



ФОРМА ПРОЕКТНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ПРОЕКТУ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ
Версія 01 – діє з: 15 червня 2006 р.

ЗМІСТ

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

Додатки

Додаток 1: Контактна інформація про учасників проекту

Додаток 2: Інформація про базову лінію

Додаток 3: План моніторингу



РОЗДІЛ А. Загальний опис проекту

А.1. Назва проекту:

«Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області»

Сектори економіки:

1. Енергетична промисловість (відновлювані - / не відновлювані джерела);
2. Розподіл енергії;
3. Енергетичні потреби.

Версія Проектної Документації: 04.

Дата: 2 серпня 2011 р.

А.2. Опис проекту:

Основною метою проекту є скорочення викидів парникових газів за рахунок зменшення споживання палива, зокрема зменшення споживання природного газу (який імпортується до України) та вугілля, а також зменшення споживання електроенергії в результаті реконструкції систем теплопостачання міст Донецької області, що включає реконструкцію і заміну обладнання котельень та розподільчих тепломереж. Призначенням проекту є сприяння сталому розвитку міст Донецької області шляхом впровадження енергозберігаючих технологій.

Обласне комунальне підприємство (ОКП) «Донецьктеплокомуненерго» є одним з основних теплопостачальних підприємств в Донецькій області. Комунальне підприємство (КП) «Макіївтепломережа» є основним теплопостачальним підприємством в м. Макіївка. Комунальне комерційне підприємство (ККП) «Маріупольтепломережа» є основним теплопостачальним підприємством в м. Маріуполь. ТОВ «Артемівськ-енергія» є одним з основних теплопостачальних підприємств в м. Артемівськ. Вони продають теплову енергію у вигляді тепла, гарячої води та пари місцевим споживачам, а саме житловому сектору, муніципальним споживачам і організаціям державної форми власності. Ринок цієї продукції є стабільним впродовж багатьох років.

Проект «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» було ініційовано у 2006 році. В ньому передбачена реконструкція централізованих систем теплопостачання цих міст Донецької області, що включає заміну та реконструкцію котлів та теплорозподільчих мереж, встановлення когенераційних установок та частотних регуляторів, заміну теплообмінників та насосів, перехід від існуючих центральних теплових пунктів (ЦТП) на індивідуальні теплові пункти (ІТП).

Проект охоплює котельні та тепломережі, що входять до складу теплопостачальних підприємств КП «Макіївтепломережа», ККП «Маріупольтепломережа» та ТОВ «Артемівськ-енергія», а саме 156 котельень з 505 встановленими котлами та 662 км теплорозподільчих мереж у двотрубному обчисленні, див. Додатки 1 та 2.

а) Існуюча ситуація до початку проекту

Звичайною практикою для підприємств централізованого теплопостачання в Україні, включаючи теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, є проведення щорічних мінімальних ремонтних робіт систем теплопостачання, щоб підтримувати їх у робочому стані. В реальності



проводиться ремонт елементів теплорозподільчих мереж та котлів, несправність яких може призвести до аварій.

б) Базовий сценарій

За базовий сценарій було прийнято економічно життєздатний та реалістичний сценарієм з дуже повільною діяльністю з реконструкції. Тарифи на тепло не включають ресурси для майбутньої реконструкції систем тепlopостачання, а лише ресурси для необхідного ремонту після можливих аварій. Мінімальний щорічний ремонт системи не веде до зниження базових викидів, тому що при цьому відбувається занепад системи в цілому зі зменшенням ефективності на інших об'єктах, тому загальні фактичні викиди Постачальника залишились би на приблизно тому ж самому рівні. Цей сценарій не є привабливим для навколишнього середовища на найближче майбутнє (включаючи перший період зобов'язань на 2008-2012 роки), тому що викиди парникових газів Постачальника залишатимуться на тому ж самому рівні або збільшуватимуться, але економічно цей сценарій є привабливим.

в) Проектний сценарій

Проект забезпечує збільшення ефективності споживання палива та електричної енергії з метою скорочення викидів парникових газів по відношенню до поточної практики.

Економія палива буде забезпечена за рахунок:

- Заміни старих котлів на нові з більшою ефективністю;
- Реконструкції котлів з підвищенням їх ефективності;
- Переключення навантаження з котельні із застарілим обладнанням на котельні, обладнані високоефективним обладнанням;
- Переведення котельних з вугілля на природний газ;
- Заміни пальників;
- Встановлення теплоутилізаторів;
- Покращення організації тепломереж;
- Впровадження попередньо-ізольованих труб;
- Переходу від існуючих ЦТП на ІТП;
- Встановлення когенераційних установок;
- Заміни теплообмінників;
- Заміни насосів;
- Встановлення частотних регуляторів до електроприводів тягодуттєвого обладнання та насосів;

Проектом передбачене встановлення 174 нових високоефективних котлів, модернізація 221 котла, заміна пальників на 87 котлах, встановлення 43 теплоутилізаторів, заміну 32 теплообмінників, впровадження на 45 котельнях частотних регуляторів до електроприводів, заміну 221 насоса, встановлення 11 ІТП, реконструкцію близько 91,5 км теплорозподільчих мереж та інші енергозберігаючі заходи.

Проектом передбачене також встановлення когенераційних установок для виробництва електроенергії на власні потреби на трьох котельнях – 3 газопоршневі електростанції марки "Caterpillar" (США): G3520B (1 од.) потужністю 1460 кВт, G3520C (1 од.) потужністю 2000 кВт та G3516B (1 од.) потужністю 1165 кВт.

Після впровадження проекту, щорічно починаючи з 2013 року, очікувано буде зекономлено близько 48,4 млн. nm^3 природного газу, 1350 тон вугілля та 13370 МВт-год електроенергії, та додатково ще 37000 МВт-год електроенергії за рахунок власного виробництва. Таке зменшення споживання палива та електроенергії буде результатом збільшення ефективності котлів та котельного обладнання, зменшення втрат тепла у тепломережах, впровадження енергозберігаючих заходів та встановлення когенераційних установок. Межі проектної діяльності, наведеної вище, можуть бути змінені залежно від фінансової ситуації підприємств, що впроваджують проект.



Очікуване щорічне проектне зниження викидів парникових газів, головним чином CO₂, складатиме 156,053 тис. тон після повного впровадження проекту, у порівнянні з ситуацією «бізнес як звичайно» або з базовим сценарієм.

Впровадження проекту забезпечить вагому економічну та соціальну вигоду та позитивно вплине на навколишнє середовище міст Донецької області. Соціальний вплив проекту є позитивним, тому що після його впровадження відбудеться покращення послуг теплопостачання.

Вплив проекту на навколишнє середовище буде дуже позитивним, тому що відбудеться скорочення викидів як парникових, так і токсичних газів, таких як CO₂, NO_x, SO_x та CO. Також завдяки тому, що відбудеться покращення послуг, деяка частина населення не буде використовувати електричні обігрівачі. Це додатково зменшить споживання електроенергії, з якою пов'язані викиди CO₂, SO_x, NO_x, CO та твердих часток з електростанцій.

Оцінений проектний ризик обмежений та мінімізований. Україна проголосила централізоване теплопостачання та комунальну енергетику пріоритетними напрямками національного розвитку енергозбереження.

Стислий опис історії (основні етапи) проекту (включаючи його складову СВ):

Проект було ініційовано у 2006 році.

Березень, 2006 – підписано Договори на розробку та просування проекту спільного впровадження «Реконструкція систем теплопостачання Донецької області 2» між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та КП «Макіївтепломережа» (№380 від 15.03.2006 р.) та між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» і МКП «Артемівськтепломережа». (від 15.03.2006 р.)

Березень, 2006 – підписано Договір між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та Інститутом Промислової Екології про підготовку матеріалів проекту Спільного Впровадження зі зниження викидів парникових газів за рахунок реконструкції систем теплопостачання в Донецькій області (№ 561 від 15.03.2006 р.).

Липень, 2006 – підписано Договір про дольову участь у розробці та просуванні проекту спільного впровадження «Реконструкція систем теплопостачання Донецької області 2» між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та ККП «Маріупольтепломережа» (від 20.07.2006 р.).

Серпень, 2006 – підписано договір між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та КП «Макіївтепломережа», ККП «Маріупольтепломережа» і МКП «Артемівськтепломережа» про об'єднання зусиль учасників для реалізації проекту Спільного Впровадження «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» (№55 від 09.08.2006 р.).

А.3. Учасники проекту:

<u>Залучена сторона</u>	<u>Юридична назва Учасника проекту.</u>	Будь-ласка, визначте, чи бажає <u>Залучена Сторона</u> вважатися <u>Учасником проекту</u> (Так/Ні)
Україна (Приймаюча сторона)	ОКП “Донецьктеплокомуненерго”	Ні
Нідерланди	“E – energy B.V.”	Ні



- **ОКП “Донецьктеплокомуненерго”:** організація, яка виступає як Заявник проекту та Постачальник одиниць скорочення викидів ПГ від імені всіх учасників Договору про об’єднання зусиль для впровадження проекту. Вона представляє інтереси учасників Договору та несе відповідальність за організаційні аспекти проекту СВ.

Історичні деталі:

Донецьке обласне виробниче об’єднання теплових мереж „Донецьктеплосіть” засновано у квітні 1978 на базі 13 підприємств Донецької області. З того періоду підприємство зазнало істотних структурних змін – кількість виробничих одиниць та назву було змінено (сьогодні обласне комунальне підприємство „Донецьктеплокомуненерго” включає 21 виробничу одиницю) так як і кількість працівників.

Сьогодні ОКП „Донецьктеплокомуненерго” являє собою великий комплекс, який є одним з найпотужніших теплопостачальних підприємств в Україні. Воно постачає тепло більше 280 тисячам власників персональних рахунків в Донецькій області. Штат підприємства складається з близько 6 тис. працівників. Вони здійснюють постійну експлуатацію теплогенеруючого, транспортного та розподільчого обладнання.

Частка опалювальної площі складає: житлова – 78%, приміщень юридичних осіб – 22%.

- **E-energy B.V.”** – покупець одиниць скорочень викидів, сгенерованих в результаті впровадження цього проекту. Ця компанія зареєстрована у Нідерландах і є однією з дочірніх підприємств, що належать групі компаній “E energija”.

Почавши свою діяльність в 1994 році, група компаній “E energija” виросла з першої заснованої компанії “Energijos taurumo centras” (Енергозберігаючий центр).

Зростаючий спектр діяльності та економічно-соціальні умови спричинили створення вертикально інтегрованої структури компанії, з розподілом галузей діяльності груп. З цією метою була заснована компанія “E energija UAB”, яка зараз є управляючою компанією всієї групи компаній “E energija”. Компанія “E energija UAB” здійснює енергопланування та управління, впроваджує проекти “під ключ” від фази концептуальної розробки, а також володіє компаніями, що виробляють та постачають енергію для промислових та житлових об’єктів міст.

Однією з ключових цілей спеціалістів “E energija” є підготовка планів енергетичного розвитку для задоволення енергопотреб, з заміщенням та розробкою альтернативних джерел енергії та підвищенням ефективності споживання енергоресурсів для покращення економіки та природного середовища.

Починаючи з 2005 року, група компаній “E energija” стала однією з перших компаній Балтійського регіону, яка приєдналася до процесу розробки проектів згідно з гнучкими механізмами Кіотського Протоколу і почала діяльність з торгівлі Європейськими дозволами на викиди, визначену ЄС як Схема Торгівлі Викидами.

Компанія “E-energy B.V.” відповідає за придбання групою компаній “E energija” вуглецевих кредитів для своїх власних цілей, та за всю діяльність, пов’язану з торгівлею вуглецевими кредитами. “E-energy B.V.” є активним інвестором на ринку східної Європи по числу проектів СВ.

**А.4. Технічний опис проекту:****А.4.1. Місце розташування проекту:**

Проект розташований у Донецькій області в південно-східній частині України (Рис.1).



Рис. 1. Карта України з поділом на області та сусідніми країнами

А.4.1.1. Сторона(-и), на території яких розташований проект:

Проект розташований на території України.

Україна – це східноєвропейська держава, яка ратифікувала Кіотський Протокол до Рамкової Конвенції ООН 4 лютого 2004 року, входить до переліку країн Додатку 1, та відповідає умовам участі у проектах Спільного Впровадження.

А.4.1.2. Область/Штат/Провінція тощо:

Донецька область розташована у південно-східній частині України. Її територія складає 26515 км² (біля 4,4% всієї території України). Її населення (на 2008 рік) складає 4,62 млн. мешканців, що є 10% від населення України. Це робить її найбільш густонаселеною областю в країні. Велика кількість її населення пояснюється наявністю декількох великих промислових міст та чисельних селищ навколо них.

Клімат Донецької області помірно континентальний, що характеризується теплими літами та відносно холодними зимами із змінним сніговим покривом. Середня температура: у січні -7 °С, у липні +19 °С. Середня щорічна кількість опадів 524 мм. Середній термін опалювального періоду складає 183 дні. Типова середня зовнішня температура опалювального періоду складає -1,8 °С.



Донецька область межує на південному заході та заході з Запорізькою та Дніпропетровською областями, на північному заході - з Харківською областю, на північному сході – з Луганською областю, на сході - із Ростовською областю Російської Федерації. На півдні Донецька область омивається Азовським морем. В Донецькій області є 28 міст обласного підпорядкування, її територія розділена на 18 районів. Найбільші міста області: Донецьк, Маріуполь, Макіївка, Горлівка, Краматорськ, Слов'янськ, Єнакієве¹.

A.4.1.3. Місто/селище/село тощо:

Місто Макіївка:

Розташоване у центрі Донецької області. Населення - 399 тис. мешканців (на 1 квітня 2010 р.). Територія складає 426 км².

Місто Маріуполь:

Розташоване на березі Азовського моря, південь області. Населення — 477,9 тис. мешканців (2008 р.). Територія складає 243,9 км².

Місто Артемівськ:

Розташоване у північній частині Донецької області. Кількість мешканців (2006 р.) — 80,5 тис. Територія складає 74 км².

A.4.1.4. Деталі фізичного розташування, включаючи інформацію, яка дозволить однозначно визначити проект (максимум - одна сторінка):

В проект включені наступні підприємства:

ОКП «Донецьктеплокомуненерго» – Заявник проекту, воно є одним із основних теплопостачальних підприємств Донецької області. Воно вповноважене представляти інтереси інших теплопостачальних підприємств Донецької області в цьому проекті. ОКП „Донецьктеплокомуненерго” є Постачальником ОСВ. Місцерозташування офісу: м. Донецьк, 48,00⁰ п.ш. 37,77⁰ с.д.;

КП «Макіївтепломережа» є основним теплопостачальним підприємством в м. Макіївка. Місцерозташування: м. Макіївка, 48,06⁰ п.ш. 37,94⁰ с.д.;

ККП «Маріупольтепломережа» є основним теплопостачальним підприємством в м. Маріуполь. Місцерозташування: м. Маріуполь, 47,12⁰ п.ш. 37,55⁰ с.д.;

ТОВ «Артемівськ-енергія» є одним з основних теплопостачальних підприємств в м. Артемівськ. Місцерозташування: м. Артемівськ, 48,61⁰ п.ш. 37,99⁰ с.д..

Міста Донецької області, залучені до проекту, відмічені синіми колами (Рис. 2).

¹ <http://www.donoda.gov.ua/main/ua/2417.htm>

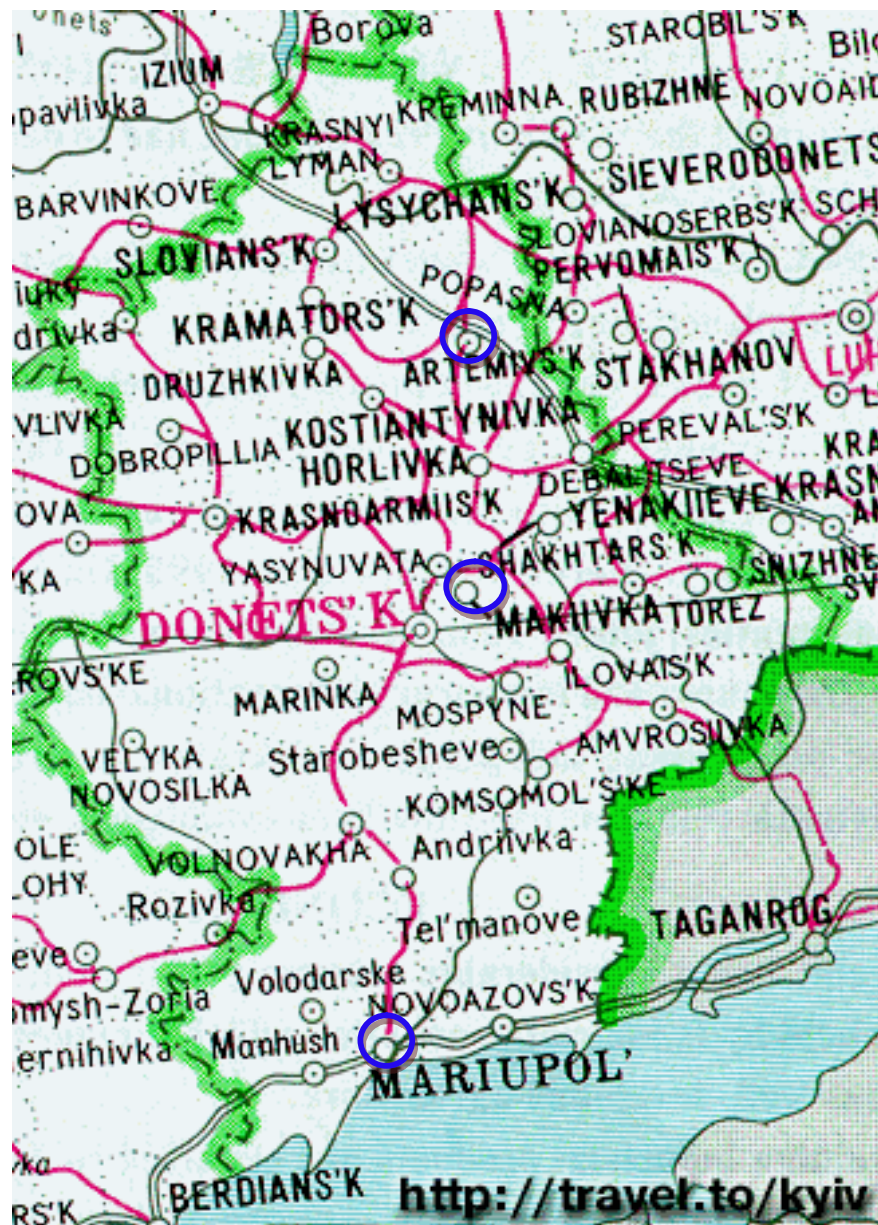


Рис. 2. Місцерозташування міст Донецької області, де буде впроваджуватися проект

**А.4.2. Технологія (ї), яка(і) буде(-уть) використовуватися у проекті, та заходи, операції або дії, які будуть задіяні у проекті:**

Заходи, які впроваджуються для підвищення ефективності теплопостачальних підприємств, що впроваджують проект, полягають у наступному:

- Застарілі котли із низькою ефективністю будуть замінені на котли із високою ефективністю, що дозволить підвищити ефективність з 56-88% до 90-93%. Технічні характеристики нових котлів, які планується встановлювати, представлені на сайтах виробників, що наведені нижче у Табл. 1.

Тип котла	Сайти виробників
ТВГ	www.tekom.com.ua/kotel/tvg.html
КВГ	www.mktes.ru/catalogue/product_220
КВ-ГМ	www.pskovkotel.ru/catalog.html
Viessmann	viessmann-ua.com
LOOS	www.loos-int.com/loos/default.asp
Riello	www.riello.su
КСВа	www.tekom.com.ua/kotel/vk.html
KOLVI	www.kolvi.com/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=11&Itemid=105
КВТ	www.ukrbbs.com/kotly_niistu_5_i_kv_t_581355469.html
REX	www.termosystems.ru/catalog/boilers/ici_caldaie/rex/
Super Rac	www.oookk.ru/catalog/detail.php?ID=1578
БГВ	www.termo.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=80&Itemid=170
Модуль “Бернар”	www.ukrinterm.com.ua/goods/price.html
Sunier duval	www.saunierduval.ua
VPR	www.teplotrade.com.ua/catalog/397.html
E-1	www.tekom.com.ua/kotel/e-details
Protherm	www.protherm.com.ua/?a=catalog&item=73&catalog_id=9
Парогенератор	www.certuss.de/index.php?id=19&L=1

Табл. 1. Сайти виробників котлів

- Реконструкція застарілих, але здатних працювати котлів з використанням різноманітних енергозберігаючих технологій, включаючи реконструкцію труб екранів, заміну пальників та автоматики управління, тощо; це дозволить збільшити ефективність устаткування на 6-9%.
- Переключення навантаження з котельні із застарілим обладнанням на котельні, обладнані високоефективним обладнанням.
- Теплоутилізаційні апарати, включаючи розроблені Інститутом Промислової Екології, будуть встановлені для того, щоб утилізувати та регенерувати теплоту вихідних газів. Впровадження цієї технології призведе до зростання ефективності споживання палива на 6-10 %..
- Застарілі котли, що працюють на вугіллі, переважно будуть замінені на сучасні газові..
- Підвищення ефективності теплорозподільчих мереж буде досягнуто завдяки:

- зменшенню довжини трубопроводів (перенесення джерел виробництва тепла ближче до споживача, тощо);
- вдосконаленню організації тепломереж (заміна 4-трубних мереж на 2-трубні з одночасною установкою теплообмінників безпосередньо поблизу споживачів);
- заміні основних тепломережевих труб з діаметром 57 мм і більше на попередньо ізольовані, виробництва ВАТ «Транспрогресс» (<http://www.transprogress.com.ua/products.htm>) та ТОВ «Полімертепло-Україна» (<http://polymerteplo.com.ua/>). Ці труби представлені на Рис.3.



Рис.3. Попередньо ізольовані труби.

- зменшенню втрат у трубопроводах (відновлення теплоізоляції, ущільнення регулюючої та запірної арматури, тощо).
- Перехід від існуючих центральних теплових пунктів (ЦТП) до індивідуальних теплових пунктів (ІТП) з встановленням теплообмінників безпосередньо в будинках споживачів, що дозволяє покращити сервіс теплопостачального підприємства, скоротити теплові втрати в мережах та скоротити споживання електроенергії на живлення циркуляційних насосів.
- Замінна застарілих теплообмінників на вискоелективні пластинчаті. Це дозволить скоротити споживання електроенергії та знизити теплові втрати. Технічні характеристики нових теплообмінників (Рис. 4) наведено на сайті виробника - <http://teploenergo.com.ua>.

