінії і ім'я особи/установи, яка обирає базову лінію:

>>

Дата завершення вивчення базової лінії: 12/05/2011.

Ім'я особи/установи, яка встановлює базову лінію: ТОВ "ЕЛТА-ЕКО", Україна

Не є учасником проекту.

Відповідальний виконавець: Роговий Максим Іванович, директор.

Телефон: +38 050 595 0311

Факс: +38 057 713 41 02

Електронна пошта: m_rogovoy@elta.kharkov.ua

Більш детальна контактна інформація в Додатку 1.

**РОЗДІЛ С. Тривалість проекту / Період кредитування****С.1. Дата початку проекту:**

>>

28/12/2006 (договір на розробку ТЕО №87-723-2841-ДПО від 28.12.2006).

С.2. Запланований строк експлуатації проекту:

>>

20 років (240 місяців). Проведення реконструкції за проектним сценарієм передбачає продовження строку експлуатації обладнання на 20 років

С.3. Тривалість періоду кредитування:

>>

Початок Періоду Кредитування – 01/01/2009 – перший день генерації ОСВ від проекту.

Кінець Періоду Кредитування – 31/12/2012.

Кредитний період після завершення дій першого періоду забор'язань за Кіотським протоколом – 16 років (192 місяці).

Початок періоду - 01/01/2013.

Закінчення періоду – 31/12/2028.

Одиниці скорочення викидів, згенеровані проектом після закінчення дії Кіотського протоколу будуть визначені відповідним рішенням РКЗК ООН.

**РОЗДІЛ D. План моніторингу:****D.1. Опис обраного плану моніторингу:**

>>

Відповідно до обраної базової лінії План моніторингу передбачає вимірювання використаного палива (вугілля, природний газ, мазут), відпуску електроенергії на протязі року з щомісячним розрахунком скорочень викидів. Постачання теплової енергії у базовому сценарії було дуже незначним та постійно зменшувалось завдяки впровадженню заходів зі зменшення втрат у мережі та підвищення ефективності виробництва. Попит на теплову енергію при цьому є постійним – опалення одного лише прилеглого міста Зеленодольськ. Таким чином ми робимо консервативне припущення та не використовуємо показники по виробленій та відпущеній тепловій енергії в розрахунках. Питома витрата умовного палива розраховується окремо для електричної та теплової енергії. Таким чином викиди та скорочення викидів також розраховуються окремо для електричної та теплової енергії – консервативне припущення. Розрахунок витрати палива ведеться за кількістю спожитого умовного палива (У відповідності до ГКД-34.09.103-96, затвердженого Міністерством Енергетики та електрифікації України в 1996 році). Одна та умовного палива дорівнює 7 Гкал або 29,3076 ГДж (дивись Додаток 2). Це дозволяє не робити корегувань на зміну теплотворної здатності палива в різні роки. Показник питомої витрати палива розраховується на одиницю відпущеної електричної енергії, тобто вже з урахуванням витрат на власні потреби. За період 2006 – 2008 років (до початку проекту) середній показник питомої витрати палива був взятий для розрахунку викидів у базовому сценарії (дивись Додаток 2).

D.1.1. Розділ 1 – Моніторинг скорочень за проектом та за базовим сценарієм:**D.1.1.1. Дані, які будуть збиратись для моніторингу викидів від проекту та спосіб зберігання цих даних:**

№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі
P1 PEy	Викиди за проектом в році у	розрахунки	Тонн еквіваленту CO ₂	р	щороку	100%	Електронний / паперовий	Розраховується за формулою (4). Див. Розд. D.1.1.2.
P2 SFRy	Питома витрати палива в році у	Розрахунки, форма 3-тех	ГДж/МВтг	В/р	щомісяця	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється та розраховується щомісяця (див. Додаток 2, формула (7))



P3 <i>SFi_y</i>	Частина палива <i>i</i> , використаного в році <i>y</i> .	Ваги, лічильник газу, прилад обліку мазуту, лабораторія, форма 3-тех	Відносні одиниці	В/р	щомісяця	100%	Електронний, паперовий	Прилади обліку вимірюють витрати палива в реальному часі, потім виходячи з теплотворної здатності палива розраховується цей параметр
P4 <i>OXID_iy</i>	Коефіцієнт окислення палива <i>i</i> в році <i>y</i>	МГЕЗК 1996 ³² ; “Національний кадастр антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990 – 2009 роки” ³³	Відносні одиниці	п	Перед початком	100%	Електронний, паперовий	<i>OXID_iy</i> для вугілля у 2009 та наступних роках 0,945 ³⁴ ; Для попередніх років коефіцієнт складав, відповідно до Кадастру: 2006 – 0,951; 2007 – 0,948; 2008 – 0,957 ³⁵ . Під час складання Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів. <i>OXID_iy</i> для мазуту становить 0,99 згідно Робочої книги МГЕЗК 1996; <i>OXID_iy</i> для газу

³² <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

³³ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

³⁴ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 381, табл. П2 13

³⁵ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, сторінка 381, табл. П2 13



								становить 0,995 згідно Робочої книги МГЕЗК 1996.
P5 <i>EFiy</i>	Коефіцієнт викидів CO ₂ від спалення палива <i>i</i> в році у за проектом	МГЕЗК 1996 ³⁶ ; “Національний кадастр антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990 – 2009 роки” ³⁷	тонн CO ₂ /ТДж	п	Перед початком	100%	Електронний, паперовий	див.розділ В.1
P6 <i>AELSy</i>	Річний відпуск електричної енергії	Лічильники електроенергії, форма 3-тех	МВтг	в	щомісяця	100%	Електронний, паперовий	Вимірюється постійно з архівуванням щодня, щомісяця та щорічно.

D.1.1.2. Опис формул, використаних для оцінки проектних викидів (для кожного газу, джерела і т.і. ; викиди в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Розрахунок проектних викидів проводиться шляхом отримання значення питомих викидів парникових газів до атмосфери від відпуску одиниці електроенергії до мережі та помноження цього значення на загальний корисний відпуск електроенергії за звітний період. Розраховуються викиди від спалення кожного з видів використаного палива (вугілля, мазуту, газу) шляхом перемноження значення питомої витрати палива (в енергетичних одиницях) *SFRy* на частину саме цього виду палива у паливному балансі (*SFiy*) саме цього року; на визначений на міжнародному рівні коефіцієнт викидів CO₂ до атмосфери від спалення даного виду палива (*EFiy*), а також на коефіцієнт окислення даного виду палива (*OXIDiy*), який є також

³⁶ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

³⁷ http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php



визнаним на міжнародному рівні та вказує, до якої міри той чи інший вид палива окисляється під час спалення³⁸. Отримані коефіцієнти викидів парникових газів для різних видів палива сумуються та перемножуються на річний корисний відпуск електричної енергії до мережі, що дозволяє отримати загальний обсяг викидів парникових газів до атмосфери, отриманий від виробництва та відпуску електроенергії до національної електричної мережі за звітний рік.

Проектні викиди розраховуються таким чином:

$$PE_u = \sum(SFR_y * SF_{iy} * OXID_{iy} * EF_{iy}) * AELS_y \quad (4),$$

де:

PE_u – проектні викиди в році u , тонн еквіваленту CO₂;

SFR_y – питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в проектному сценарії, ГДж/МВтг;

SF_{iy} – частина палива i (вугілля, природний газ або мазут), використаного електростанцією в році u , відносні одиниці;

$OXID_{iy}$ – коефіцієнт окислення палива i в році u , відносні одиниці;

EF_{iy} – коефіцієнт викидів CO₂ від спалення палива i , що спалюється електростанцією в році u , тонн CO₂ /ГДж;

$AELS_y$ – річний відпуск електроенергії електростанцією до електричної мережі в році u , МВтг

D.1.1.3. Відповідні дані, необхідні для визначення базової лінії антропогенних викидів парникових газів за джерелами в межах проекту та як ці дані збиратимуться та архівуватимуться:

№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі

³⁸ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>



D.2.)								
B1 <i>BEu</i>	Викиди за базовим сценарієм в році у	розрахунки	Тонн еквіваленту CO ₂	р	Щороку	100%	Електронний / паперовий	Розраховується за формулою (5) з розділу D.1.1.4., див. нижче
B2 <i>SFRb</i>	Питомі витрати палива в базовому сценарії	Історичні дані	ГДж/МВтг	В/р	Перед початком	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється та розраховується щомісяця, дані накопичуються (див. Додаток 2, формула (8))

D.1.1.4. Опис формул, використаних для оцінки викидів базової лінії (для кожного газу, джерела та ін.; викиди в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Розрахунок викидів базового сценарію для звітного року проводиться шляхом отримання значення питомих викидів парникових газів до атмосфери від відпуску одиниці електроенергії до мережі та помноження цього значення на загальний корисний відпуск електроенергії за звітний період за умови відсутності проекту. Для цього розраховуються викиди від спалення кожного з видів використаного палива (вугілля, мазуту, газу) шляхом перемноження значення питомої витрати палива в базовому сценарії (в енергетичних одиницях) *SFRu* на частину саме цього виду палива у паливному балансі (*SFi_u*) у звітному році (це дозволить отримати фактичні дані по викидах парникових газів до атмосфери, які б мали місце за відсутності проекту у звітному році); на визнаний на міжнародному рівні коефіцієнт викидів CO₂ до атмосфери від спалення даного виду палива (*EFi_u*), а також на коефіцієнт окислення даного виду палива, який є також визнаним на міжнародному рівні та вказує, до якої міри той чи інший вид палива окислюється під час спалення³⁹. Отримані коефіцієнти викидів парникових газів для різних видів палива сумуються та перемножуються на річний корисний відпуск електричної енергії до мережі, що дозволяє отримати загальний обсяг викидів парникових газів до атмосфери, який був би отриманий від виробництва та відпуску електростанцією електроенергії до національної електричної мережі за звітний рік за умови відсутності проекту. Цей показник перераховується кожного року, при цьому незмінним залишається лише показник питомої витрати палива для базового сценарію, що дозволяє побачити ефект саме від запровадження проекту, а не інших чинників, таких як зміна попиту на електроенергію чи зміна паливної суміші..

Викиди за базовим сценарієм розраховуються наступним чином:

³⁹ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>



$$BE_y = \Sigma (SFR_b * SF_{iy} * OXID_{iy} * EF_{iy}) * AELS_y \quad (5)$$

де:

BE_y – викиди базового сценарію в році y , тонн еквіваленту CO₂;

SFR_b – питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в базовому сценарії, ГДж/МВтг;

SF_{iy} – частина палива i (вугілля, природний газ або мазут), використаного електростанцією в році y , відносні одиниці;

$OXID_{iy}$ – коефіцієнт окислення палива i в році y , відносні одиниці;

EF_{iy} – коефіцієнт викидів CO₂ від спалення палива i , що спалюється електростанцією в році y , тонн CO₂ /ГДж;

$AELS_y$ – річний відпуск електроенергії електростанцією до електричної мережі в році y , МВтг.