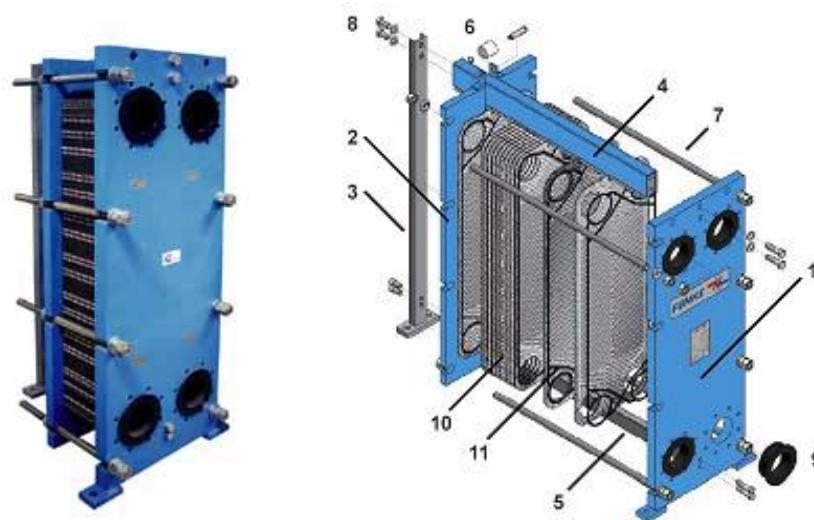


Рис.4. Теплообмінник виробництва корпорації «Укртеплоенерго».



- Заміна старих насосів на сучасні, що дозволить суттєво скоротити споживання електроенергії на перекачування теплоносія. Технологічні характеристики нових насосів (Рис. 5) представлені на сайті виробника: www.kolmeks.fi.



Рис.5. Циркуляційний насос виробництва "KOLMEKS".

- Встановлення когенераційних установок, в результаті чого відбудеться підвищення ефективності споживання палива, уникнення залежності від постачання електроенергії та покращення операційної стабільності та надійності, зниження споживання палива з електростанцій, зниження втрат електроенергії на її передачу, та зменшення забруднення навколишнього середовища. Технічні характеристики когенераційних установок G3520B та G3516B виробництва "Caterpillar" (США) (див. Рис. 6) наведено на сайті виробника <http://rossiya.cat.com/cda/layout?f=416505&m=333535&x=97>.

.



Рис.6. Когенераційна установка "Caterpillar" (США) G3520В потужністю 1460 кВт.

- Впровадження частотного регулювання електроприводів насосів гарячого водопостачання дозволить суттєво зменшити споживання електроенергії. Такі регулятори дозволять змінювати фактичну потужність електродвигунів в залежності від підключеного навантаження, як протягом доби, коли змінюється водоспоживання, так і протягом року, коли влітку електродвигуни працюють тільки на гаряче водопостачання. Впровадження частотного регулювання електроприводів тягодуттєвих пристроїв на котельнях дозволить суттєво зменшити споживання електроенергії залежно від режиму роботи котла. Технічні характеристики частотних регуляторів наведено на сайті виробника, компанії "Danfoss": www.danfoss.com.

Узагальнений план впровадження цих заходів наведено у Табл. 2:

#	Етап проекту	Період
1	Реконструкція котельного обладнання	03.2006 – 12.2012
2	Реконструкція тепломережевого обладнання	03.2006 – 12.2012
3	Впровадження частотного регулювання	03.2006 – 12.2012
4	Заміна теплообмінного обладнання	03.2006 – 12.2009
5	Заміна насосів	03.2006 – 12.2010
6	Встановлення ІТП	04.2010 – 12.2012
7	Впровадження когенераційних установок	09.2010 – 12.2012

Табл. 2. План впровадження проекту

Результати, які будуть отримані після впровадження даних технологій та заходів наведені у **Додатках 1-7**.

Ці технології вже апробовані, але деякі з них не є широко поширеними. З цієї причини можуть виникнути деякі перешкоди, типові для впровадження нових технологій і устаткування.

Що стосується першого періоду зобов'язань з 2008 по 2012 рр., то абсолютно не існує ризиків, що відбудеться заміщення технологій, запропонованих у проекті, більш ефективними технологіями протягом цього періоду.



Так як основна діяльність теплопостачальних підприємств, що впроваджують проект, не зміниться при впровадженні проекту СВ, спеціальні тренінги для персоналу не є необхідними. Технічний персонал підприємств володіє необхідними знаннями та досвідом для виконання діяльності по проекту та ремонтних робіт звичайного обладнання.

У випадку використання нового обладнання (такого, що не використовувалося цим підприємствами раніше), компанія виробник цього обладнання повинна провести тренінги для персоналу.

Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, проводять перепідготовку персоналу згідно з вимогами Норм охорони праці. На підприємствах існує Відділ охорони праці, який відповідає за підвищення рівня кваліфікації персоналу та тренінги.

Спеціальні тренінги про збір необхідних даних згідно з планом Моніторингу проекту були проведені Інститутом промислової екології, та були організовані спеціальні групи представників теплопостачальних підприємств та ІПЕ.

А.4.3. Коротке пояснення того, як викиди антропогенних парникових газів зменшаться завдяки запропонованому проекту СВ, включаючи інформацію про те, чому зменшення викидів не відбуватиметься якщо проект не буде впроваджено, беручи до уваги національну та/або секторну політику та обставини:

Проектна діяльність, що включає реконструкцію котлів, теплорозподільчих мереж та встановлення когенераційних установок, збільшить енергетичну ефективність систем теплопостачання міст Донецької області, так що вони будуть виробляти таку ж саму кількість теплової енергії, при цьому споживаючи меншу кількість палива та електроенергії. Зниження витрат палива та електроенергії призведе до скорочення викидів парникових газів.

За відсутності запропонованого проекту, все обладнання, включаючи старе із низькою ефективністю, але ще працездатне, довгий час буде працювати у звичайному режимі, та скорочення викидів не відбуватиметься.

Україна проголосила сектор централізованого теплопостачання та комунальної енергетики пріоритетними напрямками національного розвитку енергозбереження. Це зазначено в Державній Програмі Реформування та Розвитку комунального господарства на 2004-2010 роки (Закон України «Про теплопостачання» від 24.06.2004 № 1869-IV), Закон України від 01.07.1994 № 74/94-ВР «Про енергозбереження» та Закон України від 22.12.2005 № 3260-IV «Про зміни до Закону України від 01.07.1994 № 74/94-ВР «Про енергозбереження». Новий Закон України від 02.06.2005 № 2633-IV «Про теплопостачання» регулює всі відносини на ринку теплопостачання. Він не змінить істотно існуючу на ринку практику, але жорсткіше стимулюватиме енергозбереження та впровадження технологій з більшою енергетичною ефективністю.

**А.4.3.1. Оцінена кількість скорочення викидів за період кредитування:**

В процесі впровадження проекту, буде досягнуто наступне зниження викидів на кожному з етапів впровадження проекту:

Період до 1 січня 2008 р.:

	Роки
Тривалість періоду кредитування	1,25
Роки	Очікувані річні скорочення викидів в тонах CO₂ еквіваленту
2006 (01.10.2006 – 31.12.2006)	8078
2007	50719
Загальне очікуване скорочення викидів за попередній період кредитування (в тонах CO₂ еквіваленту)	58797
Середньорічне очікуване скорочення викидів за попередній період кредитування (в тонах CO₂ еквіваленту)	37841

Табл. 3. Розрахункове скорочення викидів за період до 1 січня 2008 р. (2006-2007 рр.)

Перший період дії зобов'язань за Кіотським протоколом (2008-2012 рр.):

	Роки
Тривалість періоду кредитування	5
Роки	Очікувані річні скорочення викидів в тонах CO₂ еквіваленту
2008	76832
2009	86807
2010	110078
2011	148426
2012	156053
Загальне очікуване скорочення викидів за перший період дії зобов'язань (в тонах CO₂ еквіваленту)	578196
Середньорічне очікуване скорочення викидів за перший період дії зобов'язань (в тонах CO₂ еквіваленту)	115639

Табл. 4. Розрахункове скорочення викидів за перший період зобов'язань (2008-2012 рр.)

Період після першого періоду дії зобов'язань 2013 – 2032 рр:

	Роки
Тривалість періоду кредитування	20
Роки	Очікувані річні скорочення викидів в тонах CO₂ еквіваленту
2013	156053
2014	156053



2015	156053
2016	156053
2017	156053
2018	156053
2019	156053
2020	156053
2021	156053
2022	156053
2023	156053
2024	156053
2025	156053
2026	156053
2027	156053
2028	156053
2029	156053
2030	156053
2031	156053
2032	156053
Загальне очікуване скорочення викидів за період після першого періоду дії зобов'язань (в тонах CO₂ еквіваленту)	3121060
Середньорічне очікуване скорочення викидів за період після першого періоду дії зобов'язань (в тонах CO₂ еквіваленту)	156053

Табл. 5. Розрахункове скорочення викидів за період після першого періоду зобов'язань (2013-2030 рр.)

Загальний обсяг скорочення викидів протягом періоду кредитування:

	Роки
Тривалість періоду кредитування	27
	Очікувані скорочення викидів в тонах CO₂ еквіваленту
Загальне очікуване скорочення викидів за період кредитування (в тонах CO₂ еквіваленту)	3758053
Середньорічне очікуване скорочення викидів за період кредитування (в тонах CO₂ еквіваленту)	139813

Табл. 6. Розрахункове скорочення викидів за період кредитування (2006-2032 рр.)

Для більш детальної інформації див. Додатки 1 - 7.

Опис формул, що були використані для розрахунку скорочення викидів, наведений у розділі D.1.4.



A.5. Схвалення проекту Сторонами, що беруть участь у проекті:

Проект вже підтриманий місцевими органами влади та представником уряду України, а саме міськими радами міст Макіївка та Маріуполь, та Державним агентством екологічних інвестицій України (відповідальний орган за діяльність, пов'язану з Кіотським Протоколом в Україні). Тому організаційні ризики зведені до мінімуму.

Подробиці:

Квітень, 2011 – проект підтримано місцевими органами влади (Рішення Маріупольської міської ради про надання дозволу на реалізацію проекту спільного впровадження «Реконструкція систем тепlopостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» №6/7-550 від 19.04.2011; Рішення Макіївської міської ради про погодження участі КП «Макіївтепломережа» в реалізації проекту спільного впровадження №7/12 від 27.04.2011; Рішення VI сесії Артемівської міської ради про надання дозволу ТОВ «Артемівськ-енергія» на реалізацію проекту спільного впровадження «Реконструкція систем тепlopостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» №6/6-125 від 27.04.2011).

Липень, 2011 – Український уповноважений орган - Державне агентство екологічних інвестицій України видало Лист підтримки для цього проекту (№1773/23/7 від 07.07.2011).

Згідно затвердженій процедурі, Листи схвалення Сторонами будуть видані після детермінації проекту.

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

Відповідно до «Керівництва для користувачів форми ПТД проектів СВ» версія 04², базова лінія має бути визначена на основі специфічного підходу до проекту, або можуть бути застосовані затверджені методології механізму чистого розвитку для базової лінії та моніторингу, якщо проект відповідає умовам використання цих методологій.

В процесі розробки проекту СВ «**Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області**», відповідно до параграфу 9(a) «Керівництва з критеріїв визначення базової лінії та моніторингу», був використаний специфічний для проекту підхід, розроблений власно відповідно до додатку В «Критеріїв визначення базової лінії та моніторингу» до Керівництва зі СВ.

Цей специфічний підхід частково схожий на Методологію визначення базової лінії та моніторингу АМ0044 «Проекти з покращення енергоефективності: реконструкція або заміна котлів у галузях промисловості та теплопостачання» (версія 1)³, проте методологія АМ0044 не може використовуватись для проекту СВ «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області», тому що цей проект має деякі відмінності та невідповідності з умовами застосування цієї методології.

Головною складністю для впровадження проектів СВ по реконструкції систем теплопостачання в Україні є практична відсутність контрольної апаратури для вимірювання використання теплоти та теплоносія в міських котельнях. Регулярно реєструється тільки споживання палива. Це робить практично неможливим використання методології АМ0044, тому що основним її моментом є контроль величини $EG_{PJ, i, y}$ (відпуск теплової енергії проектного котла у рік), яка повинна вимірюватись кожен місяць витратоміром (використання теплоносія) та тепловим датчиком (температура в та поза котлом, тощо). Це також стосується визначення середньої історичної величини згенерованої енергії на рік $EG_{BL, his, i}$ (середній історичний відпуск теплової енергії від базового котла "i"), тощо.

Крім того, в секції «Межі застосування» зазначається, що межі застосування методології АМ0044 прийнятні тільки для зростання ефективності котлів завдяки їх заміні або модернізації, і не застосовуються до переключення на інший вид палива. В той же час наш проект включає ці види модернізації, а також і інші, такі як заміна паливкового обладнання, встановлення когенераційних установок, тощо.

Схвалена Консолідована Методологія АСМ0009 «Консолідована базова методологія для зміни палива з вугілля на природний газ» (версія 03.2)⁴ пропонує залежність для визначення кількості викидів в базовий і звітний роки, що містить визначення ККД обладнання - $\epsilon_{project, i, y}$ та $\epsilon_{baseline, i}$. У параграфі «Базові викиди» міститься пояснення:

Ефективність проектною діяльністю ($\epsilon_{project, i, y}$) повинна вимірюватись щомісяця протягом кредитного періоду, а для підрахунку викидів використовується середньорічне значення. Ефективність для базового сценарію ($\epsilon_{baseline, i}$) повинна вимірюватись щомісяця протягом 6 місяців до початку впровадження проекту, а для підрахунку викидів використовується середнє значення за 6 місяців.

Однак, як було зазначено вище, більшість котелень в Україні не обладнані витратомірами та лічильниками теплоти. Існує тільки один параметр, який регулярно та з високою точністю вимірюється на котельнях – це споживання палива.

До того ж, пропозиція у методології АСМ0009 (за консервативним підходом) використовувати базову ефективність обладнання на рівні 100% є неприйнятною для проектів з реконструкції систем

² <http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Guidelines.pdf>

³ http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_L4AOZSBA770KNI0BUSG1JVIWCXIFU5

⁴ <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/K4P3YG4TNQ5ECFNA8MBK2QSMR6HTEM>



комунального теплопостачання, тому що не тільки зміна палива, а головним чином саме підвищення ефективності обладнання (котлів) впроваджується у цих проектах. Прийняття такого розрахунку базової лінії привело б до суттєвої недооцінки результатів впровадження заходів. А також, у будь-якому разі, як було показано вище, це не вирішить проблеми неможливості щомісячного вимірювання ККД $\epsilon_{\text{project},i,y}$.

Схвалена Методологія АМ0048 «Нові когенераційні установки, що постачають електроенергію та/або пару численним споживачам та заміщають виробництво електроенергії та пари до мережі/без мережі з використанням більш калорійних палив» (версія 03)⁵ вже у самій назві містить область використання, що відрізняється від області використання проектів з реконструкції централізованого теплопостачання. В наших проектах, когенераційні установки виробляють гарячу воду, а не пару. Крім цього, згідно з АМ0048 та її планом моніторингу, необхідно реалізовувати, серед інших вимірювань, щомісячне вимірювання $SC_{PCSG,i,y}$ (загальне самовиробництво пари споживачем 'i' протягом року 'y' кредитного періоду). Вимірювання проводиться пароміром у споживача 'i'. Тому Методологія АМ0048 не може бути використана в оригіналі. В принципі, вона може бути модифікована до умов виробництва гарячої води на теплопостачання та постачання гарячої води, але це вимагатиме змін до плану моніторингу з введенням нових параметрів, що необхідно вимірювати та реєструвати. Але це вже буде інша методологія, що вимагатиме вимірювання виробництва теплової енергії, або гарячої води з вимірюванням температури (по аналогії з вимогами Методології АМ0048 вимірювати виробництво пари з параметрами тиску і температури).

Як було вже зазначено вище, більшість теплопостачальних підприємств та споживачів тепла в Україні не обладнані лічильниками теплоти або приладами для визначення витрати теплоти (гаряча вода для опалення та гарячого водопостачання).

Беручи до уваги відмічене вище, спеціалісти Європейського Інституту санування, безпеки, страхування, обладнання та засобів для захисту навколишнього середовища "SVT e.V." (Німеччина) та Інституту Промислової Екології (Україна) розробили специфічний підхід до проекту, що враховує всі заходи, включені у проекти, та особливості проектів СВ з реконструкції систем комунального теплопостачання в Україні.

Цей специфічний підхід до проекту базується на постійному вимірюванні споживання палива і корегуванні базової лінії при можливих змінах параметрів у звітному році. Змінними параметрами можуть бути: теплотворна спроможність палив, якість теплопостачання, погодні умови, кількість споживачів, тощо. Прийняття до уваги тільки зміни ефективності обладнання не усуває можливості недопостачання тепла споживачам (погіршення послуги теплопостачання), а можливе потепління у звітний рік, зміна у якості палива, відключення деяких споживачів та інші фактори можуть призвести до штучного перебільшення кількості ОСВ. Розроблений специфічний підхід виключає будь-яку можливість зниження споживання палива та відповідних викидів парникових газів за рахунок недопостачання тепла споживачам.

Цей розроблений специфічний підхід до проекту має дві важливі переваги (щонайменше для українських умов):

- Він враховує якість теплопостачання (опалення та гарячого водопостачання). Практично щороку з різних причин (отримання меншої кількості та по підвищеній ціні палива, особливо природного газу, який складає близько 95% палива, що використовується в Україні для потреб комунального теплопостачання), споживачі отримують меншу за потрібну кількість теплоти, внаслідок чого температура у середині будівель набагато нижча за нормативну. Метою проектів СВ, включаючи даний проект, є скорочення викидів парникових газів при умовах не погіршення, ні в якому разі, соціальних умов населення, дуже важливим є результат наближення до нормативної якості теплопостачання. Таким чином, кількість споживання палива після періоду впровадження проекту підраховується для умов постачання за нормативними параметрами теплопостачання, і згідно з планом моніторингу, передбачене

⁵<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/Z4R6FBTQ5FMWU76ISIM5M5GJPN4F6Y>



впровадження суцільного контролю (моніторингу) його якості (вимірювання внутрішньої температури в конкретних будинках, також як і реєстрація скарг на погану якість теплопостачання). Це підвищує контроль за якістю теплопостачання споживачам та виключає навмисне зменшення споживання теплоти, та, таким чином, споживання палива з метою збільшення кількості згенерованих одиниць скорочення викидів парникових газів при верифікації проекту.

- Визначення споживання палива в базовий рік (базова лінія), беручи до уваги, що в Україні на більшості муніципальних теплопостачальних підприємств як паливо використовується природний газ, споживання якого постійно вимірюється лічильниками з великою вимірною точністю, здається більш точним, ніж визначення споживання палива з використанням теплової енергії, ефективності котлів та теплової спроможності палива. Це особливо стосується ефективності, яка дуже змінюється в залежності від навантаження на котли, яке також суттєво змінюється в системах теплопостачання як протягом доби так і року, причому часто не автоматично, а в ручному режимі. Усереднення цих величин без наявності системи теплового підрахунку може призвести до значних розбіжностей. Визначення споживання палива при наявності лічильників вимагає тільки збирання даних та виконання арифметичних дій.

Таким чином, на відміну від методологій AM0044, ACM0009 та AM0048, специфічний підхід до проекту, розроблений для проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання в умовах України, і який вже використовується в проектах СВ «Реконструкція системи теплопостачання Чернігівської області», «Реконструкція системи теплопостачання в місті Харкові», «Реконструкція системи теплопостачання в Донецькій області», «Реконструкція системи теплопостачання Криму», «Реконструкція системи теплопостачання в місті Луганську» та інших, є найбільш прийнятним, точним та відповідним до консервативного підходу, а також найбільш повно відповідає цілям, задачам та духу Кіотського протоколу.

Вивчення базової лінії буде виконуватися для кожного року, в якому буде здійснюватися торгівля скороченнями викидів, щоб визначити корегуючі коефіцієнти, які впливають на базову лінію.

Цей специфічний підхід до проекту викладений у **розділі D.1**.

Існувало три різних версії Базового сценарію, що обговорювалися перед початком цього проекту.

Першою версією Базового сценарію був “business-as-usual” сценарій з впровадженням мінімальних ремонтних робіт на грані загальної деградації системи теплопостачання. Для впровадження цього Базового сценарію не існує бар’єрів (немає інвестиційних бар’єрів, тому що цей сценарій не вимагає залучення додаткових інвестицій, і немає технологічних бар’єрів, тому що обладнання експлуатується кваліфікованим персоналом і додаткова перепідготовка не потрібна). Цей сценарій відображає звичайну практику в Україні.

Другою версією Базового сценарію було проводити реконструкцію без використання механізму Спільного Впровадження. В цьому випадку існують обидва бар’єри: інвестиційний, тому що цей сценарій вимагає додаткових значних інвестицій і має дуже великий строк окупності і високі ризики, тому не є інвестиційно привабливим; і також технологічний бар’єр, тому що використання нового сучасного обладнання вимагатиме додаткової перепідготовки персоналу. Реконструкція теплопостачального обладнання з метою підвищення ефективності не є звичайною практикою в Україні.

Третьою версією Базового сценарію було виключення з проекту будь-яких не ключових заходів по реалізації проекту, наприклад виключення з проекту впровадження частотного регулювання, і.т.д. Але було зроблено висновок, що це зробило б проект економічно менш привабливим, та подовжило б строк окупності проекту.

Таким чином, для Базового сценарію була обрана перша версія.



Статус та відповідність існуючої системи теплопостачання

Поточна робота систем централізованого теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області заснована переважно на газових та вугільних котлах українського або російського виробництва, включаючи ПТВМ-50, ПТВМ-30, ПКВМ-40, КВГМ-50, ДКВР-10/13, ДКВР-6,5/13, ДКВР-4/13, ДКВР-2,5/13, ДЕ-25/14, ДЕ-10/14, ДЕ-4/13, ТГВ-8, ВК-21, КВГ-6,5, КВГ-4, КВГ-0,3, КВГМ-1,6, КВГМ-1,25, КВГМ-0,63, КБНГ-2,5, Надточія, Ревокатова, Данстокер, Універсал, НІСТУ-5, КСВ-1, КСВ-2, Е-1/9, Факел, НР-18, НІКА-1,25, НІКА-0,5, ТГ-3, КЧМ, АОГВ-50, КС-ТГ-50 та декілька інших типів. Детальна інформація представлена у **Додатку 1** (Котли). Поточна ефективність цих котлів складає 56-90%.

Існуючі розподільчі мережі характеризуються втратами тепла до 35%. Детальна інформація представлена в **Додатку 2** (Мережі).

Побудова Базового сценарію

Поточна діяльність систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області характеризується поступовим погіршенням роботи теплогенеруючого та теплорозподільчого обладнання з безперервним зниженням його ефективності. Однак, в той же час оперативний ремонт підвищує ефективність, що у значній мірі компенсує погіршення та робить рівень щорічних загальних викидів (Базова лінія) приблизно однаковим протягом років.

Проект також передбачає виробництво електроенергії на нових когенераційних установках. Ця електроенергія замінить споживання з національної енергосистеми, тому для визначення Базової лінії повинні бути прийняті до уваги національні стандартизовані коефіцієнти викидів до загальнодержавної електромережі України.

Визначення коефіцієнтів викидів парникових газів для базової лінії

Для всіх видів палива використовуються коефіцієнти викидів CO₂ з таблиць даних у МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2⁶:

Cef (природний газ) = 0,0561 т CO₂/ ГДж;

Cef (вугілля) = 0,0946 т CO₂/ ГДж (взятий як «Інше бітумне вугілля»).

Припускається, що коефіцієнти викидів CO₂ для палив будуть однаковими на період 2006-2012 років. Для розрахунків припускається, що нижча теплотворна спроможність не змінюється протягом часу, однак у Плані Моніторингу коефіцієнт зміни нижчої теплотворної спроможності буде враховуватись для корегування базової лінії для кожного звітнього року.

Фактична нижча теплотворна спроможність палив, що використовуються теплопостачальними підприємствами, які впроваджують проект, неістотно змінюється з року у рік. У Таблиці 7 наведено усереднену Нижчу Теплотворну Спроможність для палив, які використовували теплопостачальні підприємства у базовому 2005 році.

Тип палива	Місто	Усереднена нижча теплотворна спроможність палива	
		ккал/ м ³ (ккал /кг)	МДж/м ³ (МДж/кг)
Природний газ	Макіївка	8043	33,70
	Маріуполь	8122	34,03
	Артемівськ	8041	33,69
Вугілля	Макіївка	4320	18,10
	Маріуполь	4224	17,70

Табл. 7. Нижча теплотворна спроможність для палив

⁶ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs5a.html>



Визначення рівня діяльності

Рівень діяльності представлений річним споживанням палива. Для розрахунку Базової лінії був взятий 2005 рік. Цей рік був одним з типових років, як відносно зовнішньої температури в опалювальний період, так і відносно виробництва та споживання теплової енергії. Для котельень, що були прийняті на баланс підприємств після початку проекту та якщо дані за 2005 рік для них не відомі, за Базовий встановлюється попередній рік перед першим роком експлуатації цієї котельні підприємством (див. таблицю нижче).

Місто	Котельня	Базовий рік
Макіївка	М-52, вул. Репіна, 159а	2006
	М-10, вул. Депутатська., 166а	2006
	М-10, вул. Трубіщина	2009
	М-16, пос. Об'єднаний	2009
	М-25, вул. Леніна, 94	2009

Споживання палива та електроенергії для Базової лінії наведені у Таблиці 8.

Місто	Базове споживання природного газу, тис. нм ³ /рік	Базове споживання вугілля, т/рік	Базове споживання електроенергії, МВт-год
Макіївка	66291,9	1371,9	20622,3
Маріуполь	183203,4	1865,1	55712,6
Артемівськ	38807,3	-	8218,9
Всього	288302,6	3237,0	84553,7

Табл. 8. Базове споживання палива та електроенергії.

Детальна інформація наведена у Додатку 1.

Розрахунок базових викидів парникових газів

Існує 2 види викидів парникових газів, що включені у базовий сценарій:

- 1) Викиди ПГ від котлів, які експлуатуються системами теплопостачання залучених міст Донецької області. Розрахунок базового сценарію був заснований на припущенні, що базові викиди протягом кожного звітного року (2006-2012 рр.) залишаються однаковими, як у базовому 2005 році;
- 2) Викиди ПГ від споживання електроенергії з електромережі, яке буде зменшене завдяки впровадженню енергозберігаючих заходів на котельнях та встановленню когенераційних установок для виробництва електроенергії для власних потреб котельень.

Україна має єдину електромережу, тому повинні використовуватись усереднені значення коефіцієнтів викидів парникових газів для виробництва електроенергії. В розрахунках у ПТД використовуються наступні значення:

Рік	2005	2006-2007	2008	2009	2010	2011-2012
CEF _c , т CO _{2e} /МВт-год	0,896*	0,896**	1,219***	1,237****	1,225*****	1.227*****

Таблиця 9. Коефіцієнти викидів ПГ (CEF), використані для розрахунків у ПТД

* відповідно до Таблиці В2 «Коефіцієнти викидів парникових газів для проектів СВ, які скорочують споживання електроенергії» Операційного керівництва для проектно-технічної документації проектів



спільного впровадження. Том 1: Загальне керівництво, Версія 2.3. Міністерство економіки Нідерландів, 2004 (ERUPT 4, Senter, Нідерланди)⁷;

** відповідно до Таблиці 8 «Коефіцієнти викидів для Української електромережі на 2006-2012 рр.» Додатку 2 «Стандартизовані коефіцієнти викидів для електромережі України» до документу «Україна – визначення нових розрахунків стандартизованого коефіцієнту викидів», який підтверджений TUV SUD Industrie Service GmbH 17.08.2007 р.⁸;

*** відповідно до Наказу Національного агенства екологічних інвестицій України № 62 від 15.04.2011 р.⁹;

**** відповідно до Наказу Національного агенства екологічних інвестицій України № 63 від 15.04.2011 р.¹⁰;

***** відповідно до Наказу Національного агенства екологічних інвестицій України № 43 від 28.03.2011 р.¹¹;

***** відповідно до Наказу Національного агенства екологічних інвестицій України №75 від 12.05.2011р¹².

При розробці звітів з моніторингу будуть використані дійсні значення для звітного періоду.

Розрахунок сумарних щорічних базових викидів парникових газів, які відбулися би протягом типового року, якби системи теплопостачання міст Донецької області залишилися без змін, наведені у **Додатку 9 (Базова лінія)**.

Ключова інформація та дані, які використовувались для визначення базової лінії, наведені в таблицях нижче:

Дані / параметр	В _б
Одиниці вимірювання	тис. м ³ (т)
Опис	Споживання палива котельнями у базовий рік
Час детермінації/моніторингу	Один раз після закінчення базового року
Джерело даних	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект
Значення, що застосовується (Наприклад для розрахунків / визначень)	В _б (природний газ) = 288302,6 тис. м ³ ; В _б (вугілля) = 3237 т
Обґрунтування вибору даних або опис методів вимірювань і процедур, що застосовуються	Вимірюється газовими лічильниками на кожній котельні. Закупки вугілля відбуваються згідно з накладними. Споживання вугілля вимірюється спеціальними тачками та мірними ємкостями, а потім перераховується на вагу.
КЯ / ГЯ, що застосовуються	Обладнання калібрується і перевіряється відповідно до вимог ДСТУ № 2708:2006 “Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення” ¹³
Коментарі	Це основні дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів в базовому році; інформація повинна зберігатися в паперовій та електронній формах.

⁷ <http://ji.unfccc.int/CallForInputs/BaselineSettingMonitoring/ERUPT/GuidVol2.doc>

⁸ <http://ji.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/46JW2KL36KM0GEM10PHDTQF6DVI514>

⁹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

¹⁰ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

¹¹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>.

¹² <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

¹³ <https://oscill.com/files/27082006.pdf>



Дані / параметр	P_b
Одиниці вимірювання	МВт-год
Опис	Споживання електроенергії у базовий рік
Час детермінації/моніторингу	Один раз після закінчення базового року
Джерело даних	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект
Значення, що застосовується (Наприклад для розрахунків / визначень)	84553,7
Обґрунтування вибору даних або опис методів вимірювань і процедур, що застосовуються	Вимірюється електричними лічильниками
КЯ / ГЯ, що застосовуються	Обладнання калібрується і перевіряється відповідно до вимог ДСТУ № 2708:2006 “Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення” ¹³
Коментарі	Це основні дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів в базовому році; інформація повинна зберігатися в паперовій та електронній формах.

Дані / параметр	NCV_b
Одиниці вимірювання	МДж/ м ³ (МДж/кг)
Опис	Усереднена нижча теплотворна спроможність палив у базовий рік
Час детермінації/моніторингу	Один раз після закінчення базового року
Джерело даних	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект
Значення, що застосовується (Наприклад для розрахунків / визначень)	Див. Табл. 7
Обґрунтування вибору даних або опис методів вимірювань і процедур, що застосовуються	Звіт постачальника палива
КЯ / ГЯ, що застосовуються	Не застосовується
Коментарі	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік, інформація повинна зберігатися в паперовій та електронній формах.



Дані / параметр	Cef
Одиниці вимірювання	т CO ₂ /ГДж
Опис	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю у базовий рік
Час детермінації/моніторингу	Один раз після закінчення базового року
Джерело даних	МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2
Значення, що застосовується (Наприклад для розрахунків / визначень)	Cef (природний газ) = 0,0561 т CO ₂ / ГДж; Cef (вугілля) = 0,0946 т CO ₂ / ГДж; (взятий як „Інше бітумінозне вугілля”).
Обґрунтування вибору даних або опис методів вимірювань і процедур, що застосовуються	МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2
КЯ / ГЯ, що застосовуються	Не застосовується
Коментарі	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік.

Дані / параметр	CEFc
Одиниці вимірювання	т CO ₂ /МВт-год
Опис	Коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії в Україні у базовий рік
Час детермінації/моніторингу	Один раз після закінчення базового року
Джерело даних	Таблиця Б2 "Базові коефіцієнти викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії" Операційного керівництва для ПТД проектів СВ, Том 1: Загальне керівництво, Версія 2.3, Міністерство економіки Нідерландів, 2004 (ERUPT 4, Senter Нідерланди); Таблиця 8 «Коефіцієнти викидів для Української електромережі на 2006-2012 рр.» Додатку 2 «Стандартизовані коефіцієнти викидів для української електромережі» до документу «Україна – визначення нових розрахунків стандартизованого коефіцієнту викидів», який підтверджений TUV SUD Industrie Service GmbH 17.08.2007; Накази Нацеконінвестагентства України: № 62 від 15.04.2011 р., № 63 від 15.04.2011 р., № 43 від 28.03.2011 р. та № 75 від 12.05.2011р
Значення, що застосовується (Наприклад для розрахунків / визначень)	Див. Табл. 9
Обґрунтування вибору даних або опис методів вимірювань і процедур, що застосовуються	Див. Табл. 9
КЯ / ГЯ, що застосовуються	Не застосовується
Коментарі	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік.

В.2. Опис того, як антропогенні викиди парникових газів з джерел зменшаться нижче тих, що відбулися б у разі відсутності проекту СВ:

Антропогенні викиди парникових газів у проектному сценарії зменшаться завдяки комплексній модернізації теплогенеруючого та теплорозподільчого обладнання шляхом впровадження технологій, запропонованих у проектній діяльності та описаних вище, які включають заміну старих котлів на нові з більшою ефективністю, заміну старих котлів, що працюють на вугіллі, на нові газові котли, встановлення частотних регуляторів, заміну теплообмінників та насосів, інсталяцію когенераційних установок, оновлення застарілих теплорозподільчих мереж з використанням попередньо-ізованих труб.

Більш наглядний опис того, як антропогенні викиди парникових газів зменшуються нижче тих, що відбулися б у разі, якщо проект Спільного Впровадження не буде впроваджений, може бути представлений динамічною базовою лінією, яка є функцією етапу впровадження проекту (Див. Рис. 7).

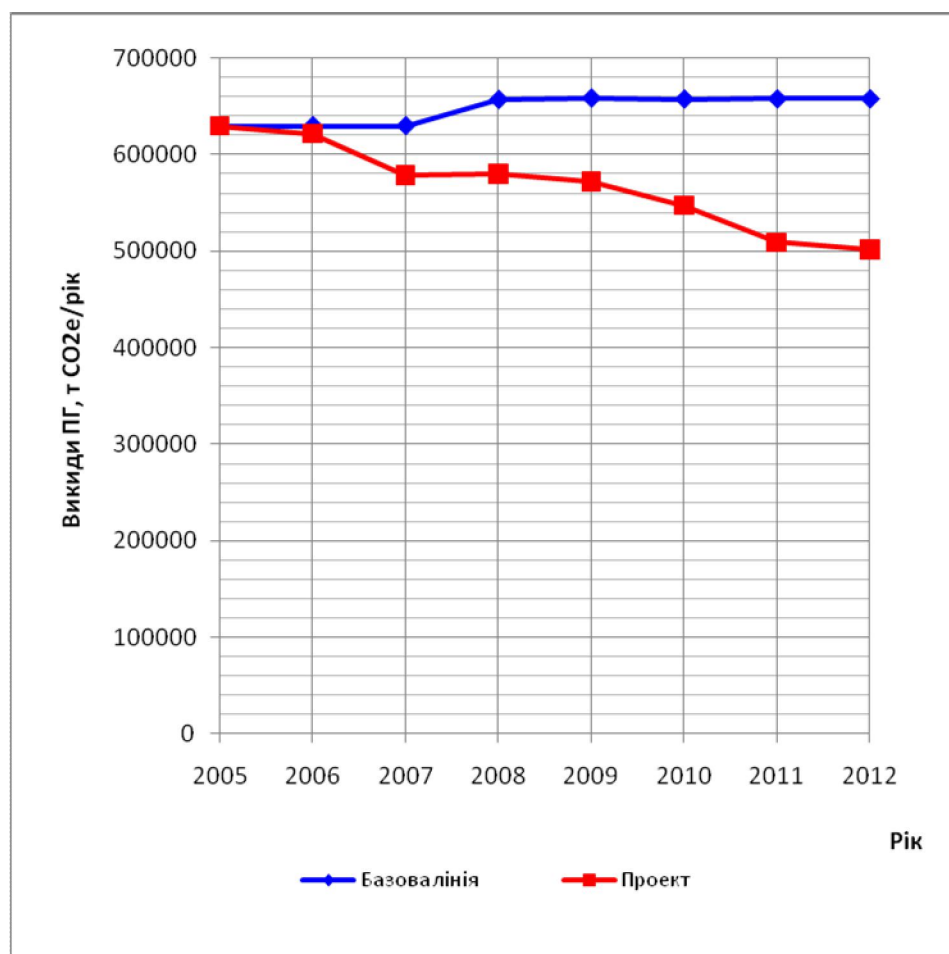


Рис. 7. Динамічна базова лінія та проектні викиди парникових газів

Додатковість проекту

Додатковість проектної діяльності продемонстрована та оцінена нижче з використанням «Інструменту для демонстрації та оцінки додатковості» (Версія 5.2) (див. Рис. 8). Цей «Інструмент» було розроблено для проектів МЧР, але він може використовуватись також і для проектів СВ.

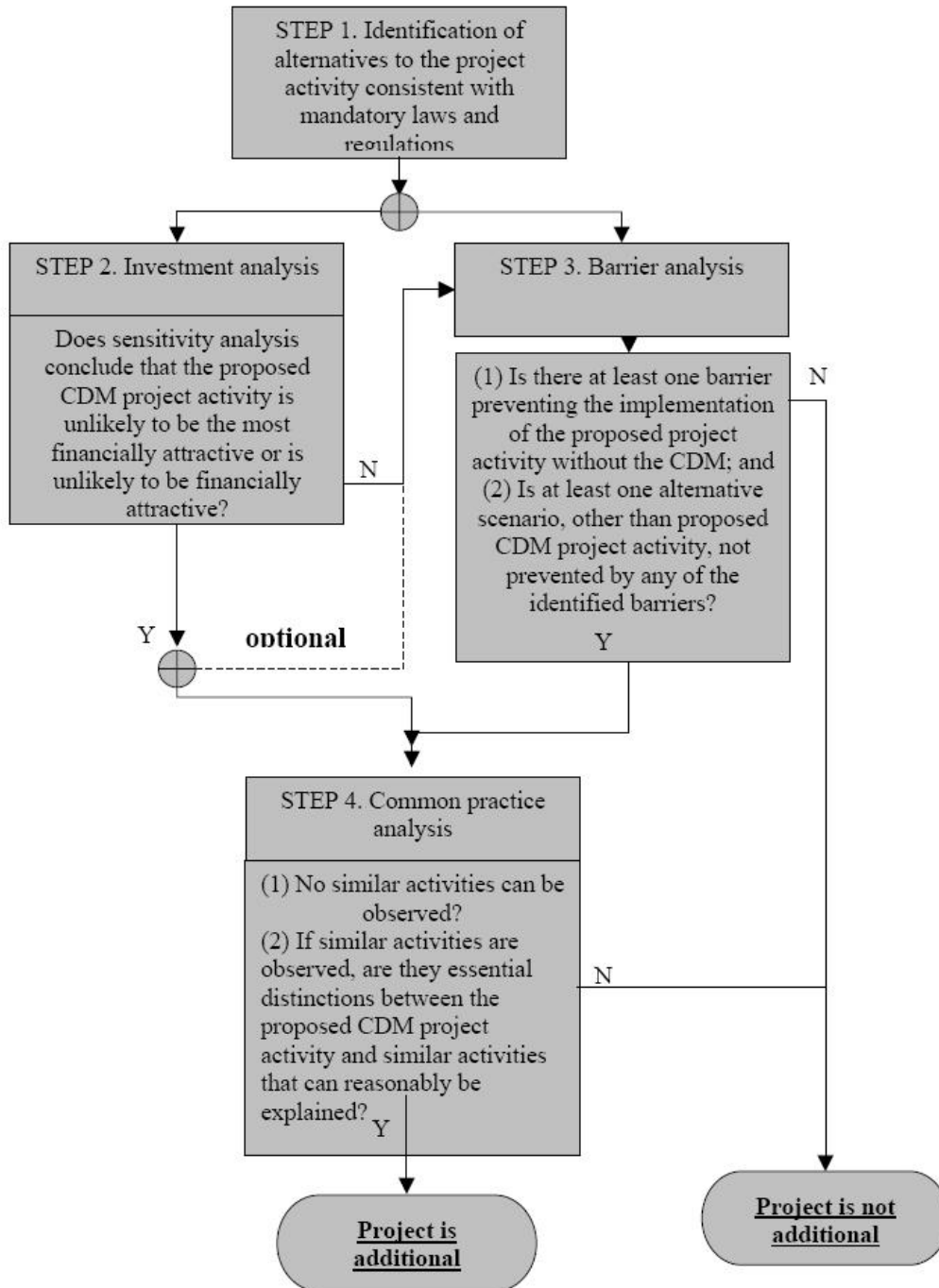


Рис. 8. Етапи демонстрації додатковості



Крок 1. Визначення альтернатив для проектної діяльності та їх узгодженість з дійсними законами та постановами

Крок 1а. Визначення альтернатив для проектної діяльності

Існує три альтернативи для цього проекту (як уже обговорювалися в розділі **В1**).

1. Першою альтернативою є продовження існуючої ситуації (немає проектної діяльності чи інших альтернатив), тобто “business-as-usual” сценарій з впровадженням мінімальних робіт з реконструкції на грані загальної деградації систем теплопостачання.

Треба відмітити, що в українському законодавстві немає регулювання стосовно часу заміни котлів та максимального строку їх експлуатації. Звичайною практикою в Україні є експлуатація котлів, встановлених у 70-х та навіть 50-60-х роках та раніше, якщо вони пройшли технічну експертизу уповноваженого органу («Держнаглядохоронпраці»).

2. Другою альтернативою є проведення реконструкції (запропонованої проектної діяльності) без використання механізму Спільного Впровадження.

3. Третьою альтернативою є скорочення проектної діяльності, виключення з проекту будь-яких неключових заходів по реалізації проекту, наприклад виключення з проекту впровадження частотного регулювання, тощо.

Висновок з Кроку 1а. Визначені три реалістичні альтернативи для проектної діяльності.

Крок 1б. Узгодженість альтернатив з дійсними законами та постановами

Згідно з законом України «Про ліцензування окремих видів діяльності» №1775-III від 01 червня 2000 року, та «Про теплопостачання» № 2633-IV від 02 червня 2005 року; Постанови Кабінету міністрів України «Про внесення змін до постанов Кабінету міністрів №1698 від 14 листопада 2000 року та №756 від 04 липня 2001 року» №549 від 19 квітня 2006 року та «Про утвердження органів ліцензування» №1698 від 14 листопада 2000 року, проведення господарської діяльності по виробництву, транспортуванню та розподіленню теплової енергії вимагає ліцензії, що видається Міністерством з питань житлово-комунального господарства України.

Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, мають такі ліцензії (ОКП «Донецьктеплокомуненерго» – АВ № 345052; КП «Макіївтепломережа» - АВ № 345151; ККП «Маріупольтепломережа» - АВ № 347000; ТОВ «Артемівськ-енергія» - АВ № 345158).

Проект «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» підготовлений згідно з Законом України «Про енергозбереження» №74/94-ВР від 01 липня 1994 року та №3260-IV від 22 грудня 2005 року «Про зміни до Закону України про енергозбереження».

Висновок з Кроку 1б. Альтернативні сценарії, а саме: сценарій «бізнес-як-звичайно», проведення реконструкції без використання механізмів СВ та виключення з проекту будь-яких неключових заходів по реалізації проекту, узгоджуються з обов'язковими законами та постановами.

Тому Крок 1 задовольняється.

Згідно з інструкцією «Інструмент для демонстрації та оцінки додатковості» (Версія 5.2), для подальшого аналізу додатковості можливо переходити до розгляду Кроку 2 або Кроку 3 (або обох).

Крок 2. Інвестиційний аналіз.