D. 1.2. Варіант 2 – Прямий моніторинг скорочень викидів за проектом (значення мають відповідати розділу E.):

D.1.2.1. Дані, які треба зібрати для моніторингу скорочень викидів за проектом та як ці дані будуть архівуватись:

№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі

Незастосовне

D.1.2.2. Опис формул, використаних для розрахунку скорочень викидів за проектом (для кожного газу, джерела та ін.; викиди/скорочення викидів в т еквіваленту CO₂):

>>

Незастосовне

D.1.3. Облік витоків у плані моніторингу:



Цей розділ не заповнюється тому, що в результаті реалізації проекту зменшується витрата палива, а, відповідно, і витоків від побічних викидів метану⁴⁰. Крім того, кількість таких витоків дуже мала, що дозволяє прийняти їхню кількість за нульову – консервативне припущення.

D.1.3.1. Якщо застосовне, будь ласка опишіть дані та інформацію, які будуть збиратись для моніторингу витоків за проектом:								
№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі

D.1.3.2. Опис формул, використаних для розрахунку витоків (для кожного газу, джерела та ін.; викиди в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Дивись Розділ D.1.3.

D.1.4. Опис формул, використаних для розрахунку скорочень викидів за проектом (для кожного газу, джерела та ін. викиди/скорочення викидів в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Скорочення викидів, що їх було досягнуто протягом періоду функціонування проекту розраховуються як різниця між викидами за базовим сценарієм та викидами за проектом. Це знайшло своє відображення в наступній формулі:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

де:

ER_y – скорочення викидів, досягнуті за рахунок проекту в році y , тонн еквіваленту CO₂;

BE_y – викиди базового сценарію в році y , тонн еквіваленту CO₂;

⁴⁰ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>



PEy – проектні викиди CO₂ в році у, тонн еквіваленту CO₂

D.1.5. Коли застосовне, у відповідності до процедури, визначеною приймаючою стороною, інформація щодо збору та архівування інформації про екологічний вплив проекту:

>>

Для забезпечення безпечного та надійного функціонування встановленого устаткування на ТЕС використовуються заходу з забезпечення контролю та гарантування якості у відповідності до діючих вимог та правил. Відповідно до цих вимог системи контролю якості впроваджено регулярне обслуговування та тестування устаткування та інструментарію. Все вимірювальне обладнання проходить регулярні перевірки. Інформація щодо калібрування зберігається і може бути перевірена в будь-який момент. Перевірка відповідності отриманих даних та розрахунок скорочень викидів відбуватиметься щомісяця.

Відповідно до вимог українського законодавства проводиться моніторинг та документування показників викидів пилу, сажі, NO_x, CO та ін. Ці показники відображаються в стандартній формі звітності 2ТП-Повітря, затвердженій в останній редакції наказом Державного комітету статистики України №223 від 30.06.2009. Також станцією один раз на 5 – 7 років отримується Дозвіл на викиди забруднюючих речовин до навколишнього природного середовища.

Основні закони, ще регулюють діяльність за проектом є: Закон України “Про Захист навколишнього природного середовища” № 1264-ХІІ від 25.06.1991 року⁴¹.

Закон України “Про захист атмосферного повітря” № 2708-ХІІ від 16.10.1993 року⁴².

Міжнародний стандарт “Система управління Захистом навколишнього середовища” ISO 14001-2004⁴³.

D.2. Процедури контролю якості (КЯ) та гарантування якості (ГЯ), застосовані для контрольованих даних:		
Дата (Зазначити таблицю та № з.п.)	Рівень сумнівності даних (високий/середній/низький)	Поясніть процедури КЯ/ГЯ заплановані для цих даних, або чому такі процедури є зайвими.
P3 SFiy Кількість палива і використаного на виробництво енергії в році у в проектному сценарії	Низький	Дані з конвеєрних вагів (для вугілля) перевіряється після установки регулярно контролюється та повіряється у відповідності з інструкцією з експлуатації виробника. Усі дефекти та пошкодження повинні бути виправлені та проведене повірвання. Лічильник газу контролюється та повіряється постачальником газу у відповідності з його процедурами та існуючим законодавством. Пошкоджений лічильник повинен бути замінений. Похибки приладів вимірювання враховуються в розрахунках та наведені в Додатку 3.

⁴¹ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1264-12>

⁴² <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=2707-12>

⁴³ http://www.iso.org/iso/catalogue_detail?csnumber=31807



P6 AELSy Річний відпуск електричної енергії	Низький	Дані з електричного лічильника контролюються після встановлення та періодично контролюються та повіряється у відповідності з інструкцією виробника та вимогами діючого законодавства. Пошкоджений лічильник повинен бути замінений.
--	---------	---

Незалежно від плану моніторингу, всі дані з лічильників та вимірювачів перевіряються щоденно. Окрім вказаних параметрів, також для забезпечення нормального функціонування обладнання проводиться моніторинг інших даних.

Будь-яке пошкоджене обладнання повинно бути відремонтоване або замінене якнайшвидше.

Вимірювання використання палива відбувається щодня та відображається в щоденних звіті.

Теплотворна здатність палива вимірюється сертифікованою лабораторією та відображається у звіті.

Відпуск електроенергії вимірюється постійно та відображується в щоденних звіті.

Всі вищезгадані дані формують місячний звіт та річний звіт за формою “3-тех”.