Крок 2а: Визначення відповідного методу аналізу

Відповідний метод аналізу повинен бути обраний в залежності від генерації фінансових або економічних вигод від проекту. Якщо діяльність по проекту не генерує фінансової або економічної вигоди, окрім доходу від СВ, то може бути застосований простий аналіз витрат (Варіант I), у



противному випадку повинні бути використані інвестиційний аналіз порівняння (Варіант II) або бенчмарк аналіз (Варіант III).

Основним джерелом доходів підприємств централізованого теплопостачання в Україні є платежі від населення відповідно до тарифів, які регулює "Порядок встановлення тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії та централізованого опалення та гарячого водопостачання"¹⁴.

Згідно з цим Порядком, тарифи повинні бути встановлені на основі запланованої собівартості, і не дозволяють отримати дохід від скорочення споживання палива, електроенергії, сировини тощо. Будь-яке скорочення витрат на ці ресурси має призвести до зниження тарифів для кінцевих споживачів і відповідно до зменшення доходів підприємства; таким чином, підприємство не отримує додатковий дохід.

Таким чином, може бути застосований простий аналіз витрат (Варіант I).

Крок 2б: Варіант I. Застосування простого аналізу витрат

Впровадження проектної діяльності вимагає суттєвих додаткових інвестицій - близько 31 млн. Євро тільки для встановлення / реконструкції основного обладнання. Ціни на нове обладнання, яке планується встановити відповідно до проекту, представлені у таблицях формату Excel на листах «Параметри» в Додатках 1, 2. Вони визначені на основі середніх цін виробників. Ці ціни використовуються для подальших розрахунків вартості, та повинні бути скореговані у майбутньому згідно з дійсними цінами виробників (зміни через інфляцію, тощо).

Необхідні інвестиції для впровадження проекту «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» включають кошти на встановлення / реконструкцію основного обладнання, представлені у Таблиці 10, а також додаткові витрати, наприклад на навчання персоналу, технічний контроль, систематичний збір та зберігання даних, тощо.

№ п/п	Енергозберігаючі заходи	тис. Євро
1	Реконструкція котелень	11213,30
2	Реконструкція тепломереж	14728,70
3	Встановлення частотного регулювання	1256,35
4	Заміна теплообмінників	258,80
5	Заміна насосів	284,12
6	Впровадження ІТП	118,00
7	Встановлення когенераційних установок	3050,00
	Всього	30909,26

Табл. 10. Вартість основних енергозберігаючих заходів

Для більш детальної інформації див. Додатки 1-8.

Оцінені витрати на реалізацію визначених вище альтернатив проектної діяльності:

1. Для першої альтернативи (продовження існуючої ситуації, "business-as-usual" сценарій) додаткових вкладень не потрібно.
2. Для другої альтернативи (запропонована проектна діяльність без механізму СВ)- додаткові інвестиції такі ж, як і для діяльності за проектом.
3. Для третьої альтернативи (скорочена проектна діяльність) - додаткові інвестиції менше, ніж для діяльності за проектом.

¹⁴ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=955-2006-%EF>



Висновок з Кроку 2: Існує принаймні одна альтернатива, яка потребує менше коштів, ніж діяльність за проектом.

Тому Крок 2 задовольняється.

Крок 3: Аналіз бар'єрів

Крок 3а: Визначення бар'єрів, які можуть перешкоджати впровадженню запропонованої проектної діяльності

Інвестиційні бар'єри

Загальна ситуація у галузі централізованого теплопостачання в Україні може бути охарактеризована як незадовільна, вона проаналізована і описана у декількох оглядах та звітах. Деякі цитати, що характеризують технічну та фінансову ситуацію, наведені нижче.

«Існуючі централізовані системи теплопостачання потерпають від однакових, добре-відомих проблем, таких як у інших центральних та Європейських країнах. Застарілі російські технології, зношене обладнання, нехтування ремонтом і наладкою виливаються в зменшенні ефективності. Типова загальна ефективність централізованої системи теплопостачання (від використання палива в котлах до постачання тепла на вході до споживача) складає близько 50%. Включаючи втрати тепла в середині приміщень, очікується, що тільки одна третина енергії палива ефективно використовується кінцевими споживачами.

Поганий технічний стан централізованих систем теплопостачання має аналогію у поганому фінансовому становищі. Відсутність тарифів, що покривають витрати, не дає можливості отримати необхідний дохід, а дотації надто малі, щоб покрити витрати, і часто затримуються. На додаток дебіторська заборгованість зростає з підвищенням тарифів.» (Звіт: Потенціал ринку для проектів централізованого теплопостачання в Україні та їх модернізації з використанням Австрійських технологій. Відень, 2004, стор. 3)¹⁵

«Існуюча регуляторна база та тарифна політика роблять складним залучення приватних інвесторів до сектору централізованого теплопостачання. Крім того, основні зацікавлені сторони, наприклад, муніципалітети та побутові споживачі, у більшості випадків не мають необхідних фінансових можливостей. (стор.324).

Централізоване теплопостачання в Україні є неефективним і потребує нагальних інвестицій для реконструкції та модернізації. ... Існуюча політична база не робить централізоване теплопостачання привабливим для інвестицій, що підриває його сталість. Бар'єрами для інвестицій та підвищення ефективності є головним чином такі фактори: існуюча цінова політика, відсутність обліку, концентрація на виробництві теплоенергії, нечітка форма власності та управління будинками, складний доступ до фінансування для зацікавлених сторін. Вкрай необхідно створити адекватну політику та регуляторні умови для залучення приватних інвестицій до цього сектору.» (ОГЛЯД ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ 2006, УКРАЇНА, ОЕСД/ІЕА, 2006.) (стор 328)¹⁶.

«Централізована система теплопостачання потерпає від неефективності і низького рівня інвестування. Головні перешкоди для інвестування включають неясну цінову політику, неконтрольоване управління та умови володіння, акумулювання боргу виробників тепла» (Огляд сектору теплопостачання в Україні, CASE, 2007)¹⁷.

Проекти з енергетичної ефективності в секторі централізованого теплопостачання в Україні не можуть бути впроваджені за рахунок тарифів на теплову енергію, так як інноваційна складова в тарифах

¹⁵ [http://www.energyagency.at/\(publ\)/themen/elektrizitaet_index.htm](http://www.energyagency.at/(publ)/themen/elektrizitaet_index.htm)

¹⁶ http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1819

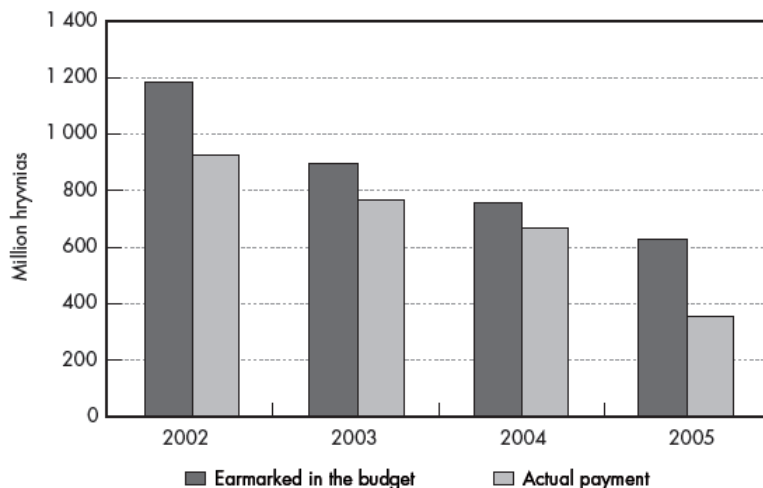
¹⁷ www.case-ukraine.com.ua

звичайно відсутня, та навіть «В деяких регіонах України тарифи на теплову енергію нижчі рівня витрат, результатом чого є акумулювання боргу виробників тепла кредиторам (постачальникам палива, персоналу тощо)» (Огляд сектору теплопостачання в Україні, CASE, 2007)¹⁸.

Більше того, жоден банк не видає кредитів без майнової застави. Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, є підприємствами з комунальною власністю, і всі їх основні фонди належать територіальній громаді. З цієї причини майно підприємств не може бути заставлене. Таким чином, реконструкція системи централізованого теплопостачання є практично неможливою без додаткового зовнішнього фінансування (гранти, субсидії, субвенції, тощо), і в теперішній ситуації практично тільки муніципальне або державне фінансування може бути використане для цих цілей. Але український уряд не має достатньої кількості коштів для цього, та недостатність та затримка бюджетного фінансування діяльності в цьому секторі є його головною проблемою.

Більше того, фактичне бюджетне фінансування зазвичай істотно нижче запланованого (див. діаграму нижче), [UKRAINE ENERGY POLICY REVIEW 2006, OECD/IEA, 2006].

State Budget Subsidies for Housing and Communal Services Payments, 2002-05



Source: Ministry of Construction, Architecture, Housing and Communal Services.

Рис. 9 Діаграма фактичного фінансування житлового та комунального секторів з Державного бюджету.

Також, як обговорювалося вище, «тарифи на централізоване теплопостачання не покривають витрат, і різниця має покриватися прямими субсидіями постачальникам тепла з місцевого або державного бюджету». Але навіть ці платежі часто затримуються або навіть не виплачуються: «Бюджетні платежі, однак, часто затримуються, в результаті чого істотно зростає дебіторська заборгованість теплопостачальних підприємств» [UKRAINE ENERGY POLICY REVIEW 2006, OECD/IEA, 2006].

З іншого боку, додаткове фінансування проектної діяльності завдяки залученню механізмів СВ, є не тільки важливим для фінансування проекту, але і само по собі є дуже позитивним фактором, і може навіть підвищити пріоритетність бюджетного фінансування на користь проекту, що зменшить інвестиційний бар'єр. Свідченням цього, зокрема для дуже подібного проекту СВ з реконструкції системи теплопостачання в Чернігівській області, є лист від місцевої влади – Чернігівської обласної

¹⁸ www.case-ukraine.com.ua



державної адміністрації №01.04-05/1554 від 03.06.2008 р.

Для цього проекту, також, факт підписання міжнародного контракту між ВАТ “Облтеплокомуненерго” та Покупцем ОСВ забезпечує пріоритетність розподілу фондів з державного та місцевого бюджетів на реконструкцію систем теплопостачання в залучених містах Донецької області, що сприятиме виконанню міжнародних зобов’язань по проекту спільного впровадження.

Технологічні бар’єри

1. Не всі запропоновані технології є широко розповсюдженими. Може виявитися недостатньою кваліфікація обслуговуючого персоналу для впровадження нових технологій належним чином та вчасно.

Більшість теплопостачальних підприємств в Україні здійснюють щорічний мінімальний ремонт систем теплопостачання для забезпечення їх роботи. Зокрема здійснюється ремонт елементів трубопроводів та котлів, які можуть призвести до аварій. Найбільш економічно можливим та реалістичним сценарієм без продажу одиниць скорочення є базовий сценарій з дуже повільною реконструкцією, ніж проведення капітального ремонту систем теплопостачання.

Більшість із запропонованих технологій широко застосовуються в Україні для подібних проектів СВ. Наприклад: заміна котлів, тепломереж з використанням попередньо ізольованих труб, впровадження частотного регулювання, тощо.

2. Ефективність встановлюваного обладнання може бути нижчою, ніж було заявлено виробником, чи обладнання може мати значні дефекти.

3. Наявна кількість природного газу. Останніми роками Україна зіштовхнулася з недопостачанням газу з Російської Федерації. Український Уряд намагається зменшити залежність від поставок газу з Росії.

Організаційні бар’єри

Відсутній досвід управління впровадженням проектів СВ, що включає: ведення міжнародних переговорів, детермінацію, верифікацію, реєстрацію, моніторинг, тощо.

Висновок з Кроку 3а: Визначені бар’єри можуть перешкодити впровадженню запропонованого проекту так само, як і іншим альтернативам - проведенню реконструкції без використання механізмів СВ та скороченню проектної діяльності з виключенням з проекту будь-яких неключових заходів по реалізації проекту

Крок 3б: Пояснення, що визначені бар’єри не можуть перешкодити впровадженню хоча б одного альтернативного сценарію

Однією з альтернатив є продовження діяльності «бізнес-як-звичайно». Так як бар’єри, визначені вище, прямо стосуються інвестування в модернізацію систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області, у теплопостачальних підприємств, що впроваджують проект, немає ніяких перешкод для подальшої експлуатації систем теплопостачання на попередньому рівні.

Висновок з Кроку 3б: Визначені бар’єри не можуть перешкодити впровадженню хоча б одного альтернативного сценарію - продовження діяльності «бізнес-як-звичайно».

Тому Крок 3 задовольняється.

Крок 4: Аналіз звичайної практики

Крок 4а. Аналіз інших альтернатив, схожих із запропонованою проектною діяльністю

Існуюча практика теплопостачальних підприємств в Україні без механізмів СВ - це лише необхідний ремонт застарілого обладнання, в основному у випадках аварій, а не оновлення. Лише з механізмом СВ можливо отримати необхідні додаткові кошти на загальну реконструкцію системи теплопостачання.



Це підтверджується існуючою ситуацією, коли реальну загальну реконструкцію систем тепlopостачання в Україні виконали лише підприємства-учасники проектів СВ. Існує щонайменше 9 проектів в Україні з реконструкції систем тепlopостачання з використанням механізмів СВ на просунутих етапах, крім цього проекту: для систем тепlopостачання в Чернігівській області, Донецькій області, Криму, місті Харкові, Рівненській області, Дніпропетровській області, місті Луганську, місті Запоріжжя, місті Севастополі. Але інші проекти СВ не мають бути залучені до аналізу загальноприйнятої практики.

Висновок з Кроку 4а: Через те, що немає схожих проектів в області, немає потреби проводити аналіз подібної проектної діяльності.

Крок 4б. Розгляд будь-яких подібних Варіантів, що мають місце

Всі проекти з реконструкції систем тепlopостачання в Україні здійснюються тільки в рамках механізму СВ Кіотського протоколу. За відсутності додаткових фінансувань (таких, як гранти, інші некомерційні порядки фінансування, вуглецеві кредити, тощо) реалізація цих проектів була б неможлива. Застосування механізму СВ є єдиним стимулом для здійснення таких проектів.

Висновок з Кроку 4б: На основі наявних фактів, можна зробити наступні висновки :

- Подібна до цього проекту діяльність не є поширеною у житлово-комунальному господарстві України.
- Ця діяльність не є результатом національної політики, що проводиться відносно сприяння використанню газу в якості палива на муніципальних системах тепlopостачання.

Таким чином, діяльність за проектом не підпадає під категорію *звичайної практики*. Це свідчить про додатковість цього проекту.

Тому Крок 4 задовольняється.

Висновок

На основі вищенаведеного аналізу можна зробити висновок, що проектна діяльність є додатковою.

В.3. Опис того, як визначення границь проекту застосовується до проекту:

Границі проекту для базового сценарію представлені у чорному прямокутнику на графічному рисунку (Рис. 10)

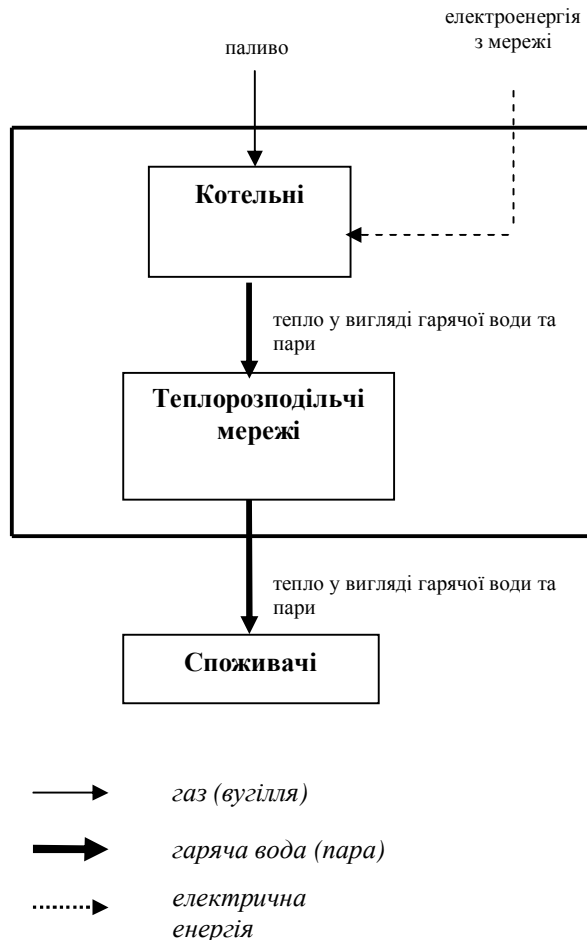


Рис.10. Схема границь проекту для базового сценарію.

Границі проекту для проектного сценарію представлені у чорному прямокутнику на графічному рисунку (Рис. 11).

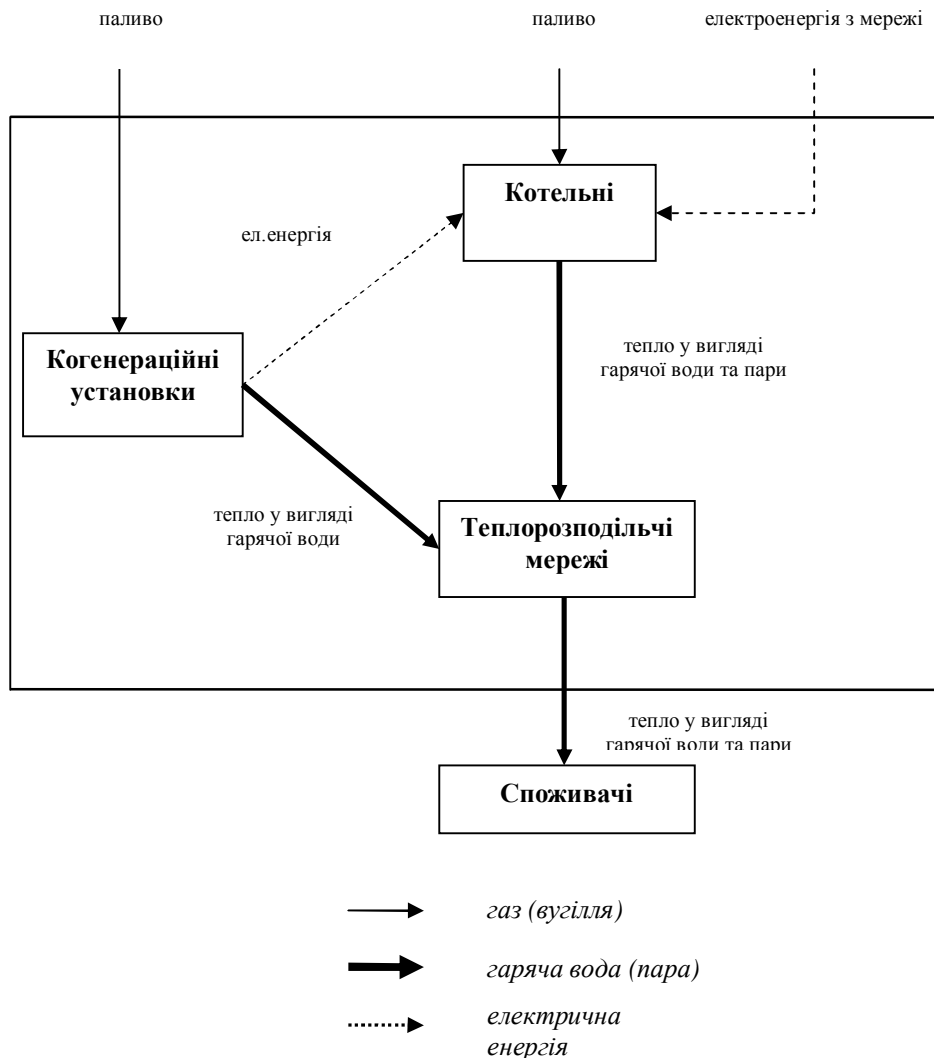


Рис.11. Схема границь проекту для проектного сценарію.

Прямі та непрямі викиди

Прямі локальні викиди: викиди CO₂ від спалювання природного газу в котлах (в деяких випадках в якості палива використовується вугілля), викиди NO_x і CO від спалювання в існуючих котлах/пальниках, викиди парникових газів від спалювання палива у газових двигунах на нових когенераційних установках, додаткові викиди парникових газів від спалювання палива у котлах на котельнях завдяки великим втратам тепла у розподільчих мережах.

Викиди CH₄ та N₂O від спалювання палива є незначними, тому виключені з розрахунків для спрощення.

Прямі сторонні викиди: викиди парникових газів від електростанції(-й), при виробництві електроенергії до загальнодержавної електромережі.

Викиди парникових газів від електростанції (-й), завдяки виробництву електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка споживається для опалення споживачами міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області. Це має місце на фоні поганого обслуговування у сфері тепlopостачання в сьогоdnішній ситуації. Експлуатація електричних нагрівачів є дуже типова і широко поширена.



Непрямі локальні викиди: немає

Непрямі сторонні викиди: викиди парникових газів від видобутку, виробництва та транспортування палива.

Локальні викиди			
Поточна ситуація	Проект	Прямі або непрямі	Включені або виключені
Викиди CO ₂ від спалювання палива в котлах	Зниження викидів CO ₂ від спалювання палива в котлах завдяки підвищенню ефективності котлів та економії палива. Додаткові викиди CO ₂ на котельнях, де будуть встановлені нові когенераційні установки, за рахунок додаткового споживання палива цими когенераційними установками	Прямі	Включені
Викиди NO _x і CO від спалювання палива у існуючих котлах/пальниках	Зниження викидів NO _x і CO від спалювання палива після заміни пальників у котлах	Прямі	Виключені, NO _x і CO не є парниковими газами
Викиди CO ₂ від спалювання палива в котлах на котельнях за рахунок надто великих втрат тепла в теплорозподільчих мережах	Зниження викидів CO ₂ від котелень завдяки зменшенню теплових втрат в тепло-розподільчих мережах за рахунок заміни труб на попередньо-ізольовані, встановлення нових теплообмінних апаратів, переведення існуючих ЦТП на ІТП	Прямі	Включені
Сторонні викиди			
Поточна ситуація	Проект	Прямі або непрямі	Включені або виключені
Викиди CO ₂ від електростанції(ій) при виробництві електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка споживається котельними	Зниження викидів CO ₂ від електростанцій за рахунок зменшення споживання електроенергії котельнями в результаті впровадження енергозберігаючих заходів та виробництва електроенергії новими когенераційними установками на власні потреби	Прямі	Включені
Викиди CO ₂ від електростанцій внаслідок споживання електроенергії для обігріву мешканців міст Донецької області. Це відбувається із-за низької	Зниження викидів CO ₂ на електростанції(ях) за рахунок зменшення споживання електроенергії для опалення споживачами міст Донецької	Прямі	Виключені, не є під контролем розробника проекту



якості тепlopостачання для багатьох споживачів в сьогоdnішній ситуації. Використання електричних нагрівачів є досить звичайним і широко поширеним	області. Це буде відбуватися після впровадження проекту, коли обслуговування в сфері тепlopостачання стане більш ефективним. Використання електричних нагрівачів істотно зменшиться.		
Викиди CO ₂ від видобутку палива та його транспортування	Зниження викидів CO ₂ від видобутку палива та його транспортування.	Непрямі	Виключені, не є під контролем розробника проекту

Табл. 11. Границі проекту

В.4. Подальша інформація про базову лінію, включаючи дату визначення базової лінії та ім'я (-ена) особи(-б)/підприємств(-а), що визначають базову лінію:

Дата визначення базової лінії: 18.06.2010 р.

Базова лінія визначалася Інститутом промислової екології (ІПЕ), розробником проекту, та ОКП «Донецьктеплокомуненерго», постачальником проекту (учасник проекту).

ІПЕ:

Інститут промислової екології
Київ, Україна.

Дмитро Юрійович Падерно,

Заст. директора, к.ф.-м.н.

телефон: +38 044 453 28 62

Факс: +38 044 456 92 62

e-mail: engeco@kw.ua

ОКП «Донецьктеплокомуненерго»:

Донецьк, Україна.

Василь Альбертович Воротинцев,

Геральний директор.

Телефон: +38 062 335 00 26

Факс: +38 062 304 62 95

e-mail postmaster@kpdtkе.donetsk.ua



РОЗДІЛ С. Тривалість проекту/ період кредитування

С.1. Дата початку проекту:

Дата початку проекту: 15.03.2006 р.

Дата 15.03.2006 р. була прийнята як дата початку проекту, тому що цього дня були підписані договори між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та КП «Макіївтепломережа» і ТОВ «Артемівськ-енергія» на розробку та просування проекту спільного впровадження «Реконструкція систем тепlopостачання Донецької області 2», а також між ОКП «Донецьктеплокомуненерго» та Інститутом промислової екології про підготовку матеріалів проекту Спільного Впровадження зі зниження викидів парникових газів за рахунок реконструкції систем тепlopостачання в Донецькій області.

С.2. Очікуваний операційний життєвий цикл проекту:

Мінімальний номінальний життєвий цикл для нових котлів складає 20 років. Реальний середній життєвий цикл нового обладнання для тепломереж оцінюється до 30-40 років. Таким чином, очікуваний життєвий цикл проекту має бути щонайменше 30 років. Для подальших розрахунків життєвий цикл приймається рівним 20 років, або 240 місяців, від впровадження останньої діяльності за проектом (31.12.2012 р.).

Таким чином, очікуваний життєвий цикл проекту складає 26,25 років (315 місяців), з 01.10.2006 р. до 31.12.2032 р.

С.3. Тривалість періоду кредитування:

Виробництво ОСВ відноситься до першого періоду зобов'язань і становить 5 років (1 січня 2008 р. – 31 грудня 2012 р.).

Початковою датою періоду кредитування взято дату, коли будуть згенеровані перші одиниці скорочення викидів, а саме 1 жовтня 2006 року. Кінцем періоду кредитування буде кінець життєвого циклу основного обладнання, а саме щонайменше 31 грудня 2032 року. Таким чином, тривалість періоду кредитування становитиме 26,25 років (315 місяців) з 01.10.2006 р. до 31.12.2032 р.

**РОЗДІЛ D. План моніторингу****D.1. Опис обраного плану моніторингу:****D.1.1. Варіант 1 – Моніторинг викидів у проектному сценарії та базовому сценарії:****Індикатор виконання проекту**

Найбільш об'єктивний та кумулятивний фактор, що надасть ясну картину про те, чи дійсно зменшення викидів мало місце, - це *економія палива*. Вона може бути визначена як різниця між базовим споживанням палива та споживанням палива після впровадження проекту. Якщо котли споживають паливо на проектному рівні, то всі інші показники, такі як ефективність роботи нових котлів, пальників та теплоутилізаторів, питомі витрати палива когенераційними установками, також як і втрати тепла у теплорозподільчих мережах, є відповідними.

Моніторинг показників виконання проекту

Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, збирають та зберігають дані щодо палива, придбаного для опалення, у вигляді рахунків за паливо. Інформація щодо зекономленого палива буде використана у підготовці щорічних звітів з моніторингу (до 1 квітня кожного року наступного за звітним) з усією відповідною документацією та історичною інформацією про закупівлю палива Постачальником.

Моніторинг скорочення викидів та базовий сценарій

Специфічний для проектів СВ підхід до моніторингу, розроблений для «Проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання» в умовах України, полягає в наступному:

Для будь-якого року за проектом, базовий сценарій буде різнитися внаслідок впливу зовнішніх факторів, таких як погодні умови, зміни нижчої теплотворної спроможності палива, кількості споживачів, тощо. Базова лінія та кількість Одиниць Скорочення Викидів для всіх проектних років повинні бути скореговані з прийняттям до уваги всіх цих факторів (Динамічна Базова лінія).

Буде використаний наступний специфічний для проекту СВ підхід:

Кількість Одиниць Скорочення Викидів (ОСВ), т CO₂e:

$$OSV = \sum [E_i^b - E_i^r] \quad (D.1.1-1)$$

де

E_i^b та E_i^r – викиди парникових газів для кожної (i) котельні в звітний рік для динамічного базового та проектного сценаріїв, відповідно, т CO₂e.

Сума береться для всіх котелень (i), які приймають участь у проекті.



$$E_i^b = E_{li}^b + E_{gen\ i}^b + E_{cons\ i}^b \quad (D.1.1-2)$$

$$E_i^r = E_{li}^r + E_{gen\ i}^r + E_{cons\ i}^r, \quad (D.1.1-3)$$

де:

E_{li}^b та E_{li}^r – викиди парникових газів, що відбуваються із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (і) котельні у базовий та звітний роки відповідно, т CO₂e;

$E_{gen\ i}^b$ та $E_{gen\ i}^r$ – викиди парникових газів, що відбуваються із-за виробництва електроенергії, пов'язаної з проектом, для (і) котельні в базовий рік (кількість, спожита з тепломережі і яка буде заміщена в проектному році), та вироблена об'єктами, включеними в проект, в звітний рік, відповідно, т CO₂e;

$E_{cons\ i}^b$ та $E_{cons\ i}^r$ – викиди парникових газів, що відбуваються із-за споживання електроенергії з мережі (і) котельнею та тепловими пунктами, які відносяться до неї, в базовий рік та в звітний рік, відповідно, т CO₂e.

Для кожної (і) котельні:

$$E_{li}^b = NCV_b * Cef_b * B_b \quad (D.1.1-4)$$

$$E_{li}^r = NCV_r * Cef_r * B_r \quad (D.1.1-5)$$

$$E_{gen\ i}^b = W_b * CEF_c + Q_b * f_b * NCV_r * Cef \quad (D.1.1-6)$$

$$E_{gen\ i}^r = (W_b - W_r) * CEF_g + [(Q_b - Q_r) * f_b + B_g] * NCV_r * Cef \quad (D.1.1-7)$$

$$E_{cons\ i}^b = P_b * CEF_c \quad (D.1.1-8)$$

$$E_{cons\ i}^r = P_r * CEF_c \quad (D.1.1-9)$$

де:

NCV – нижча теплотворна спроможність палива, ГДж/тис. м³ (ГДж/т);

Cef – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для палива, т CO₂/ГДж;

B – кількість спожитого палива, тис. м³ або тон;

W_b – заплановане виробництво електроенергії новими когенераційними установками, МВт-год;

W_r – електроенергія, вироблена новими когенераційними установками, МВт-год;

CEF_g – коефіцієнт викидів парникових газів при виробництві електроенергії в Україні, т CO₂e/МВт-год;

P_b – базове споживання електроенергії котельнями, МВт-год;

P_r – споживання електроенергії котельнями після впровадження енергозберігаючих заходів, МВт-год;

CEF_c – коефіцієнт викидів парникових газів при зменшенні споживання електроенергії в Україні, т CO₂e/МВт-год;

Q_b – заплановане виробництво теплової енергії новими когенераційними установками на котельні, МВт-год;

Q_r – виробництво теплової енергії новими когенераційними установками на котельні в звітний рік, МВт-год;



f_b – питома витрата палива котельнею, на якій планується встановлення когенераційних установок, м³/МВт-год;
 V_g – кількість спожитого палива (газу) новими когенераційними установками на виробництво тепла і електроенергії, тис. м³;
 $[b]$ індекс – відноситься до базового року;
 $[r]$ індекс – відноситься до звітнього року.

Якщо котельня споживає більш ніж один вид палива, розрахунки E ведуться для кожного виду палива окремо, а потім результати підсумовуються.

Згідно з припущенням Динамічної Базової лінії, значення E_1^b може бути різним:

$$E_{1i}^b = E_{hi}^b + E_{wi}^b, \quad (D.1.1-10)$$

де перше значення описує викиди від споживання палива на опалення, а друге – споживання палива не гаряче водопостачання.

Для випадку, коли в базовому році існувало гаряче водопостачання (незалежно від тривалості послуг, $(1-a_b) \neq 0$), використовується наступна формула для E_1^b :

$$E_1^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_b * (1-a_b) * K_1 * K_w], \quad (D.1.1-11)$$

де перше значення у дужках описує споживання палива на опалення, а друге – споживання палива не гаряче водопостачання.

Для випадку, коли в базовому році зовсім не існувало гарячого водопостачання ($(1-a_b) = 0$), а в звітньому році з'явилися послуги гарячого водопостачання (завдяки покращенню послуг тепlopостачання населенню), використовується наступна формула для E_1^b :

$$E_1^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_r * (1-a_r) * K_1 * K_{w0}] \quad (D.1.1-12)$$

$$E_1^r = NCV_r * Cef_r * V_r, \quad (D.1.1-13)$$

де:

NCV – нижча теплотворна спроможність палива, ГДж/тис. м³ (ГДж/т);

Cef – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для палива, т CO₂/ГДж;

V – кількість спожитого палива, тис. м³ або тон;

K_1, K_h, K_w, K_{w0} – корегуючі коефіцієнти;

a – частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей;

$(1-a)$ – частина палива (тепла), спожитого для послуг гарячого водопостачання;

$[b]$ індекс – відноситься до базового року;

$[r]$ індекс – відноситься до звітнього року.

$$a_b = L_h^b * g^b * N_h^b / (L_h^b * g^b * N_h^b + L_w^b * N_w^b); \quad (D.1.1-14)$$



$$a_r = L_h^r * g^r * N_h^r / (L_h^r * g^r * N_h^r + L_w^r * N_w^r), \quad (D.1.1-15)$$

де:

L_h, L_w – максимальне навантаження для надання послуг опалення та гарячого водопостачання, МВт;

g – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду (визначається для кожної котельні на історичній основі (зазвичай складає 0,4-0,8));

N_h, N_w – тривалість опалювального періоду та періоду надання послуг гарячого водопостачання в рік, год.

$$g = Q_{av} / Q_{max} = F_h * k_h * (T_{in} - T_{out av}) / F_h * k_h * (T_{in} - T_{out min}) = (T_{in} - T_{out av}) / (T_{in} - T_{out min}) \quad (D.1.1-16)$$

де:

F_h – опалювана площа приміщень, m^2 ;

k_h – коефіцієнт теплопередачі будівель, $кВт/м^2 * К$;

T_{in} – середня внутрішня температура за опалювальний період, $К$ (або $^{\circ}C$);

$T_{out av}$ – середня зовнішня температура за опалювальний період, $К$ (або $^{\circ}C$);

$T_{out min}$ – мінімальна зовнішня температура за опалюваний період, $К$ (або $^{\circ}C$).

Корегуючі коефіцієнти:

1. K_1 (Коефіцієнт зміни нижчої теплотворної спроможності):

$$K_1 = NCV_b / NCV_r \quad (D.1.1-17)$$

2. Для створення Динамічної Базової лінії з опалення, яка враховує всі зовнішні фактори, такі як погодні умови, опалювану площу тощо, повинен використовуватись корегуючий коефіцієнт для опалення.

Кількість спожитого палива на опалення пропорціональне необхідній кількості тепла за опалювальний період, Q_h :

$$V_h = V * a = Q_h / NCV * \eta, \quad (D.1.1-18)$$

де

Q_h - необхідна кількість тепла за опалювальний період;

η - загальна ефективність опалювальної системи.

Згідно з припущенням про Динамічну базову лінію, необхідна кількість тепла в базовий рік для коректного порівняння повинна бути приведена до фактичних умов (зовнішніх до проекту) звітнього року:



$$Q_{h\ br} = Q_{h\ b} * K_h = Q_{h\ r} \quad (D.1.1-19)$$

де:

$Q_{h\ br}$ – необхідна кількість тепла для Динамічної базової лінії, припускається рівною Q_r – необхідній кількості тепла для звітного року,

$Q_{h\ b}$ – необхідна кількість тепла для базового року;

K_h – усереднений корегуючий коефіцієнт для опалення.

Цей усереднений корегуючий коефіцієнт можливо визначити з рівності:

$$K_h = Q_{h\ r} / Q_{h\ b}. \quad (D.1.1-20)$$

Необхідна кількість тепла для опалення будинків протягом року, згідно з “Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на громадсько-побутові потреби в Україні. КТМ 204 Україна 244-94”¹⁹, (формула 2.17], визначається як::

$$Q_h = F_h * k_h * (T_{in} - T_{out}) * N_h, \quad (D.1.1-21)$$

де:

Q_h – необхідна кількість тепла на опалення, кВт*год;

F_h – опалювана площа приміщень, м²;

K_h – середній коефіцієнт теплопередачі будівель, кВт/м²*К;

T_{in} – середня температура в середині приміщень за опалювальний період, К (або °С);

T_{out} – середня зовнішня температура за опалювальний період, К (або °С);

N_h – тривалість опалювального періоду на рік, год.

Тому:

$$K_h = (F_{h\ r} * k_{h\ r}) * (T_{in\ r} - T_{out\ r}) * N_{h\ r} / F_{h\ b} * k_{h\ b} * (T_{in\ b} - T_{out\ b}) * N_{h\ b} \quad (D.1.1-22)$$

Складові компоненти K_h :

2.1. K_2 (коефіцієнт зміни температури):

$$K_2 = (T_{in\ r} - T_{out\ r}) / (T_{in\ b} - T_{out\ b}). \quad (D.1.1-23)$$

¹⁹ <http://www.twirpx.com/file/153194/>



2.2. K_3 (Коефіцієнт зміни опалювальної площі і теплової ізоляції будівель):

$$K_3 = (F_{hr} * k_{hr}) / F_{hb} * k_{hb} = [(F_{hr} - F_{htr} - F_{hnr}) * k_{hb} + (F_{hnr} + F_{htr}) * k_{hn}] / F_{hb} * k_{hb}, \quad (D.1.1-24)$$

де:

F_{hb} – опалювана площа приміщень в базовий рік, m^2 ;

F_{hr} – опалювана площа приміщень в звітний рік, m^2 ;

F_{hnr} – опалювана площа нових будинків, під'єднаних до системи тепlopостачання (припускається, з новою (покращеною) теплоізоляцією) у звітний рік, m^2 ;

F_{htr} – опалювана площа будинків (які існували в базовому році) в звітному році з покращеною тепловою ізоляцією, m^2 ;

k_{hb} – середній коефіцієнт теплопередачі будівель в базовому році, $kWt/m^2 * K$;

k_{hr} – середній коефіцієнт теплопередачі будівель в звітному році, $kWt/m^2 * K$;

k_{hn} – коефіцієнт теплопередачі опалюваних будівель з новою теплоізоляцією (нові або старі будинки з новою теплоізоляцією), $kWt/m^2 * K$;

2.4. K_4 (Коефіцієнт зміни тривалості опалювального періоду):

$$K_4 = N_{hr} / N_{hb} \quad (D.1.1-25)$$

де:

N_{hb} – тривалість опалювального періоду в базовому році, год;

N_{hr} – тривалість опалювального періоду в звітному році, год.

Таким чином,

$$K_h = K_2 * K_3 * K_4 \quad (D.1.1-26)$$

3. Для створення Динамічної Базової лінії з послуг гарячого водопостачання, яка враховує всі зовнішні фактори, такі як погодні умови, кількість споживачів послуг тощо, повинен використовуватись корегуючий коефіцієнт для гарячого водопостачання.

Кількість спожитого палива на гаряче водопостачання пропорційна необхідній кількості тепла протягом періоду надання послуг, Q_w :

$$V_w = V * (1-a) = Q_w / NCV * \eta, \quad (D.1.1-27)$$

де:

Q_w - необхідна кількість тепла протягом періоду надання послуг гарячого водопостачання;

η - загальна ефективність системи гарячого водопостачання.

Згідно з припущенням про Динамічну базову лінію, необхідна кількість тепла для гарячого водопостачання в базовий рік для коректного порівняння повинна бути приведена до фактичних умов (зовнішніх до проекту) звітнього року:



$$Q_{w\ br} = Q_{w\ b} * K_w = Q_{w\ r} \quad (D.1.1-28)$$

де:

$Q_{w\ br}$ – необхідна кількість тепла на гаряче водопостачання для Динамічної базової лінії, припускається рівною $Q_{w\ r}$ – необхідній кількості тепла для гарячого водопостачання в звітний рік,

$Q_{w\ b}$ – необхідне тепло на гаряче водопостачання для базового року,

K_w – усереднений корегуючий коефіцієнт для гарячого водопостачання.

Цей усереднений корегуючий коефіцієнт можливо визначити з рівності:

$$K_w = Q_{w\ r} / Q_{w\ b}. \quad (D.1.1-29)$$

Складові компоненти K_w можуть бути визначені з кореляції тепла, використаного на потреби гарячого водопостачання в базовому і звітному роках:

$$Q_w = n_w * v_w * N_w, \quad (D.1.1-30)$$

де:

Q_w – необхідна кількість тепла на потреби гарячого водопостачання, кВт*год;

n_w – середня кількість споживачів, персональних рахунків;

v_w – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок (в теплових одиницях, кВт*год/год);

N_w – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в рік, год.

Таким чином:

$$K_w = n_{w\ r} * v_{w\ r} * N_{w\ r} / n_{w\ b} * v_{w\ b} * N_{w\ b} \quad (D.1.1-31)$$

де:

$n_{w\ r}$ та $n_{w\ b}$ – середня кількість споживачів у звітному та базовому роках, відповідно;

$v_{w\ r}$ та $v_{w\ b}$ – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок (в теплових одиницях, кВт*год/год) у звітному та базовому роках, відповідно);

$N_{w\ r}$ та $N_{w\ b}$ – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в рік, у звітному та базовому роках, відповідно, год.

3.1. K_5 (Коефіцієнт зміни кількості споживачів гарячого водопостачання):

$$K_5 = n_{w\ r} / n_{w\ b} \quad (D.1.1-32)$$

3.2. K_6 (Коефіцієнт зміни стандартної питомої витрати гарячої води на персональний рахунок):

$$K_6 = v_{w\ r} / v_{w\ b} \quad (D.1.1-33)$$



На цей час діє стандартна питома витрата гарячої води, яка була запропонована в КТМ 204 Україна 244-94. Не існує інформації про зміни, тому $K_6 = 1$ і не підлягає спеціальному моніторингу.

3.3. K_7 (Коефіцієнт зміни тривалості періоду надання послуг гарячого водопостачання):

$$K_7 = N_{wr} / N_{wb} \quad (D.1.1-34)$$

де:

N_{wb} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год;

N_{wr} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, год.

Таким чином,

$$K_w = K_5 * K_6 * K_7. \quad (D.1.1-35)$$

3.4. Корегуючі коефіцієнти для гарячого водопостачання у випадку, коли не було послуг гарячого водопостачання у базовому році, а в звітному році ці послуги надаються:

У випадку, коли не було послуг гарячого водопостачання у базовому році, кількість споживачів, стандартна питома витрата гарячої води, тривалість надання послуг гарячого водопостачання у базовому році приймаються рівними значенням цих величин у звітному році,

$$K_5 = K_6 = K_7 = 1. \quad (D.1.1-36)$$

Тому

$$K_{w0} = 1. \quad (D.1.1-37)$$

Таблиці параметрів, що будуть включені у процес моніторингу для розрахунку ОСВ та верифікації, представлені у Розділах **D.1.1.1** та **D.1.1.3**. Кожен рік таблиця з вищезазначеними коефіцієнтами буде оновлена з урахуванням можливих змін цих коефіцієнтів, та будуть розраховані динамічна базова лінія та кількість ОСВ.

Якщо очікувані дані для моніторингу будь-якої котельні у будь-який проектний рік не доступні:

- якщо є недоступними статистичні дані, то будуть прийняті до розрахунку дані звітів IPCC;
- якщо є недоступними нестатистичні дані, то розрахунки для даної котельної для цього року не будуть проводитися, у відповідності до консервативного підходу оцінені скорочення викидів для даної котельної для цього року приймаються рівними 0.

**D.1.1.1. Дані, які будуть збиратися для моніторингу викидів з проекту, яким чином ці дані будуть отримані:**

Ідентифікаційний номер (Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	У якому вигляді будуть отримані дані (в електронному/паперовому вигляді)	Коментарі
1	Споживання палива в котельнях (B _r)	Кожна котельня		в	Кожного дня	100%	Дані в журналі (в електронному або паперовому вигляді)	Споживання палива котельнями є основними даними, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у звітний рік
1.1	Природний газ		тис. м ³					
1.2	Вугілля		тон					
2	Середня аічна теплотворна спроможність палива, розрахована з нижчої теплотворної спроможності (NCV _r)	Звіт постачальника або аналітичний звіт хімічної лабораторії		в, р	Один раз на місяць	100%	Дані в електронному або паперовому вигляді	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у звітний рік
2.1	Природний газ		МДж/ м ³					
2.2	Вугілля		МДж/ кг					



3	Споживання електроенергії (P_r)	Котельні і тепlopункти	МВт-год	в	Кожний місяць	100%	Дані в журналі (в електронному або паперовому вигляді)	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у звітний рік
4	Коефіцієнт викидів парникових газів (Cef_r , CEFc)	Нормативний документ		р	Один раз на рік	100%		Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
4.1	Природний газ		тис.т CO ₂ /ТДж					
4.2	Вугілля		тис.т CO ₂ /ТДж					
4.3	Зниження споживання електроенергії		т CO ₂ e/МВт-год.					
5	Споживання палива когенераційними установками (B_g)	Когенераційні установи	тис. м ³	в	Кожний день	100%	Дані в журналі (в електронному або паперовому вигляді)	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у звітний рік

Усі дані, наведені вище, моніторяться протягом кредитного періоду.