D.3. Опишіть керівну та організаційну структуру, що буде застосовуватись оператором проекту по відношенню до втілення плану моніторингу:

>>

Проект впроваджено на ТЕС у відповідності до технічних стандартів та вимог України. Все обладнання має системи моніторингу та безпеки відповідно до національних вимог в енергетичному секторі. Всі дані, потрібні для моніторингу, накопичуються виробничо-технічним відділом електростанції та систематизуються у стандартній звітній формі «3-тех». Основні параметри роботи електростанції вимірюються за допомогою вимірювальних приладів та відображаються на графіках у реальному часі. Дані з використання палива вимірюються по всій електростанції в цілому, а вироблена енергія вимірюється по кожному блоку окремо. Це дозволяє вимірювати середні викиди по електростанції та бачити вплив проекту на робочі показники роботи електростанції в будь-який час.

Всі пуски та зупинки кожного з блоків електростанції фіксуються одночасно з кількістю годин роботи кожного блоку ТЕС. Це означає, що навіть коли якийсь блок не буде працювати, всі вимірювання будуть продовжуватись та викиди за проектом будуть розраховуватись. Усі калібрування на корегування вимірювального устаткування також знаходять своє відображення у технічній документації.

Дані щодо відпущеної електричної енергії щодня фіксуються на центральному щиті управління станцією працівниками електроцеху та у формі звітів передаються до виробничо-технічного відділу.

Інформація щодо спожитого вугілля щодня фіксується працівниками паливно-транспортного цеху та передається до виробничо-технічного відділу.

Споживання мазуту фіксується щодня працівниками котельно-турбінного цеху та передається до виробничо-технічного відділу електростанції.

Дані щодо спожитого природного газу фіксується щоденно оператором газорозподільної електростанції та передається також до виробничо-технічного відділу.

Дані стосовно теплотворної здатності палива передаються до виробничо-технічного відділу сертифікованою лабораторією електростанції.

Працівники виробничо – технічного відділу розраховують на основі цих даних показник питомої витрати палива та формують місячні звіти та річний звіт за формою “3-тех”.

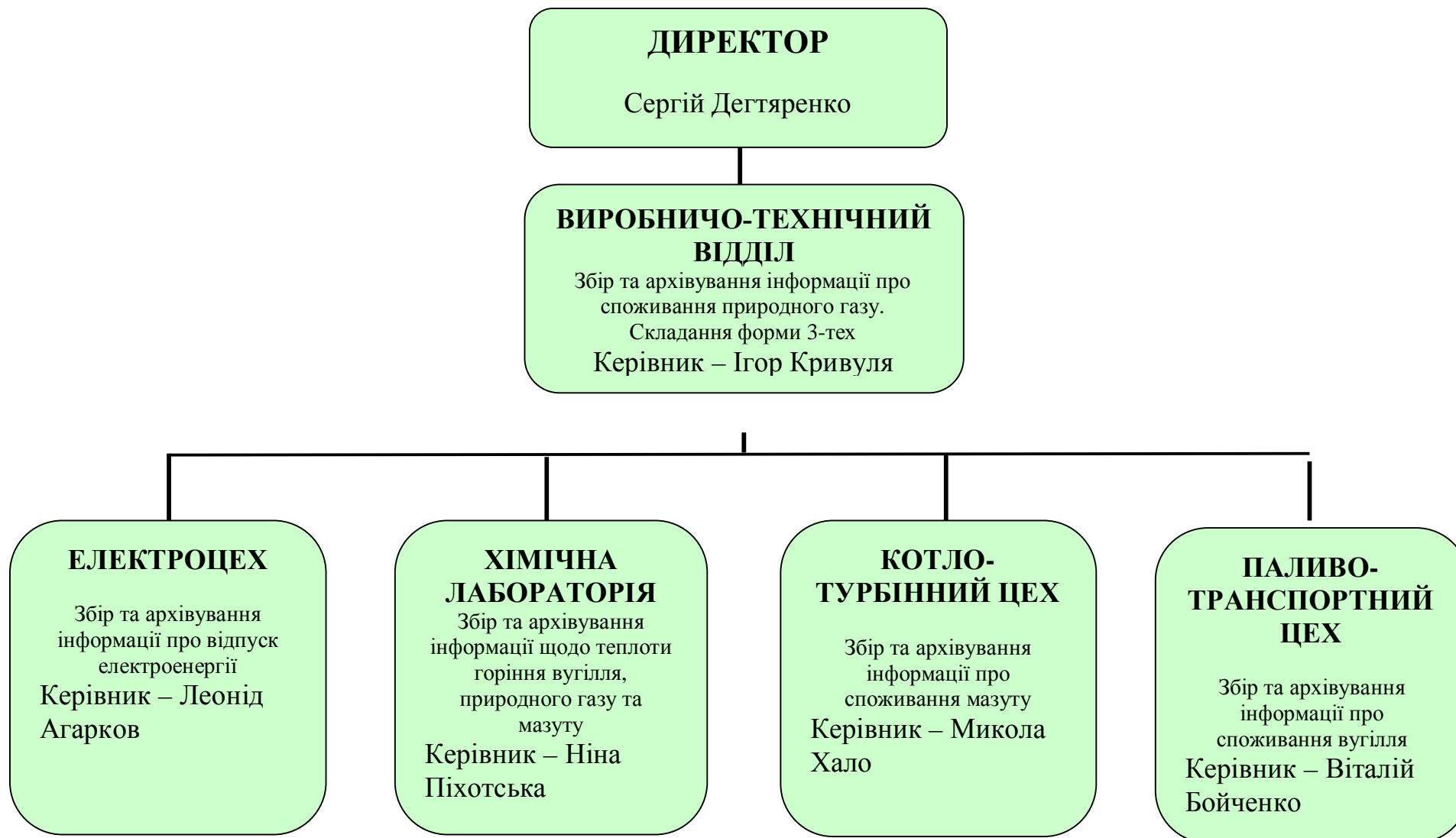


Потім ці дані передаються до менеджера проекту компанії “Елта-Еко”, який проводить розрахунок викидів та скорочень викидів та складає моніторинговий звіт.