Згідно з чинним законодавством, все вимірювальне обладнання в Україні повинно задовольняти встановленим нормативам відповідних стандартів та підлягає періодичній повірці.

У випадку пошкодження вимірювального обладнання, необхідно замінити або полагодити його якнайшвидше. Такі випадки повинні бути зазначені у звітах з моніторингу.

**D.1.1.2. Опис формули, що використовується для оцінки проектних викидів (для кожного газу, джерела, одиниць викидів CO₂):**

$$E_i^r = E_{1(i)}^r + E_{\text{gen}(i)}^r + E_{\text{cons}(i)}^r ; \quad (\text{D.1.1.2-1})$$

де:

$E_{1(i)}^r$ – викиди парникових газів, що відбуваються із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (i) котельні у звітний рік, т CO₂e;

$E_{\text{gen}(i)}^r$ – викиди парникових газів, що відбуваються із-за споживання палива новими когенераційними установками на (i) котельні в звітний рік, т CO₂e;

$E_{\text{cons}(i)}^r$ – викиди парникових газів, що відбуваються із-за виробництва електроенергії, яка споживається з електромережі (i) котельнею в звітний рік, т CO₂e.

$$E_{1(i)}^r = \text{NCV}_{r(i)} * \text{Cef} * V_{r(i)} , \quad (\text{D.1.1.2-2})$$

де:

$V_{r(i)}$ – споживання палива у проектному сценарії (i) котельнею (для кожного виду палива), тис. м³ (т);

$\text{NCV}_{r(i)}$ – усереднена річна нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, ГДж/тис. м³ (ГДж/т);

Cef – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для кожного виду палива, т CO₂/ГДж.

$$E_{\text{gen}(i)}^r = V_{g(i)} * \text{NCV}_r * \text{Cef} ; \quad (\text{D.1.1.2-3})$$

де:

V_g – витрати природного газу встановленими когенераційними установками, тис. м³/МВт;

NCV_r – усереднена річна нижча теплотворна спроможність природного газу, ГДж/тис. м³;

Cef – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю, т CO₂/ГДж.

$$E_{\text{cons}(i)}^r = P_r * \text{CEF}_c ; \quad (\text{D.1.1.2-4})$$

де:

P_r – проектне споживання електроенергії котельнями та теплопунктами, МВт-год;

CEF_c – коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зменшення споживання електроенергії в Україні, т CO₂e/МВт-год;

[_r] індекс – індекс, що відноситься до звітнього року.



D.1.1.3. Дані, необхідні для визначення базової лінії антропогенних викидів парникових газів джерелами в межах границь проекту, та як такі дані будуть зібрані та отримані:

Ідентифікаційний номер (Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	У якому вигляді будуть отримані дані (в електронному/паперовому вигляді)	Коментарі
1	Споживання палива в котельнях (В_b)	Кожна котельня		в	Кожного дня	100%	Дані в журналі (в електронному або паперовому вигляді)	Споживання палива котельнями є основними даними, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік
1.1	Природний газ		тис. м ³	в				
1.2	Вугілля		Тон	в				
2	Теплотворна спроможність, розрахована з нижчої теплотворної спроможності (NCV_b)	Звіт постачальника або аналітичний звіт хімічної лабораторії		в,п	Один раз на місяць	100%	Дані в електронному або паперовому вигляді	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік
2.1	Природний газ		ГДж/тис. м ³					
2.2	Вугілля		ГДж/т					



3	Щоденна зовнішня температура в опалювальний період ($T_{out\ b}$ та $T_{out\ r}$)	Метеорологічна служба	$^{\circ}\text{C}$	в,п	Один раз за звітний період. Щоденна температура реєструється кожен день	100%	Звіт метеорологічної служби (в електронному або паперовому вигляді)	Вихідні дані, які дозволяють скорегувати базову лінію
4	Середня внутрішня температура в опалювальний період ($T_{in\ b}$ та $T_{in\ r}$)	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект.	$^{\circ}\text{C}$	в,п	Один раз за опалювальний період	100%	У паперовому та електронному вигляді	Вихідні дані, які дозволяють скорегувати базову лінію
5	Кількість споживачів (n_{wb} та n_{wr})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект		Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
6	Загальна опалювана площа (F_{hb} та F_{hr})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	m^2	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
7	Середній коефіцієнт теплопередачі будівель в базовому році (k_{hb})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	$\text{Вт}/\text{m}^2\cdot\text{K}$	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію



8	Опалювана площа будівель (що існували в базовому році) з покращеною тепловою ізоляцією (F_{htr})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	m^2	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
9	Опалювана площа нових будинків, під'єднаних до системи теплопостачання (припускається, з новою покращеною термоізоляцією) у звітний рік, (F_{hn})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	m^2	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
10	Коефіцієнт теплопередачі будівель з новою теплоізоляцією (k_{hn})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект. Нормативний документ	$Вт/m^2 \cdot K$	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
11	Тривалість опалювального періоду (N_{hb} та N_{hr})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	год	в	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію



12	Тривалість періоду гарячого водопостачання (N_{wb} та N_{wr})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	год	в	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
13	Максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення, (L_h^b та L_h^r)	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	Гкал/год	п	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
14	Максимальне підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання (L_w^b та L_w^r)	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект	Гкал/год	п	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
15	Стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок (v_{wr} та v_{wb})	Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, Нормативний документ	кВт*год/год	Статистика	Один раз на рік	100%	Спеціальний звіт (в електронному або паперовому вигляді)	Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
16	Коефіцієнт викидів парникових газів (Cef_b , Cef_r , $CEFc$)	Нормативний документ		р	Один раз на рік	100%		Допоміжні дані, які дозволяють корегувати базову лінію
16.1	Природний газ		тис.т CO ₂ /ТДж					



16.2	Вугілля		тис.т CO ₂ / ТДж					
	Зниження споживання електроенергії		т CO _{2e} / МВт-год.					
17	Споживання електроенергії (P _b)	Котельні та теплопункти	МВт-год	в	Кожний місяць	100%	Дані в журналі (в електронному або паперовому вигляді)	Дані, які дозволяють розрахувати викиди парникових газів у базовий рік

Для базового року (2005) усі наведені вище параметри (з індексом [b]), окрім параметрів 11-13, не моніторяться протягом звітного періоду, а визначаються лише раз після закінчення базового року, і тому залишаються незмінними. Ці дані є доступними вже на етапі детермінації.

Для кожного звітного року (2006-2012) усі наведені вище параметри (з індексом [r]), окрім параметрів 1, 2, 17, моніторяться протягом звітного періоду.

Див. Додаток 3.

**D.1.1.4. Опис формули, що використовується для оцінки базових викидів (для кожного газу, джерела, та ін., одиниць викидів CO₂e)**

$$E_i^b = E_{1(i)}^b + E_{\text{cons}(i)}^b; \quad (\text{D.1.1.4-1})$$

де:

$E_{(i)}^b$ – базові викиди парникових газів (динамічні, для кожного звітного року), т CO₂e;

$E_{1(i)}^b$ – викиди парникових газів, що відбулись би із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (i) котельні у базовий рік в умовах звітного року, т CO₂e;

$E_{\text{cons}(i)}^b$ – викиди парникових газів, що відбулись би із-за споживання електроенергії з мережі (i) котельнею в базовий рік в умовах звітного року, т CO₂e.

Для випадку, коли в базовому році існувало гаряче водопостачання (незалежно від тривалості послуг, $(1-a_b) \neq 0$), використовується наступна формула для E_1^b :

$$E_1^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_b * (1-a_b) * K_1 * K_w], \quad (\text{D.1.1.4-2})$$

де перше значення у дужках описує споживання палива на опалення, а друге – споживання палива на гаряче водопостачання.

Для випадку, коли в базовому році зовсім не існувало гарячого водопостачання ($(1-a_b) = 0$), а в звітному році з'явилися послуги з гарячого водопостачання (завдяки покращенню послуг тепlopостачання населенню), використовується наступна формула для E_1^b :

$$E_1^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_r * (1-a_r) * K_1 * K_{w0}]. \quad (\text{D.1.1.4-3})$$

де:

NCV_b – середня нижча теплотворна спроможність палива в базовому році, ГДж/ тис. м³ (ГДж/т);

Cef_b – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю палива, тCO₂/ГДж;

V_b – кількість спожитого палива котельнею в базовому році, тис. м³ або тон;

$K_1, K_h = K_2 * K_3 * K_4; K_w = K_5 * K_6 * K_7$ – корегуючі коефіцієнти;

a_b – частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в базовому році;

$(1-a_b)$ – частина палива (тепла), спожитого для послуг гарячого водопостачання в базовому році;

a_r – частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в звітному році.

$$a_b = L_h^b * g^b * N_h^b / (L_h^b * g^b * N_h^b + L_w^b * N_w^b); \quad (\text{D.1.1.4-4})$$

де:

L_h^b – максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення в базовому році, МВт;

L_w^b – підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, МВт;

g – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду;

N_h^b – тривалість опалювального періоду в базовому році, год.

N_w^b – тривалість надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год.



$$a_r = L_h^r * g^r * N_h^r / (L_h^r * g^r * N_h^r + L_w^r * N_w^r) \quad (D.1.1.4-5)$$

де:

L_h^r – максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення в звітньому році, МВт;

L_w^r – підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання в звітньому році, МВт;

g – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду;

N_h^r – тривалість опалювального періоду в звітньому році, год.

N_w^r – тривалість надання послуг гарячого водопостачання в звітньому році, год.

$$g = Q_{av} / Q_{max} = F_h * k_h * (T_{in} - T_{out av}) / F_h * k_h * (T_{in} - T_{out min}) = (T_{in} - T_{out av}) / (T_{in} - T_{out min}) \quad (D.1.1.4-6)$$

де:

F_h – опалювана площа приміщень, m^2 ;

k_h – коефіцієнт теплопередачі будівель, $кВт/м^2 * K$;

T_{in} – середня внутрішня температура за опалювальний період, K (або $^{\circ}C$);

$T_{out av}$ – середня зовнішня температура за опалювальний період, K (або $^{\circ}C$);

$T_{out min}$ – мінімальна зовнішня температура за опалюваний період, K (або $^{\circ}C$).

$$K_1 = NCV_b / NCV_r; \quad (D.1.1.4-7)$$

де:

NCV_b – середня нижча теплотворна спроможність в базовому році, $МДж/м^3$ ($МДж/кг$);

NCV_r – середня нижча теплотворна спроможність в звітньому році, $МДж/м^3$ ($МДж/кг$).

$$K_2 = (T_{in r} - T_{out r}) / (T_{in b} - T_{out b}); \quad (D.1.1.4-8)$$

де:

$T_{in r}$ – середня температура всередині приміщень за опалюваний період в звітньому році, K (або $^{\circ}C$);

$T_{in b}$ – середня температура всередині приміщень за опалюваний період в базовому році, K (або $^{\circ}C$);

$T_{out r}$ – середня зовнішня температура за опалюваний період в звітньому році, K (або $^{\circ}C$);

$T_{out b}$ – середня зовнішня температура за опалюваний період в базовому році, K (або $^{\circ}C$).

$$K_3 = [(F_{hr} - F_{htr} - F_{hnr}) * k_{hb} + (F_{hnr} + F_{htr}) * k_{hn}] / F_{hb} * k_{hb}; \quad (D.1.1.4-9)$$

де:

F_{hb} – опалювана площа приміщень в базовий рік, m^2 ;

F_{hr} – опалювана площа приміщень в звітний рік, m^2 ;

F_{hnr} – опалювана площа нових будинків, підєднаних до системи теплопостачання (припускається, з новою (покращеною) теплоізоляцією) у звітний рік, m^2 ;

F_{htr} – опалювана площа будинків (які існували в базовому році) в звітньому році з покращеною тепловою ізоляцією, m^2 ;



k_{hb} – середній коефіцієнт теплопередачі будівель в базовому році, кВт/м²*К;

k_{hn} – коефіцієнт теплопередачі опалюваних будівель з новою теплоізоляцією (нові або старі будинки з новою теплоізоляцією), кВт/м²*К.

$$K_4 = N_{hr} / N_{hb}; \quad (D.1.1.4-10)$$

де:

N_{hb} – тривалість опалювального періоду в базовому році, год;

N_{hr} – тривалість опалювального періоду в звітному році, год.

$$K_5 = n_{wr} / n_{wb}; \quad (D.1.1.4-11)$$

де:

n_{wr} – середня кількість споживачів, персональних рахунків в звітному році;

n_{wb} – середня кількість споживачів, персональних рахунків в базовому році;

$$K_6 = v_{wr} / v_{wb}; \quad (D.1.1.4-12)$$

де:

v_{wr} – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок в звітному році (в теплових одиницях, кВт-год/год);

v_{wb} – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок в базовому році (в теплових одиницях, кВт-год/год).

$$K_7 = N_{wr} / N_{wb}; \quad (D.1.1.4-13)$$

де:

N_{wr} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, год.

N_{wb} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год;

$$E_{cons}^b = P_b * CEF_c; \quad (D.1.1.4-14)$$

де:

P_b – базове споживання електроенергії котельнями та тепловими пунктами, МВт-год;

CEF_c – Коефіцієнт викидів парникових газів при зменшенні споживання електроенергії в Україні, т CO₂e/МВт-год.

[_r] індекс – індекс, що відноситься до звітнього року;

[_b] індекс – індекс, що відноситься до базового року.

Специфічний підхід до проекту для «Проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання» в умовах України був розроблений для використання в різних регіонах України. В деяких областях споживачі отримують меншу кількість тепла, ніж це потрібно, в результаті чого температура



всередині приміщень нижча за нормативну (18°C), а також постачання гарячої води є недостатнім або зовсім відсутнє. Тому цей специфічний підхід до проекту дає можливість врахувати покращення послуг теплопостачання споживачам та виключити навмисне недопостачання тепла, та, таким чином, заниження споживання палива з метою збільшення скорочень викидів парникових газів від проектної діяльності.

Постачання меншої кількості тепла і гарячої води, ніж потрібно, часто мало місце в містах та областях України (і відбувається навіть зараз, де ситуація «бізнес-як-звичайно» продовжується». Це відображене, наприклад, у проектах СВ «Реконструкція системи теплопостачання в Донецькій області», «Реконструкція системи теплопостачання Чернігівської області», та інших.

Згідно з «Правилами надання послуг теплопостачання та гарячого водопостачання» № 1497 від 30.12.1997, теплопостачальні підприємства повинні робити перерахунок з населенням за постачання меншої кількості тепла, ніж необхідно для забезпечення нормативного рівня. Нормативна температура всередині приміщень повинна бути не нижчою за 18°C .

Кількість повернутих платежів є наступною:

- 5% від планових нарахувань за кожен градус від 18 до 12°C ;
- 10% від планових нарахувань за кожен градус від 12 до 5°C ;
- коли температура всередині приміщень нижча 5°C , платежі повинні повертатися повністю.

Середня температура всередині приміщень за опалювальний період розраховується з суми повернутих платежів, спричинених неякісним теплопостачанням (у випадках, коли не витримується нормативний (18°C) рівень).

Більше 18°C – приймається як 18°C (згідно консервативному підходу), тобто як відповідаюча нормативу; нижче 18°C – розглядається як не відповідаюча нормативу, та розраховується як показано нижче.

Середня температура всередині приміщень розраховується за формулами:

(D.1.1.4-15)

Якщо $R = 0$ (згідно консервативному підходу, для базової лінії приймається $R < 0,05$):

$T_{in b} = 18^{\circ}\text{C}$.

Якщо $0,05 < R \leq 0,3$:

$T_{in b} = 18 - (R/0,05) [^{\circ}\text{C}]$

Якщо $0,3 < R < 1$:

$T_{in b} = 12 - [(R - 0,3)/0,1] [^{\circ}\text{C}]$

де:

R - частка повернутих платежів від NP;

NP – планові нарахування.

Тому, якщо внутрішня температура буде 18°C чи вища, ми приймаємо її рівною 18°C згідно консервативному підходу, а якщо вона буде нижче 18°C , вона буде розрахована з величини повернутих платежів за вищенаведеною методикою.

**D. 1.2. Варіант 2 – Прямий моніторинг зменшення викидів з проекту (значення повинні узгоджуватися з даними у розділі E):**

D.1.2.1. Дані, що збираються для того, щоб проводити моніторинг зниження викидів з проекту та звідки ці дані будуть отримуватися:								
Ідентифікаційний номер <i>(Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)</i>	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	У якому вигляді будуть отримані дані (в електронному/паперовому вигляді)	Коментарі

Цей розділ залишений незаповненим навмисне. Обрано Варіант 1.

D.1.2.2. Опис формули, що використовується для розрахунку зменшення викидів з проекту (для кожного газу, джерела, та ін., одиниць викидів CO₂e):

Цей розділ залишений незаповненим навмисне. Обрано Варіант 1.

**D.1.3. . Усунення витоків в плані моніторингу:**

Витоків не очікується. Динамічна базова лінія (базується на даних, зібраних для моніторингу) виключає всі можливі витoki.

D.1.3.1. Якщо можливо, будь-ласка, опишіть дані та інформацію, яка буде збиратися з метою моніторингу впливу витоків**проекту:**

Ідентифікаційний номер (Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	У якому вигляді будуть отримані дані (в електронному/паперовому вигляді)	Коментарі

Будь-які випадкові витoki (наприклад, внаслідок витоків з мережевих труб, тощо) повинні бути усунені якнайшвидше.

D.1.3.2. Опис формули, що використовується для оцінки витоків (для кожного газу, джерела, формули/алгоритму, одиниць викидів CO₂):

Витоків не очікується.



D.1.4. Опис формули, що використовується для оцінки скорочення викидів для проекту (для кожного газу, джерела, тощо; викиди / скорочення викидів в одиницях CO₂еквіваленту):

Формули, наведені в параграфах **D.1.1.** - **D.1.3.**, будуть використовуватись для моніторингу викидів для проектного сценарію та базового сценарію. Вони будуть використані в процесі підготовки Звітів з Моніторингу. Базова лінія є динамічною і залежить від умов кожного звітного року. Тому неможливо використовувати ці формули в ПТД для оцінки скорочення викидів, тому що поки ще відсутні дані (погодні умови, теплотворна спроможність палив, тощо) для кожного звітного року.

Формули, наведені в цьому параграфі **D.1.4.**, використовуються для оцінки скорочення викидів в ПТД. Результати відповідних розрахунків з використанням цих формул наведені в **Додатках 1-7**. Ці розрахунки базуються на запланованому підвищенні ефективності обладнання. Позначення параметрів, відповідних цим формулам, показані в **Додатках 1-7**.

Кожний Додаток містить розрахунок скорочення викидів ПГ, що відповідає окремій технології, використаній в проекті СВ:

Додаток 1 – Котельне обладнання.

Заміна застарілих котлів з низьким ККД на нові вискоефективні, заміна застарілих вугільних котлів на нові газові, реконструкція котлів з підвищенням ККД, переключення навантаження з котельні з низькоефективним обладнанням на котельні з вискоефективним обладнанням.

Додаток 2 – Реконструкція тепломереж.

Часткова заміна основних та розподільчих тепломережових трубопроводів на попередньоізольовані.

Додаток 3 – Впровадження частотного регулювання.

Впровадження частотного регулювання електроприводів насосів та тягодуттєвих пристроїв.

Додаток 4 - Заміна теплообмінників.

Заміна старих теплообмінників на вискоефективні.

Додаток 5 - Заміна насосів.

Заміна старих насосів на нові меншої потужності та більшої ефективності.

Додаток 6 – Впровадження ІТП.

Перехід від центральних теплових пунктів (ЦТП) на індивідуальні теплові пункти – ІТП.

Додаток 7 – Впровадження когенераційних установок.

Впровадження когенераційних установок для виробництва електроенергії на власні потреби котельних.

Додаток 8 – Містить загальні підсумки скорочення викидів, зниження споживання палива та електроенергії для кожного року для кожної технології.

Додаток 9 – Містить розрахунок базових викидів та проектних викидів, а також скорочення викидів для кожного проектного року, який базується на формулах наведених у **D.1.4**.

Додатки 8 і 9 містять посилання на всі **Додатки 1 - 7**.



Скорочення викидів парникових газів в проекті були оцінені за допомогою наступних формул:

$$OSB = E_b - E_r \quad (D.1.4-1)$$

OSB – одиниці скорочення викидів, т CO₂e;

E_r – проектні викиди, т CO₂e;

E_b – базові викиди, т CO₂e.

Базові викиди

Базові викиди складаються з 2-х типів викидів парникових газів:

- 1) Викиди ПГ від котлів, які експлуатуються системами теплопостачання залучених міст Донецької області;
- 2) Викиди ПГ від споживання електроенергії з електромережі, яке буде зменшене завдяки впровадженню енергозберігаючих заходів на котельнях та встановленню когенераційних установок для виробництва електроенергії для власних потреб котелень.

$$E_b = E1_b + E2_b \quad (D.1.4-2)$$

де:

E1_b – викиди ПГ з джерел виробництва тепла, що експлуатуються системами теплопостачання залучених міст Донецької області, т CO₂;

E2_b – викиди ПГ від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, що споживається котельнями та тепловими пунктами, т CO₂e;

- 1) Викиди з джерел виробництва тепла:

$$E1_b = \sum (V_{b(i)} * NCV_{b(i)} * Cef_i), \quad (D.1.4-3)$$

де:

V_{b(i)} – споживання палива у базовому сценарії (для кожного виду палива), тис м³ (т);

NCV_{b(i)} – нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, ГДж/тис. м³ (ГДж/т);

Cef_i – коефіцієнти викидів двоокису вуглецю для кожного виду палива, т CO₂/ГДж.

Більш детальна інформація наведена у **Додатку 1**.

- 2) Базові викиди від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, що споживається котельнями та тепловими пунктами.



$$E2_b = P_b * SEF_c, \quad (D.1.4-4)$$

де:

P_b – річне споживання електроенергії котельнями та тепловими пунктами, МВт-год;

SEF_c – коефіцієнт викидів парникових газів для проектів зі зменшення споживання електроенергії, т CO_2e /МВт, див. Табл. 7.

Більш детальна інформація наведена у **Додатку 1**.

Проектні викиди

Проектні викиди складаються з 3-х типів викидів парникових газів:

- 1) Викиди парникових газів від котлів, які експлуатуються системами тепlopостачання залучених міст Донецької області;
- 2) Викиди парникових газів від споживання палива новими когенераційними установками;
- 3) Викиди парникових газів від споживання електроенергії з електромережі у проектному році, яке буде зменшене завдяки впровадженню енергозберігаючих заходів на котельнях та встановленню когенераційних установок для виробництва електроенергії для власних потреб котелень.

$$E_r = E1_r + E2_r + E3_r \quad (D.1.4-5)$$

де:

$E1_r$ – викиди парникових газів з джерел виробництва тепла, що експлуатуються системами тепlopостачання залучених міст Донецької області, т CO_2 ;

$E2_r$ – викиди парникових газів від споживання палива новими когенераційними установками., т CO_2 ;

$E3_r$ – викиди парникових газів від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, що споживається котельнями та тепловими пунктами, т CO_2e .

Викиди за проектним сценарієм від котелень є сумою прогнозних кількостей палива, що повинні бути використані у будь-який звітний рік (починаючи з 2006), помножених на відповідні коефіцієнти переведення. Прогнозні – означає оцінені кількості палива, що будуть спожиті за проектним сценарієм після реконструкції котельного обладнання, із віднятою економією палива, що має відбутися завдяки підвищенню ефективності тепломережевого обладнання, реконструкції та ліквідації теплових пунктів:

$$E1_r = \sum ([B_{r(i)} - V_{(i)} - Q_{(i)}] * NCV_{(i)} * Cef_i); \quad (D.1.4-6)$$

де:

$E1_r$ – проектні викиди на котельнях у кожний звітний рік, т CO_2e ;

$B_{r(i)}$ – споживання палива (i) котельнею у проектному сценарії (для кожного виду палива), тис. м³ (т);

$V_{(i)}$ – економія палива завдяки реконструкції тепломережі, що відноситься до (i) котельні, для кожного виду палива, тис. м³ (т);



$Q_{(i)}$ – економія палива завдяки реконструкції ЦТП (заміна теплообмінників, переведення ЦТП в ІТП), для кожного виду палива, тис. м³ (т);

$NCV_{(i)}$ – нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, ГДж/тис. м³ (ГДж/т);

Cef_i – коефіцієнти викидів двоокису вуглецю для кожного виду палива, т CO₂/ГДж.

$$V_{r(i)} = [V_{b(i)} * NCV_{b(i)} * VBE_i] / [NCV_{r(i)} * PBE_i], \quad (D.1.4-7)$$

де:

VBE_i - ККД котлів у базовій рік, %;

PBE_i - ККД котлів у проектний рік, %.

$$V_{(i)} = V_{b(i)} - V_{b(i)} * (100 - L1_b) / (100 - L1_r), \quad (D.1.4-8)$$

де:

$V_{b(i)}$ – споживання палива у базовому сценарії (для кожного виду палива), тис. м³ (т);

$L1_b$ – втрати тепла у тепломережі у базовому сценарії, %;

$L1_r$ – втрати тепла у тепломережі у проектному сценарії, %.

$$Q_{(i)} = V_{b(i)} - V_{b(i)} * (100 - L2_b) / (100 - L2_r), \quad (D.1.4-9)$$

де:

$V_{b(i)}$ – споживання палива у базовому сценарії (для кожного виду палива), тис. м³ (т);

$L2_b$ – втрати тепла у теплових пунктах у базовому сценарії, %;

$L2_r$ – втрати тепла у теплових пунктах у проектному сценарії, %.

$$E2_r = V_g * NCV * Cef; \quad (D.1.4-10)$$

де:

V_g – розраховане споживання палива (газу) новими когенераційними установками, тис. м³;

$$E3_r = (P_b - P1_r - P2_r - P3_r - P4_r) * CEF_c, \quad (D.1.4-11)$$

де:

P_b – річне споживання електроенергії котельнями, МВт-год;

CEF_c – коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зменшення споживання електроенергії, т CO₂e/МВт-год,

$P1_r$ – розрахункова економія електроенергії завдяки встановленню частотного регулювання, МВт-год;

$P2_r$ – розрахункова економія електроенергії завдяки заміні теплообмінників, МВт-год;

$P3_r$ – розрахункова економія електроенергії завдяки заміні насосів, МВт-год;



P_{3r} – виробництво електроенергії новими когенераційними установками, МВт-год.

$$P1_r = \Sigma(N(i)_b * (1-\psi) * t) \quad (D.1.4-12)$$

де:

$N(i)_b$ – потужність приводів тягодуттєвого та/або насосного обладнання, на яких планується встановити частотні регулятори, МВт;

ψ – коефіцієнт завантаження двигунів;

t – тривалість періоду роботи, год/рік.

$$P2_r = \Sigma N(i)_b * \text{ВННН}_i / \text{РННН}_i * t, \quad (D.1.4-13)$$

де:

$N(i)_b$ – потужність теплообмінників, які планується замінити / реконструювати, МВт;

ВННН_i - ККД теплообмінників у базовій рік,, %;

РННН_i - ККД теплообмінників у проектний рік, %;

t - тривалість періоду роботи, год/рік.

$$P3_r = \Sigma(N(i)_b - N(i)_r) * t \quad (D.1.4-14)$$

де:

$N(i)_b$ та $N(i)_r$ – потужність насосів, які планується замінити та нових насосів, які планується встановити, відповідно, МВт;

t - тривалість періоду роботи, год/рік.

$$P4_r = \Sigma N(i) * t \quad (D.1.4-15)$$

де:

N – електрична потужність нових когенераційних установок, які планується встановити, МВт;

t - тривалість періоду роботи, год/рік.

Для більш детальної інформації див. **Додатки 1 - 8.**



D.1.5. Де застосовно, відповідно до процедур за вимогами Сторони, на території якої впроваджується проект, інформація по збору та зберіганню інформації щодо впливу проекту на навколишнє середовище:

Згідно з загальною українською практикою для такого типу проектів, вплив проекту на навколишнє середовище буде оцінений за споживанням та спаленням палива.

- Закон України “Про охорону навколишнього природного середовища” № 1264-ХІІ від 25.06.1991;
- Закон України “Про охорону атмосферного повітря” № 2707-ХІІ від 16.10.1992;
- Дійсні правила обмеження викидів: “Норми гранично допустимих викидів забруднюючих речовин від стаціонарних джерел” – затверджені Міністерством охорони навколишнього природного середовища України №309 від 27.06.2006, та зареєстровані в Міністерстві Юстиції України №912/12786 від 01.09.2006.



D.2. Процедури з контролю якості (КЯ) та гарантії якості (ГЯ), які треба провести для даних моніторингу:		
Дані (Визначте таблицю та ідентифікаційний номер)	Рівень невизначеності даних (Високий/ Середній/ Низький)	Поясніть, будь-ласка, чи заплановані для цих даних процедури КЯ/ГЯ, або чому таку процедуру нема необхідності проводити
1.1. Кількість природного газу, спожитого котельнями. 1.2. Кількість вугілля, спожитого котельнями.	Низький для газу Середній для вугілля	Вимірювальні прилади повинні бути повіреними згідно з національними стандартами
2. Якість палива (нижча теплотворна спроможність).	Низький	Хоча немає причини не довіряти постачальникам палива, Постачальник буде періодично перевіряти дані, надані постачальником палива, шляхом проведення хімічного аналізу палива (звичайно один раз за опалювальний період).
3. Зовнішня температура	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
4. Температура всередині приміщення	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
5. Кількість споживачів сервісу гарячого водопостачання	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
6. Опалювана площа	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.



7. Середній коефіцієнт теплопередачі будівель.	Низький	Дані нормативних документів. Заходи з гарантії якості не потрібні.
8. Опалювана площа будівель (існуючих в базовому році) з покращеною тепловою ізоляцією.	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
9. Опалювана площа нових будинків під'єднаних до системи тепlopостачання (припускається, з новою (покращеною термоізоляцією).	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
10. Коефіцієнт теплопередачі будівель з новою термальною ізоляцією.	Низький	Дані нормативних документів. Заходи з гарантії якості не потрібні.
11. Тривалість опалювального періоду.	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.
12. Тривалість періоду гарячого водopостачання	Низький	Статистичні дані. Заходи з гарантії якості не потрібні.



13. Підключене навантаження для надання послуг опалення.	Низький	Розрахункові дані (розраховуються по підключеній опалювальній площі відповідно до методики, наведеної у нормативних документах). Заходи з гарантії якості не потрібні.
14. Підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання	Низький	Розрахункові дані (розраховуються по підключеній кількості споживачів послуг гарячого водопостачання відповідно до методики, наведеної у нормативних документах). Заходи з гарантії якості не потрібні.
15. Стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок	Низький	Дані нормативних документів. Заходи з гарантії якості не потрібні.
16. Кофіцієнти викидів парникових газів	Низький	Дані нормативних документів. Заходи з гарантії якості не потрібні.
17. Кількість електроенергії, спожитої котельнями	Низький	Вимірювальні прилади повинні бути повіреними згідно з національними стандартами
18. Споживання палива когенераційними установками	Низький	Вимірювальні прилади повинні бути повіреними згідно з національними стандартами

**D.3. Будь-ласка, опишіть структуру управління та менеджменту, яку оператор проекту буде застосовувати при впровадженні плану моніторингу**

Схема з визначенням відповідальностей та повноважень щодо діяльності з моніторингу щодо параметрів, які підлягають моніторингу, представлена у **Додатку 3** (План Моніторингу).

D.4. Ім'я людини (дей) / підприємств(а), що визначає(ють) план моніторингу:

План моніторингу визначають Інститут Промислової Екології (ШЕ), розробник проекту, та ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, заявник проекту (учасник проекту).

ШЕ:
Інститут промислової екології
Київ, Україна.
Дмитро Юрійович Падерно,
Заст. директора, к.ф.-м.н..
телефон: +38 044 453 28 62
Факс: +38 044 456 92 62
e-mail: engeco@kw.ua

ОКП “Донецьктеплокомуненерго”:
Донецьк, Україна.
Василь Альбертович Воротинцев,
Генеральний директор.
Телефон: +38 062 335 00 26
Факс: +38 062 304 62 95
e-mail: postmaster@kpdtkе.donetsk.ua



РОЗДІЛ Е. Оцінка скорочення викидів парникових газів

Е.1. Оцінені проектні викиди:

Коефіцієнти Проектних Викидів парникових газів вважаються рівними Коефіцієнтам Базових Викидів парникових газів.

Розрахунок рівня проектної діяльності

Рівень проектної діяльності, оцінюваний споживанням палива та електроенергії, буде зменшений у порівнянні з рівнем базової діяльності завдяки економії палива та електроенергії.

Проектне споживання енергоресурсів наведено у Табл. 11.

Вид проектної діяльності	Споживання енергоресурсів
Споживання газу котельнями та новими когенераційними установками, тис.м ³	239934,1
Споживання вугілля, т	1890,8
Споживання електроенергії котельнями, МВт-год.	34184,1

Таблиця 11. Проектне споживання енергоресурсів.

Детальна інформація представлена у **Додатках 1-7**.

Оцінка проектних викидів

До проектного сценарію включені 3 типи викидів ПГ:

- 1) Викиди парникових газів від котлів, що експлуатуються системами тепlopостачання залучених міст Донецької області (E1r);
- 2) Викиди парникових газів від споживання палива новими когенераційними установками (E2r);
- 3) Викиди від виробництва електроенергії, яка споживається котельнями та тепловими пунктами з загальнодержавної електромережі (E3r).

Проектні викиди після впровадження проекту наведені у Табл. 12.

Проектні викиди за видами		Проектні викиди, т CO ₂ e
Викиди від котлів, що експлуатуються системами тепlopостачання залучених міст Донецької області	E1r	441229
Викиди парникових газів від споживання палива новими когенераційними установками	E2r	18419
Викиди від виробництва електроенергії, яка споживається котельнями та тепловими пунктами, з загальнодержавної електромережі	E3r	41944
	Всього	501592

Таблиця 12. Проектні викиди після впровадження проекту.

Див. **Додаток 9**.



Проектні викиди після впровадження проекту складають ~ **501592** т CO₂ .

При розрахунках у ПТД, відповідно до консервативного підходу, приймався до уваги тільки мінімально гарантований ефект від всіх енергозберігаючих заходів.

Також, скорочення викидів від впроваджених заходів розраховувалося лише для наступного року після впровадження цих заходів. Насправді ж результат у вигляді скорочень викидів настає відразу після впровадження енергозберігаючих заходів в рік реконструкції, особливо, якщо вона відбувалася на початку року.

Проектні викиди від початку до кінця кредитного періоду для кожного року див. у розділі **Е.6** та **Додатку 4 (Базова лінія)**.

Е.2. Оцінені витоки:

Ніяких витоків не очікується.

Е.3. Сума Е.1 та Е.2.:

Проектні викиди + Витоки = 501592 + 0 = 501592 т CO₂.

Е.4. Оцінені базові викиди:

Оцінка базових викидів

Базові викиди складаються з 2-х типів викидів парникових газів:

- 1) Викиди парникових газів від котлів, які експлуатуються системами теплопостачання залучених міст Донецької області, в базовий рік (E1b);
- 2) Викиди парникових газів від виробництва електроенергії, яка спожита з електромережі котельнями та тепловими пунктами в базовий рік (E2b).

Базові викиди наведені у Табл.13.

Базові викиди за видами		Базові викиди, т CO ₂ e
Викиди ПГ з джерел виробництва тепла, що експлуатуються системами теплопостачання залучених міст Донецької області, в базовий рік	E1b	553898
Викиди ПГ від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка спожита котельнями та тепловими пунктами в базовий рік	E2b	103747
	Всього	657645

Таблиця 13. Базові викиди ПГ.

Базові викиди складають ~ **657645** т CO₂e.

Наступне консервативне припущення застосовувалося для розрахунку базових та проектних викидів ПГ: середня температура всередині приміщень протягом опалювального періоду, вища за нормативний рівень (18 °С), приймається рівною 18 °С (згідно консервативному підходу), тобто як така, що задовольняє норматив.



Більш детальні розрахунки результатів річних базових викидів, які відбудуться протягом типового опалювального періоду, якщо системи теплопостачання підприємств, що впроваджують проект, залишаться незмінними, див. у **Розділі В** та **Додатку 9 (Базова лінія)**.

Базові викиди для кожного року з початку до закінчення кредитного періоду див. у **Розділі Е.6** та **Додатку 9 (Базова лінія)**.

Е.5. Різниця між Е.4. та Е.3., що представляє скорочення викидів у проекті:

Проектне скорочення викидів = Базові викиди - (Проектні викиди + Оцінені витоки) =

$$= 657645 - (501592 + 0) = 156053 \text{ т CO}_2\text{e / рік.}$$

В процесі впровадження проекту буде досягнуто різне скорочення викидів на різних етапах впровадження проекту. Кількість скорочень викидів представлена у **Таблиці 1** та **Таблиці 3** з Розділу **А.4.3.1**.

Проектне скорочення викидів за типами проектної діяльності представлені у Таблиці 14:

Рік	Скорочення викидів, т CO ₂ e							Всього
	За рахунок реконструкції котельень	За рахунок реконструкції тепломереж	За рахунок впровадження частотно го регулювання	За рахунок заміни теплообмінників	За рахунок заміни насосів	За рахунок встановлення ІТП	За рахунок впровадження когенерації	
2006	3758,9	3374,9	0,0	335,8	608,5	0,0	0,0	8078,1
2007	14862,5	30176,2	0,0	1672,3	4008,1	0,0	0,0	50719,1
2008	19802,6	44146,6	2295,7	3023,5	7564,0	0,0	0,0	76832,4
2009	22731,1	46917,9	3976,4	3135,3	10046,5	0,0	0,0	86807,2
2010	30538,6	52174,5	4371,8	3126,0	10434,2	238,3	9194,1	110077,5
2011	39122,0	53625,7	4967,6	3127,6	10451,3	649,2	36482,8	148426,2
2012	46749,1	53625,7	4967,6	3127,6	10451,3	649,2	36482,8	156053,3
Всього	177564,8	284041,5	20579,1	17548,1	53563,9	1536,7	82159,7	636993,8

Таблиця 14. Очікуване проектне скорочення викидів ПГ.

Див. Додатки 1-7.

Проектне скорочення викидів ПГ теплопостачальними підприємствами, які впроваджують проект, наведено у Таблиці 15.



Рік	Скорочення викидів ПГ, т CO ₂ e			
	Макіївка	Маріуполь	Артемівськ	Всього
2006	1767,3	5761,9	548,9	8078,1
2007	8410,7	38822,2	3486,2	50719,1
2008	10498,9	61374,0	4959,4	76832,4
2009	12134,1	64630,9	10042,2	86807,2
2010	15573,0	81261,9	13242,6	110077,5
2011	23144,2	111169,0	14112,8	148426,2
2012	27326,8	114516,8	14209,6	156053,3
Всього 2006 – 2012	98855,0	477536,7	60601,7	636993,8

Табл. 15. Скорочення викидів теплостачальними підприємствами, які впроваджують проект

Для більш детальної інформації див. Додаток 8.



Е.6. Таблиця, що містить величини, отримані з використанням наведених вище формул:

Рік	Очікувані <u>проектні</u> викиди (тон CO ₂ еквіваленту)	Очікувані <u>витоки</u> (тон CO ₂ еквіваленту)	Очікувані <u>базові</u> викиди (тон CO ₂ еквіваленту)	Очікуване скорочення викидів (тон CO ₂ еквіваленту)
2006	621580	0	629658	8078
2007	578939	0	629658	50719
Разом 2006 - 2007	1200519	0	1259316	58797
2008	580137	0	656969	76832
2009	571684	0	658491	86807
2010	547399	0	657476	110078
2011	509220	0	657645	148426
2012	501592	0	657645	156053
Разом 2008 - 2012	2710032	0	3288226	578196
2013	501592	0	657645	156053
2014	501592	0	657645	156053
2015	501592	0	657645	156053
2016	501592	0	657645	156053
2017	501592	0	657645	156053
2018	501592	0	657645	156053
2019	501592	0	657645	156053
2020	501592	0	657645	156053
2021	501592	0	657645	156053
2022	501592	0	657645	156053
2023	501592	0	657645	156053
2024	501592	0	657645	156053
2025	501592	0	657645	156053
2026	501592	0	657645	156053
2027	501592	0	657645	156053
2028	501592	0	657645	156053
2029	501592	0	657645	156053
2030	501592	0	657645	156053
2031	501592	0	657645	156053
2032	501592	0	657645	156053
Разом 2013 – 2032	10031840	0	13152900	3121060
Разом (2006 - 2032)	13942391	0	17700442	3758053

Таблиця 13. Таблиця, що містить величини, отримані з використанням наведених вище формул.

**РОЗДІЛ F. Вплив на навколишнє середовище****F.1. Документація щодо аналізу оцінки впливу проекту на навколишнє середовище, включаючи трансграничний вплив, згідно з процедурами, визначеними Стороною, на території якої буде здійснюватися проект**

Згідно з Українським законодавством, проекти нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення промислових та цивільних об'єктів повинні включати оцінку впливу на навколишнє середовище.

Оцінка Впливу на Навколишнє Середовище (ОВНС) спрямована на визначення масштабів та рівнів впливів проектною діяльністю на навколишнє середовище, розробку заходів щодо запобігання або зменшення цих впливів, оцінку прийнятності проектних рішень із екологічної точки зору. ОВНС є невід'ємною частиною проектною документації будь-якої господарської діяльності, але не впливає на процес прийняття господарських рішень. ОВНС проводиться за строго встановленими вимогами.

Законодавчі вимоги до змісту матеріалів ОВНС закріплені в Статті 36 Закону України «Про екологічну експертизу»²⁰. Вимоги до структури, складу й змісту розділів ОВНС закріплені в Державних Будівельних Нормах України ДБН А.2.2-1-2003 «Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд»²¹.

Теплопостачальні підприємства, які впроваджують проект «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області», виконують необхідну Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище для елементів цієї діяльності у відповідності з українським законодавством.

Наприклад, в процесі впровадження проекту було виконано ОВНС реконструкції котельні №33 по вул. Ювілейній, 117 м. Артемівськ (№152 у проекті). В цьому ОВНС зазначається, що вплив на рослинний та тваринний світи відсутній, проектна діяльність не викличе змін у землекористуванні, викиди не перевищуватимуть ГДК, і загалом діяльність даного об'єкта не призведе до погіршення стану навколишнього середовища. Сумарний показник оцінки забруднення атмосферного повітря складає 0,125, що нижче показника 1,0, який відповідає допустимому рівню забруднення та безпечному ступеню небезпеки.

В цілому, цей проект СВ буде мати позитивний вплив на навколишнє середовище. У наступних пунктах наведена детальна інформація про позитивний вплив на навколишнє середовище:

1. Впровадження проекту дозволить зекономити більше 48.4 млн. нм³ природного газу та близько 1350 тон вугілля на рік після повного впровадження проекту. Природний газ та вугілля - це невідновлювані ресурси, тому їх економія має важливе значення.
2. Впровадження проекту зменшить викиди ПГ у містах Макіївка, Маріуполь та Артемівськ Донецької області на близько 156 тис. тон CO₂ на рік після повного впровадження проекту, за рахунок збільшення ефективності систем теплопостачання. Це буде досягнуто шляхом встановлення сучасного обладнання котельень, зокрема нових котлів, когенераційних установок, теплообмінників, насосів, заміни тепломережевих труб на попередньоізолювані, тощо.
3. Завдяки економії палива та новим екологічним технологіям спалювання палива, впровадження проекту зменшить також викиди SO_x, NO_x та CO та твердих часток (спів-продукти спалювання).
4. Очікується, що в результаті покращення послуг теплопостачання, населення міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області зменшить споживання електроенергії електричними нагрівачами, таким чином зменшуючи викиди CO₂, SO_x, NO_x, CO та твердих часток електростанціями.