Всі дані зберігаються в електронному та паперовому вигляді протягом всього життєвого циклу проекту та щонайменше два роки після останнього переведу одиниць скорочення викидів.

Якнайменше раз на місяць менеджер проекту компанії “Елта-Еко” перевіряє достовірність даних та підготовлює щорічний звіт для затвердження у контролера.

Усі роботи по ремонту та усуненню несправностей проводяться оператором та власником: ПАТ “Дніпроенерго”. Менеджер проекту компанії “Елта-Еко” проводить моніторинг та збір даних.





D.4. Фізична чи юридична особа, що визначає план моніторингу:

>>

Дата завершення плану моніторингу: 12/05/2011

Ім'я особи/установи, що визначає план моніторингу:

Пан Роговий Максим Іванович,

ТОВ "Елта-Еко" (Не є учасником проекту),

14/3, Стадіонний проїзд,

Харків, Україна

61091

тел. + 38 050 5950311

факс. + 38 057 392 0045

M_rogovoy@elta.kharkov.ua

**РОЗДІЛ Е. Оцінка скорочень викидів парникових газів****Е.1. Оцінка проектних викидів:**

>>

Наступні розрахунки базуються на базовій лінії, визначеній в Розділі В.2. та за допомогою формул (1), (2),(3) та (4) з розділів D.1.1.2, D.1.1.4. та D.1.4. Енергія, що виробляється після проведення реконструкції має менший коефіцієнт викидів порівняно з тим, який був до реконструкції. Більш висока ефективність Блоків ТЕС відображається на більш низькому споживанні палива на ГДж виробленої на ТЕС електроенергії. Розрахунки проводяться для електричної енергії відпущеної до національної мережі. При розрахунках використовуються консервативні припущення. Дані, отримані при розрахунках знижуються на значення похибок та погрешностей вимірювальних приладів. Для представленого проекту буде використано Специфічний підхід.

Таблиця Е-1. Оцінка проектних викидів(дивись формула (4) в розділі D.1.1.2)

ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	4 707 349
2010	6 185 389
2011	7 566 364
2012	6 906 831
Всього 2010 – 2012	25 365 933

ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	7 412 771
2014	8 290 776
2015	8 581 975
2016	8 385 229
2017	8 809 450
2018	9 265 400
2019	9 359 932
2020	9 724 119
2021	9 724 119
2022	9 724 119
2023	9 724 119
2024	9 724 119
2025	9 724 119
2026	9 724 119
2027	9 724 119
2028	9 724 119
Всього 2013 - 2028	147 622 608

Е.2. Оцінка витоків:

>>

Цей розділ не заповнюється. Див. Розділ D.1.3.

**Е.3. Сума Е.1. та Е.2.:**

>>

Таблиця Е-2. Сума проектних викидів та витоків

СУМА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ ТА ВИТОКІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Сума проектних викидів та витоків (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	4 707 349
2010	6 185 389
2011	7 566 364
2012	6 906 831
Всього 2010 – 2012	25 365 933

СУМА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ ТА ВИТОКІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	7 412 771
2014	8 290 776
2015	8 581 975
2016	8 385 229
2017	8 809 450
2018	9 265 400
2019	9 359 932
2020	9 724 119
2021	9 724 119
2022	9 724 119
2023	9 724 119
2024	9 724 119
2025	9 724 119
2026	9 724 119
2027	9 724 119
2028	9 724 119
Всього 2013 - 2028	147 622 608

Е.4. Оцінка викидів базової лінії:

>>

Таблиця Е-3. Оцінка викидів базової лінії (формула 5 Розділ D.1.1.4)

ОЦІНКА ВИКИДІВ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	4 716 757
2010	6 244 962
2011	7 697 267
2012	7 007 388
Всього 2010 – 2012	25 666 374

ОЦІНКА ВИКИДІВ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Оцінка викидів за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	7 573 031
2014	8 525 866
2015	8 877 466
2016	8 751 530
2017	9 246 414



2018	9 829 585
2019	9 981 992
2020	10 387 659
2021	10 387 659
2022	10 387 659
2023	10 387 659
2024	10 387 659
2025	10 387 659
2026	10 387 659
2027	10 387 659
2028	10 387 659
Всього 2013 - 2028	156 274 818

Е.5. Різниця між Е.4. та Е.3., що відображає скорочення викидів за проектом:

>>

Таблиця Е-4. Скорочення викидів за проектом (формула 6 з розділу D.1.4)

ОЦІНКА СКОРОЧЕНЬ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Загальні скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	9 408
2010	59 574
2011	130 902
2012	100 556
Всього 2010 – 2012	300 441

ОЦІНКА СКОРОЧЕНЬ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Загальні скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	160 259
2014	235 089
2015	295 491
2016	366 301
2017	436 964
2018	564 185
2019	622 060
2020	663 540
2021	663 540
2022	663 540
2023	663 540
2024	663 540
2025	663 540
2026	663 540
2027	663 540
2028	663 540
Всього 2013 - 2028	8 652 210

**Е.6. Таблиця результатів, отриманих за вищевказаними формулами:**

>>

Таблиця Е-5. Викиди за проектом та скорочення викидів за кредитний період (2010 – 2012).

Рік	Очікувані викиди за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані витоки (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані викиди за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2009	4 707 349	0	4 716 757	9 408
2010	6 185 389	0	6 244 962	59 574
2011	7 566 364	0	7 697 267	130 902
2012	6 906 831	0	7 007 388	100 556
Всього (тонн еквіваленту CO ₂)	25 365 933	0	25 666 374	300 441
Середньорічний обсяг скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)	6 341 483	0	6 416 594	75 110

Таблиця Е-6. Викиди за проектом та скорочення викидів за період кредитування після закінчення дії Кіотського протоколу (2013 - 2028).

Рік	Очікувані викиди за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані витоки (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані викиди за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	7 412 771	0	7 573 031	160 259
2014	8 290 776	0	8 525 866	235 089
2015	8 581 975	0	8 877 466	295 491
2016	8 385 229	0	8 751 530	366 301
2017	8 809 450	0	9 246 414	436 964
2018	9 265 400	0	9 829 585	564 185
2019	9 359 932	0	9 981 992	622 060
2020	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2021	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2022	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2023	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2024	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2025	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2026	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2027	9 724 119	0	10 387 659	663 540
2028	9 724 119	0	10 387 659	663 540
Всього (тонн еквіваленту CO ₂)	147 622 608	0	156 274 818	8 652 210
Середньорічний обсяг скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)	9 226 413	0	9 767 176	540 763

**РОЗДІЛ F. Вплив на навколишнє середовище****F.1. Документи щодо аналізу екологічного впливу проекту, включаючи трансграничні наслідки, у відповідності до процедури, визначеної приймаючою стороною:**

>>

Опис впливу на навколишнє природне середовище розробляється окремо для кожного з блоків електростанції.

Для даного проекту СО ДПР НДІ “Теплоелектропроект” ВАТ “Донбасенерго” в 2010 році в рамках ТЕО “Технічне переоснащення енергоблоку ст. №3 із реконструкцією електрофільтрів Криворізької ТЕС ВАТ “Дніпроенерго” було розроблено окрему книгу “Охорона навколишнього природного середовища”. В цьому документі описується вплив реалізації даного проекту на навколишнє середовище. Трансграничних наслідків не очікується.

F.2. Якщо учасники проекту або приймаюча сторона вважають екологічні наслідки значними, будь ласка, наведіть висновки та всі посилання на відповідні документи, що доводять проведення оцінки екологічних наслідків у відповідності до процедури, встановленої приймаючою стороною:

>>

Негативних екологічних наслідків не очікується. Немає потреби в оцінці екологічного впливу. Обладнання відповідає вимогам законодавства України. Відповідність має бути перевірена, коли буде подано заявку на дозвіл для встановлення обладнання.

**РОЗДІЛ G. Коментарі зацікавленої громадськості****G.1. Інформація щодо коментарів зацікавленої громадськості у відповідних випадках:**

>>

Проект був представлений українському уряду і місцевим органам влади у формі оформленої проектної ідеї, а потім і у формі ТЕО. Органи влади оцінили проект позитивно, та затвердили його. Національне агентство екологічних інвестицій видало Лист-підтримки.

Інформація про проект була оприлюднена в газеті "Апостоловські Новини" №41 від 21-27.05.07.

Усі коментарі, отримані станцією, були позитивними та на користь впровадження проекту.

Додаток 1**КОНТАКТНА ІНФОРМАЦІЯ УЧАСНИКІВ ПРОЕКТУ****ВЛАСНИК ПРОЕКТУ**

Організація:	ПАТ Дніпроенерго
Вулиця, а/с:	Добролюбова
Дім:	20
Місто:	Запоріжжя
Штат/область:	
Поштовий індекс:	69006
Країна:	Україна
Телефон:	+38 (061) 286 -73-59
Факс:	+38 (061) 286-71-55, 286-71-12
E-mail:	
Код ЄДРПОУ	00130872
URL:	www.dniproenergo.ua
Представник:	Сердюков Роман
Посада:	Голова правління
Звернення:	Пан
Прізвище:	Сердюков
По батькові:	Петрович
Ім'я:	Роман
Відділ:	
Телефон (прямий):	+38 (061) 286 -73-59
Факс (прямий):	+38 (061) 286-71-55, 286-71-12
Мобільний телефон:	
Особистий e-mail:	kanc@gc.dnepr.energy.gov.ua

**РОЗРОБНИК ПРОЕКТУ**

Організація:	ТОВ "Елта-Еко"
Вулиця, а/с:	Стадіонний проїзд
Дім:	14/3
Місто:	Харків
Штат/область:	
Поштовий індекс:	61091
Країна:	Україна
Телефон:	+38 (057) 713 4102
Факс:	+38 (057) 392 0045
E-mail:	elta@elta.kharkov.ua
URL:	www.elta.kherkov.ua
Представник:	Роговий Максим
Посада:	Директор
Звернення:	Пан
Прізвище:	Роговий
По батькові:	Іванович
Ім'я:	Максим
Відділ:	
Телефон (прямий):	
Факс (прямий):	+38 062 713 41 02
Мобільний телефон:	+38 050 595 0311
Особистий e-mail:	m_rogovoy@elta.kharkov.ua

**ПОТЕНЦІЙНИЙ ПОКУПЕЦЬ ОДИНИЦЬ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ**

Організація:	АйЕнджі Банк Н.В.
Вулиця, а/с:	Бйлмерплейн 888
Дім:	АМП Д.05.007
Місто:	Амстердам
Штат/область:	
Поштовий індекс:	1102 МДжі
Країна:	Нідерланди
Телефон:	-
Факс:	-
Е-mail:	-
URL:	www.ing.com
Представник:	Петер ван Ейндховен
Посада:	Директор
Звернення:	Пан
Прізвище:	Ван Ейндховен
По батькові:	-
Ім'я:	Петер
Відділ:	Структурне Банківське Фінансування
Телефон (прямий):	+31 20 565 82 07
Факс (прямий):	+31 20 565 82 07
Мобільний телефон:	+31 65 021 30 41
Особистий e-mail:	Peter.van.eindhoven@ingbank.com



Додаток 2

ІНФОРМАЦІЯ ПРО БАЗОВУ ЛІНІЮ

Скорочення викидів за проектом досягаються за рахунок зниження питомих витрат палива на одиницю відпущеної за проектом енергії. Реконструкція та модернізація обладнання ТЕС дозволяють підняти рівень ефективності її роботи. Це дозволить знизити коефіцієнт викидів CO₂ для відпущеної енергії з 1,005 тонн еквіваленту CO₂/МВтг до 0,9395 тонн еквіваленту CO₂/МВтг.

Для розрахунку були використані наступні значення коефіцієнтів емісії CO₂ (*EF_{iy}*), окислення (*OXID_{iy}*), визначені у МГЕЗК⁴⁴ та у “Національному кадастрі антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990 – 2009 роки”⁴⁵, надалі Кадастр:

Коефіцієнт викидів CO₂ (*EF_{iy}*):

EF_{iy} для вугілля – **0,0946** тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для вугілля, що спалювалось на Криворізькій ТЕС у 2009 році (останній звітний рік) становить **25,8** т С / ТДж⁴⁶. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює **94,60** тонн CO₂/ТДж, або **0,0946** тонн CO₂/ГДж);

Для попередніх років значення коефіцієнту відповідно до Кадастру складає:

2006 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж;

2007 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж;

2008 рік – 0,0946 тонн CO₂/ГДж⁴⁷.

Для наступних років використовується показник для останнього звітного року подання Кадастру. Під час складання Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів.

EF_{iy} для мазуту – 0,0774 тонн CO₂ на ГДж (згідно Робочої книги МГЕЗК 1996 коефіцієнт викидів вуглецю для мазуту становить **21,1** тонн С / ТДж. Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів CO₂, що дорівнює **77,366** тонн CO₂/ТДж, або **0,0774** тонн CO₂/ГДж);

EF_{iy} для природного газу – **0,0554** тонн CO₂ на ГДж (згідно даних Кадастру коефіцієнт викидів вуглецю для природного газу у 2009 році (останній звітний рік) становить **15,11** тонн С / ТДж⁴⁸.

Для перерахунку та отримання коефіцієнту викидів вуглекислого газу (CO₂) використовується коефіцієнт CO₂/С = **44 / 12**. Таким чином, для розрахунків проектних викидів, викидів базової лінії та скорочень викидів в даному проекті для вугілля було використано коефіцієнт викидів

⁴⁴ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

⁴⁵

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p

hp

⁴⁶

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 379, табл. П2 10

⁴⁷

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 379, табл. П2 10

⁴⁸

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 376, табл. П2 6



CO₂, що дорівнює **55,4** тонн CO₂/ГДж, або **0,0554** тонн CO₂/ГДж).

Для попередніх років значення коефіцієнту відповідно до Кадастру складає:

2006 рік – 0,05566 тонн CO₂/ГДж;

2007 рік – 0,0554 тонн CO₂/ГДж;

2008 рік – 0,05544 тонн CO₂/ГДж⁴⁹.

Для наступних років використовується показник для останнього звітного року подання Кадастру.

При складанні Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів

Коефіцієнт окислення (OXID_i) використаного палива:

OXID_i для вугілля спаленого на Запорізькій ТЕС за даними Кадастру у 2009 році (останній звітний рік) становить **0,945**⁵⁰;

Для попередніх років коефіцієнт складає, відповідно до Кадастру:

2006 – 0,951;

2007 – 0,948;

2008 – 0,957⁵¹.

Під час складання Моніторингових звітів буде використано коефіцієнт для останнього з затверджених звітних періодів.

OXID_i для мазуту становить **0,99** згідно Робочої книги МГЕЗК 1996;

OXID_i для газу становить **0,995** згідно Робочої книги МГЕЗК 1996.

Для розрахунків викидів базової лінії також використовувались історичні дані за 2006, 2007 та 2008 роки.

В ці роки всі блоки були у роботі і отримані дані дозволяють побачити середні показники ТЕС в базовому сценарії:

Річний відпуск електроенергії ТЕС:

*AELS*2006 = 5 730 649 МВтг;

*AELS*2007 = 5 844 270 МВтг;

*AELS*2008 = 5 853 349 МВтг;

***AEL**S**b* = (5 730 649 + 5 844 270 + 5 853 349)/3 = 5 809 423 МВтг**

Для розрахунку викидів базового сценарію використовується параметр питомої витрати палива (*SFR*). Цей показник використовується в енергетиці для визначення витрати палива на одиницю відпущеної енергії, з урахуванням теплотворної здатності палива. Під час розрахунків беруться до уваги та відраховуються погрешності та похибки вимірювальних приладів (У відповідності до ГКД-34.09.103-96, затвердженого Міністерством Енергетики та електрифікації України в 1996 році). Розраховується показник за формулою:

⁴⁹

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 376, табл. П2 6

⁵⁰

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 381, табл. П2 13

⁵¹

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.p
hp, сторінка 381, табл. П2 13



$$SFR_y = F_i / AELS_y \quad (7)$$

Де

SFR_y – питома витрата палива електростанції в році y т.у.п./МВтг (ГДж/МВтг);

F_i – кількість палива i використаного електростанцією для виробництва електроенергії, в році y , тонн (тис.м3);

NCV_i – теплотворна здатність палива i спожитого в році y , Гкал/т (тис.м3);

7 - теплотворна здатність однієї тонни умовного палива, Гкал/т.у.п.;

$AELS_y$ – відпуск електроенергії електростанцією в році y , МВтг.

Під час розрахунків беруться до уваги погрішності та похибки вимірювальних приладів (У відповідності до ГКД-34.09.103-96, затвердженого Міністерством Енергетики та електрифікації України в 1996 році, а також ГКД 34.08.108-98 затвердженого Міністерством палива та енергетики України в 1998 році. В разі затвердження інших керуючих документів – у відповідності з цим новим затвердженим документом).

За рахунок фіксування значення показника SFR для базового сценарію, вважається, що він враховує також і ефект від впровадження планових ремонтних заходів на електростанції, на якій впроваджується проект. В іншому разі, показник повинен був би зростати щороку за рахунок фізичного зношення обладнання.

Цей показник вимірюється в грамах умовного палива на відпущений кВтг (г на МВтг). Одна тонна умовного палива еквівалентна 29,3076 ГДж або 7 Гкал. Показник SFR відображає витрату палива не в натуральному вираженні, а в енергетичних одиницях, тобто дає можливість відійти від специфіки якогось окремого виду палива та порівнювати ефективність роботи обладнання в різні проміжки часу.

Енергетична ефективність електростанції, на якій впроваджується проект повинна бути визначена до впровадження проекту. Для цього значення параметру SFR в базовому сценарії повинно бути розраховане, беручи до уваги його значення за щонайменше 3 (три) роки, що передують впровадженню проекту:

(8),

Де:

SFR_b - питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в базовому сценарії, ГДж/МВтг;

SFR_{yi} – питома витрата умовного палива електростанцією на відпущену електричну енергію в роках, що передують впровадженню проекту, ГДж/МВтг;



n - кількість років ($n \geq 3$).

Для розрахунку викидів базової лінії були використані наступні історичні дані:

$$SFR_{2006} = 0,3835 \text{ туп/МВтг (11,2366 ГДж/МВтг)}$$

$$SFR_{2007} = 0,3835 \text{ туп/МВтг (11,2366 ГДж/МВтг)}$$

$$SFR_{2008} = 0,3861 \text{ туп/МВтг (11,3127 ГДж/МВтг)}$$

$$SFR_b = (SFR_{2006} + SFR_{2007} + SFR_{2008})/3 = \mathbf{0,3844 \text{ туп/МВтг (11,2619 ГДж/МВтг)}}$$

Викиди базового сценарію перераховуються кожного року відповідно до зміни річного відпуску електроенергії та зміни у складі паливної суміші. Стійкими залишаються лише показник питомої витрати палива, значення якого визнано як стійке до впровадження заходів, передбачених проектом.

Додаток 3**ПЛАН МОНІТОРИНГУ**

У зв'язку з тим, що скорочення викидів за проектом визначаються виходячи з кількості спожитого палива (кожного типу), виробленої електричної та відпущеної теплової енергії електростанцією, буде використана система обліку використання палива та відпущеної та виробленої енергії, встановлена на електростанції. Всі дані будуть задокументовані та зберігатимуться у паперовому та електронному вигляді. Протягом всього життєвого циклу проекту.

Перевірка та документування показників лічильників, та розрахунок скорочень викидів відбуватиметься щомісяця.

Всі прилади обліку перевіряються, тестуються, калібруються та проводиться їх наладка з встановленою періодичністю та не можуть бути розпломбовано без узгодження та документування. Завдяки цьому точність даних може бути перевірена у будь-який час.

Система вимірювання витрати палива включає в себе вимірювання використаного вугілля, природного газу та мазуту. Всі вимірювання проводяться за допомогою каліброваного обладнання.

Кількість витраченого вугілля вимірюється за допомогою двох вагів конвеєрного типу з класом точності $0,5 \div 1$ та відносною погрішністю $\pm 0,5 \div 1\%$.

Використання природного газу в рамках проекту вимірюється за допомогою облікового приладу "Лідер-ВГ-1" з класом точності 0,2 та відносною погрішністю $\pm 0,2\%$. Прилад проходить регулярні (у відповідності до вимог виробника приладу та постачальника газу) перевірки, ремонт та калібрування. Всі дані з лічильника перевіряються двічі (оператором проекту та постачальником газу).

Система вимірювання електроенергії включає в себе декілька приладів обліку, які розташовані на території ТЕС на трансформаторній підстанції. Типи приладів SL761B071 (16 штук) з класом точності 0,2.

Відпуск тепла до мережі міста Зеленодольськ вимірюється за допомогою ергометра типу 125 «А» з класом точності 2,5 та відносній погрішністю $\pm 1\%$.

Всі погрішності вимірювання враховуються при розрахунках.

У випадку, якщо дані стосовно моніторингу стане недоступною, підрахунок скорочень викидів переривається та всі необхідні документи будуть представлені АНО, ДАЕІ та НКСВ.