²⁰ <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=45%2F95-%E2%F0>

²¹ <http://www.budinfo.com.ua/dbn/8.htm>



ДБН А.2.2-1-2003 не містить вимоги щодо обов'язкового аналізу транскордонного впливу, відповідно ОВНС зазвичай не містить такого спеціального аналізу. Проте, для цього проекту транскордонний ефект не передбачається, з урахуванням незначних викидів, які локалізуються неподалік від джерел.

Ф.2. Якщо вплив на навколишнє середовище вважається значним учасниками проекту або Стороною, на території якої впроваджується проект, будь-ласка, надайте висновки та всі посилання на підтримуючу документацію по оцінці впливу на навколишнє середовище, що проводиться у відповідності з процедурами згідно з вимогами Сторони:

Вплив на повітряне середовище

Впровадження проекту буде мати позитивний вплив на повітряне середовище:

- 1) Зменшення викидів NO_x, SO_x, CO та твердих часток завдяки використанню більш екологічно чистих технологій на котельнях;
- 2) Зменшення споживання електроенергії призведе до зменшення викидів тих самих забруднювачів повітря з мережевих електростанцій;
- 3) Зменшення теплового забруднення атмосфери (завдяки зменшенню температури димових газів);
- 4) Зменшення викидів на одиницю палива при однаковому навантаженні на котельню.

Вплив на водне середовище

Вплив на водне середовище буде таким же, як у базовому сценарії. Існуючі технології виробництва теплової енергії, що застосовуються на об'єктах теплостачальних підприємств, які впроваджують проект, передбачають скидання стічних вод до стічної мережі, з обов'язковим хімічним контролем відповідно до Водного Кодексу України, ГОСТ 28.74-82 «Правила гігієни та контроль якості», СНіП 4630-92 по визначенню максимально допустимої концентрації для внутрішніх водних об'єктів. Злив стічних вод до відкритих водойм здійснюватися не буде.

Впровадження проекту буде мати позитивний вплив. Воно дозволить зменшити споживання води та в результаті – зменшити кількість стічних вод.

Вплив на використання землі.

Вплив на використання землі / ґрунтів відсутній.

Відповідне законодавство у сфері використання землекористування представлено Земельним Кодексом України. Національна технологічна практика / стандарт: ГОСТ 17.4.1.02.-83 “Захист природи, ґрунтів. Класифікація хімічних речовин для контролю забруднення”.

Вплив на біорізноманіття

Вплив на біорізноманіття відсутній.

Утворення відходів, їх переробка та поводження

В процесі впровадження проекту утворення відходів відбувається після демонтажу фізично та морально застарілого обладнання, пальників, труб, тощо. Також утворюються будівельні відходи внаслідок демонтажу котельного обладнання, фундаментів котелень, тощо.

Вторинне використання старого обладнання буде мати однозначно позитивний вплив на навколишнє середовище.

Згідно Закону України «Про відходи», (стаття 17) «Обов'язки суб'єктів господарської діяльності у сфері поводження з відходами»:

- підприємства повинні подавати звіт про утворення, збирання, транспортування, зберігання, переробку, утилізацію, знешкодження та вилучення відходів.



- забезпечувати повне збирання, відповідне зберігання, недопущення псування відходів, для утилізації яких існує відповідна технологія в Україні.

Беручи до уваги вищесказане, теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, відправляють старе обладнання на металопереробку.

Звітність статистичних спостережень з охорони навколишнього природного середовища

Підприємства, які впроваджують проект, регулярно звітують за усіма формами статистичної звітності, які вимагаються для їх діяльності згідно чинного законодавства України а саме:

- форма №1-екологічні витрати "Звіт про витрати на охорону навколишнього природного середовища та екологічні платежі";
- форма №1-небезпечні відходи "Звіт про утворення, оброблення та утилізацію відходів I-III класів небезпеки";
- форма № 2-тп (повітря)- звіт про обсяги потенційних викидів забруднювальних речовин в атмосферу.



РОЗДІЛ G. Коментарі Зацікавлених Сторін

G.1. Інформація про коментарі Зацікавлених Сторін:

Оскільки діяльність за проектом не передбачає негативного впливу на навколишнє середовище та негативного соціального ефекту, спеціальні консультації з Зацікавленими сторонами не проводились. Уповноважені органи (місцеві ради, які представляють інтереси населення) міст Макіївка, Маріуполь та Артемівськ Донецької області виразили підтримку цього проекту.

Проект “Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області” був представлений на XX та XXI Міжнародних конференціях (Ялта, 2010 р. та 2011 р.), де був всебічно обговорений представниками державних та теплопостачальних організацій.

Додаток 1**КОНТАКТНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО УЧАСНИКІВ ПРОЕКТУ****Постачальник:**

Організація:	Обласне комунальне підприємство «Донецьктеплокомуненерго»
Вулиця, номер а/с:	вул. Донецька
Будинок:	38
Місто:	Донецьк
Штат/регіон	Донецьк
Поштовий код	83086
Країна	Україна
Телефон	+38 062 335-00-26
Факс	+38 062 304-62-95
Електронна пошта	postmaster@kpdtkе.donetsk.ua
Адреса сайту	
Ким представлений	
Посада	Генеральний директор
Звернення	Пан
Прізвище	Воротинцев
По-батькові	Альбертович
Імя	Василь
Відділ:	
Прямий факс	+38 062 304-62-95
Прямий телефон	+38 062 335-00-26
Мобільний телефон	
Персональна електронна пошта	

**Партнер – Покупець**

Організація:	E-Energy B.V.
Вулиця, номер а/с:	Стравінскилаан
Будинок:	1143 C-11
Місто:	Амстердам
Штат/регіон	
Поштовий код	1077XX
Країна	Нідерланди
Телефон	(+370 5) 268 59 89
Факс	(+370 5) 268 59 88
Електронна пошта	a.strolija@e-energija.lt
Адреса сайту	www.e-energy.eu
Ким представлений	E energija, UAB
Посада	Керівник департаменту зміни клімату
Звернення	Пан
Прізвище	Строля
По-батькові	
Імя	Артурас
Відділ:	Департамент зміни клімату
Прямий факс	(+370 5) 268 59 89
Прямий телефон	+370 5 268 59 88
Мобільний телефон	
Персональна електронна пошта	

Додаток 2**ІНФОРМАЦІЯ ПРО БАЗОВУ ЛІНІЮ**

Ключові елементи базової лінії (включаючи змінні, параметри та джерела даних) наведені у таблиці нижче.

	Символ	Параметр	Одиниці виміру	Виміряно (в), підраховано (п) або оцінено (о)
1	В_б	Споживання палива котельнями (Природний газ/ вугілля)		в
1.1	В _б (природний газ)	Споживання природного газу	тис. м ³	в
1.2	В _б (вугілля)	Споживання вугілля	т	в
2	Р_б	Споживання електроенергії	МВт-год	в
3	NCV_б	Середня річна теплотворна спроможність		в, п
3.1	NCV _б (природний газ)	Середня річна теплотворна спроможність природного газу	МДж/м ³	в, п
3.2	NCV _б (вугілля)	Середня річна теплотворна спроможність вугілля	МДж/кг	в, п
4	Cef_б	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю		Нормативні документи
4.1	Cef (природний газ)	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для природного газу	т CO ₂ /ГД ж	МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2
4.2	Cef (вугілля)	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для вугілля	т CO ₂ /ГД ж	МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2



5	SEFс	Коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії	т CO ₂ e / МВт-год	Таблиця Б2 "Базові коефіцієнти викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії" Операційного керівництва для ПТД проектів СВ, Том 1: Загальне керівництво, Версія 2.3, Міністерство економіки Нідерландів, 2004 (ERUPT 4, Senter Нідерланди); Таблиця 8 «Коефіцієнти викидів для Української електромережі на 2006-2012 рр.» Додатку 2 «Стандартизовані коефіцієнти викидів для української електромережі» до документу «Україна – визначення нових розрахунків стандартизованого коефіцієнту викидів», який підтверджений TUV SUD Industrie Service GmbH 17.08.2007; Накази Нацеконвєстагентства України: № 62 від 15.04.2011 р., № 63 від 15.04.2011 р., № 43 від 28.03.2011 р. та № 75 від 12.05.2011р
---	------	---	----------------------------------	--

Табл. Дод2-1. Ключові елементи базової лінії



Додаток 3

ПЛАН МОНІТОРИНГУ

В цьому Плані Моніторингу описаний специфічний для проекту підхід, який буде використовуватись для розрахунку отриманих одиниць скорочення викидів парникових газів при впровадженні проекту СВ в містах Макіївка, Маріуполь та Артемівськ Донецької області. Оновлення систем централізованого теплопостачання має призвести покращення характеристик роботи систем. Кожна складова діяльності за проектом СВ має призвести до скорочення викидів парникових газів. Скорочення викидів парникових газів буде кількісно визначене за допомогою специфічного для проекту підходу, представленого в цьому Плані Моніторингу.

Відповідний специфічний підхід для моніторингу

В процесі розробки проекту «**Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області**» був використаний специфічний підхід, розроблений для «Проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання» в умовах України» (див. розділ В.1).

Специфічний підхід для моніторингу проекту, розроблений для «Проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання» в умовах України

Цей специфічний підхід для моніторингу проекту викладений детально у розділі D.1.1. цієї ПТД (Варіант 1 – Моніторинг викидів у проектному сценарії та базовому сценарії).

Формули для моніторингу

Формули, що використовуються для розрахунку проектних викидів, базових викидів та загальних скорочень викидів, наведені в таблицях нижче.

Загальне скорочення викидів

Формула 1 – Загальне скорочення викидів	
	$ERUs = \sum[E_i^b - E_i^r]; [t CO_2e]$
	ERUs – Загальне скорочення викидів, т CO ₂ e E _i ^b – Динамічні Базові викиди, т CO ₂ e E _i ^r - Викиди у звітному році, т CO ₂ e
	Сума береться для всіх котельень (i), які приймають участь у проекті .

Проектні викиди

Формула 2 – Викиди у звітному році (E ^r)	
	$E_1^r = E_{l(i)}^r + E_{gen(i)}^r + E_{cons(i)}^r; [t CO_2e]$
	E _{l(i)} ^r – викиди, що відбуваються із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (i) котельні у звітний рік, т CO ₂ e; E _{gen(i)} ^r – викиди, що відбуваються із-за споживання палива новими когенераційними установками на (i) котельні в звітний рік, т CO ₂ e; E _{cons(i)} ^r – викиди, що відбуваються із-за виробництва електроенергії до мережі у кількості, спожитої (i) котельнею з тепловими пунктами в звітний рік, т CO ₂ e.



Формула 3 – Викиди, що відбуваються із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (i) котельні у звітний рік, (E_{fi}^r)	
$E_{fi}^r = NCV_{r(i)} * Cef_r * V_{r(i)}, [tCO_2e]$	
	$V_{r(i)}$ – споживання палива у проектному сценарії (i) котельнею (для кожного виду палива), тис. м ³ (т); $NCV_{r(i)}$ – нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, ГДж/тис. м ³ (ГДж/т); Cef_r – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для кожного виду палива, т CO ₂ /ГДж.

Формула 4 – Викиди, що відбуваються із-за споживання палива новими когенераційними установками на (i) котельні в звітний рік, ($E_{gen(i)}^r$)	
$E_{gen(i)}^r = V_{g(i)} * NCV_r * Cef [t CO_2e]$	
	V_g – витрати природного газу встановленими когенераційними установками на (i) котельні в звітний рік, тис. м ³ /МВт; NCV_r – усереднена річна нижча теплотворна спроможність природного газу в звітний рік, ГДж/тис. м ³ ; Cef – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю, т CO ₂ /ГДж.

Формула 5 – Викиди, що відбуваються із-за виробництва електроенергії до мережі у кількості, спожитої (i) котельнею з тепловими пунктами в звітний рік ($E_{cons i}^r$)	
$E_{cons i}^r = P_r * CEF_c [tCO_2e]$	
	P_r – проектне споживання електроенергії котельнею в звітний рік, МВт-год; CEF_c – коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії, т CO ₂ e/МВт-год.

Базові викиди

Формула 6 – Динамічні базові викиди (E_b)	
$E_{(i)}^b = E_{1(i)}^b + E_{cons (i)}^b; [t CO_2e]$	
	$E_{1(i)}^b$ – викиди, що відбулись би із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (i) котельні у базовий рік в умовах звітнього року, т CO ₂ e; $E_{cons (i)}^b$ – викиди, що відбулись із-за споживання електроенергії з мережі (i) котельнею в базовий рік, т CO ₂ e.



Формула 7 – Базові викиди, що відбулись би із-за споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (і) котельні у базовий рік умових звітних років, (E_{i1}^b)	
	<p>Для випадку, коли в базовому році існувало гаряче водопостачання (незалежно від тривалості послуг, $(1-a_b) \neq 0$), використовується наступна формула для E_{i1}^b:</p> $E_{i1}^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_b * (1-a_b) * K_1 * K_w],$ <p>де перше значення у дужках описує споживання палива на опалення, а друге – споживання палива не гаряче водопостачання.</p> <p>Для випадку, коли в базовому році зовсім не існувало гарячого водопостачання ($(1-a_b) = 0$), а в звітному році з'явилися послуги з гарячого водопостачання (завдяки покращенню послуг тепlopостачання населенню), використовується наступна формула для E_{i1}^b:</p> $E_{i1}^b = NCV_b * Cef_b * [V_b * a_b * K_1 * K_h + V_r * (1-a_r) * K_1 * K_{w0}]$
	<p>NCV_b – середня нижча теплотворна спроможність палива в базовому році, МДж/м³ (МДж/кг);</p> <p>Cef_b – коефіцієнт викидів CO₂, т CO₂/ГДж;</p> <p>V_b – кількість спожитого палива котельнею в базовому році, тис. м³ або тон;</p> <p>$K_1, K_h = K_2 * K_3 * K_4; K_w = K_5 * K_6 * K_7$ – корегуючі коефіцієнти;</p> <p>a_b – частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в базовому році;</p> <p>$(1-a_b)$ – частина палива (тепла), спожитого для послуг гарячого водопостачання в базовому році;</p> <p>a_r – частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в звітному році.</p>

Формула 8 – Частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в базовому році (a_b)	
	$a_b = L_h^b * g^b * N_h^b / (L_h^b * g^b * N_h^b + L_w^b * N_w^b);$
	<p>L_h^b – максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення в базовому році, МВт;</p> <p>L_w^b – підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, МВт;</p> <p>g^b – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду в базовому році;</p> <p>N_h^b – тривалість опалювального періоду в базовому році, год.</p> <p>N_w^b – тривалість надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год.</p>

Формула 9 – Частина палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей в звітному році (a_r)	
	$a_r = L_h^r * g^r * N_h^r / (L_h^r * g^r * N_h^r + L_w^r * N_w^r)$
	<p>L_h^r – максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення в звітному році, МВт;</p> <p>L_w^r – підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, МВт;</p> <p>g^r – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду в звітному році;</p> <p>N_h^r – тривалість опалювального періоду в звітному році, год.</p> <p>N_w^r – тривалість надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, год.</p>



Формула 10 – Коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду (g)	
	$g = Q_{av}/Q_{max} = F_h * k_h * (T_{in} - T_{out av}) / F_h * k_h * (T_{in} - T_{out min}) = (T_{in} - T_{out av}) / (T_{in} - T_{out min})$
	<p>F_h – опалювана площа приміщень, m^2; k_h – коефіцієнт теплопередачі будівель, $kВт/м^2 * К$; T_{in} – середня внутрішня температура за опалювальний період, $К$ (або 0С); $T_{out av}$ – середня зовнішня температура за опалювальний період, $К$ (або 0С); $T_{out min}$ – мінімальна зовнішня температура за опалюваний період, $К$ (або 0С).</p>

Формула 11 – Коефіцієнт зміни нижчої теплотворної спроможності палива (K_1)	
	$K_1 = NCV_b / NCV_r$
	<p>NCV_b – середня нижча теплотворна спроможність палива в базовому році, $ГДж/ тис. м^3$ ($ГДж/т$); NCV_r – середня нижча теплотворна спроможність палива в звітному році, $ГДж/ тис. м^3$ ($ГДж/т$)</p>

Формула 12 – Коефіцієнт зміни температури (K_2)	
	$K_2 = (T_{in r} - T_{out r}) / (T_{in b} - T_{out b})$
	<p>$T_{in r}$ – середня температура всередині приміщень за опалювальний період в звітному році, $К$ (або 0С); $T_{in b}$ – середня температура всередині приміщень за опалювальний період в базовому році, $К$ (або 0С); $T_{out r}$ – середня зовнішня температура за опалювальний період в звітному році, $К$ (або 0С); $T_{out b}$ – середня зовнішня температура за опалювальний період в базовому році, $К$ (або 0С).</p>

Формула 13 – Коефіцієнт зміни опалюваної площі і теплоізоляції будівель (K_3)	
	$K_3 = [(F_{hr} - F_{htr} - F_{hnr}) * k_{hb} + (F_{hnr} + F_{htr}) * k_{hn}] / F_{hb} * k_{hb}$
	<p>F_{hb} – опалювана площа приміщень в базовий рік, $м^2$; F_{hr} – опалювана площа приміщень в звітний рік, $м^2$; F_{hnr} – опалювана площа нових будинків, під'єднаних до системи тепlopостачання (припускається, з новою (покращеною) теплоізоляцією) у звітний рік, $м^2$; F_{htr} – опалювана площа будинків (які існували в базовому році) з покращеною тепловою ізоляцією в звітному році, $м^2$; k_{hb} – середній коефіцієнт теплопередачі опалюваних будівель в базовому році, $кВт/м^2 * К$; k_{hn} – середній коефіцієнт теплопередачі опалюваних будівель з новою теплоізоляцією (нові або старі будинки з новою теплоізоляцією), $кВт/м^2 * К$.</p>

**Формула 14** – Коефіцієнт зміни тривалості опалювального періоду (K_4)

$$K_4 = N_{hr} / N_{hb}$$

N_{hb} – тривалість опалювального періоду в базовому році, год;
 N_{hr} – тривалість опалювального періоду в звітному році, год.

Формула 15 – Коефіцієнт зміни кількості споживачів послуг гарячого водопостачання (K_5)

$$K_5 = n_{wr} / n_{wb}$$

n_{wr} – середня кількість споживачів послуг гарячого водопостачання, персональних рахунків в звітному році;
 n_{wb} – середня кількість споживачів послуг гарячого водопостачання, персональних рахунків в базовому році;

Формула 16 – Коефіцієнт зміни стандартної питомої витрати гарячої води на персональний рахунок (K_6)

$$K_6 = v_{wr} / v_{wb}$$

v_{wr} – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок в звітному році (в теплових одиницях, кВт*год/год);
 v_{wb} – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок в базовому році (в теплових одиницях, кВт*год/год).

Формула 17 – Коефіцієнт зміни періоду надання послуг гарячого водопостачання (K_7)

$$K_7 = N_{wr} / N_{wb}$$

N_{wr} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, год;
 N_{wb} – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год;

Формула 18 – Викиди ПГ, що відбуваються із-за виробництва електроенергії до мережі у кількості, спожитої (i) котельнею з тепловими пунктами з мережі в базовий рік ($E_{cons(i)}^b$)

$$E_{cons}^b = P_b * SEF_c$$

P_b – базове споживання електроенергії котельнею з тепловими пунктами в базовий рік, МВт-год;
 SEF_c – Коефіцієнт викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії в Україні, т CO_2e /МВт-год.



Параметри, що підлягають моніторингу

Специфічний підхід до моніторингу визначає і бере до уваги параметри, які потрібно вимірювати або моніторити з регулярними інтервалами. Ці параметри будуть занесені в Базу даних, на основі широкоформатної таблиці Excel, в якій буде відстежуватись річне скорочення викидів ПГ.

Опис параметрів, які потрібно моніторити, наведено нижче:

Номер параметру і назва	1.1 Споживання палива на котельнях. Природний газ
Опис	Споживання природного газу котельнями. Споживання палива котельнями є основною величиною, яка впливає на розрахунок викидів. Тому найбільш об'єктивним і точним індикатором впровадження проекту є зміни в споживанні палива. Зміни в споживанні палива в результаті впровадження проекту, в порівнянні з базовим споживанням палива, відобразять всі інші відповідні показники, такі як підвищення ККД котлів, зменшення втрат в тепломережах, тощо
Метод моніторингу	Лічильники газу
Частота записів	Кожний день
Підтверджуючі документи	Покази приладів реєструються в спеціальних паперових журналах на кожній котельні
Метод розрахунку	Відповідно до консервативного підходу, об'єм спожитого природного газу буде скорегований на похибку вимірювального обладнання. Обсяг споживання природного газу у звітному році, що використовується для обчислення Проектних викидів, буде збільшений на частку, пропорційну похибці лічильника газу для кожної котельні.

Номер параметру і назва	1.2 Споживання палива в котельнях. Вугілля
Опис	Споживання вугілля котельнями.
Метод моніторингу	Закупівля вугілля відбувається згідно з накладними. Споживання вугілля вимірюється спеціальними тачками та мірними ємкостями, а потім перераховується на вагу.
Частота записів	Кожного дня
Підтверджуючі документи	Споживання вугілля реєструється в спеціальних паперових журналах на кожній котельні. Накладні підшиваються в спеціальні файли.
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	2.1 Середня річна теплотворна спроможність природного газу
Опис	Середня річна теплотворна спроможність природного газу, розрахована з нижчої теплотворної спроможності для кожного міста
Метод моніторингу	Приймається згідно з телефонограмами від постачальника газу або звіту незалежної хімічної



	лабораторії. Аналізи незалежної хімічної лабораторії проводяться при виникненні спірних випадків. Використовуються рідко.
Частота записів	Данні надходять від постачальника газу звичайно 3 рази на місяць.
Підтверджуючі документи	Реєструється в спеціальних паперових журналах
Метод розрахунку	Середньозважене значення

Номер параметру і назва	2.2 Середня річна теплотворна спроможність вугілля
Опис	Середня річна теплотворна спроможність вугілля, розрахована з нижчої теплотворної спроможності для кожного міста
Метод моніторингу	Приймається згідно з сертифікатами якості від постачальника вугілля або звіту незалежної хімічної лабораторії. Аналізи незалежної хімічної лабораторії проводяться при виникненні спірних випадків. Використовуються рідко
Частота записів	Сертифікат якості надається постачальником вугілля для кожної партії вугілля
Підтверджуючі документи	Сертифікати підшиваються в спеціальні файли.
Метод розрахунку	Середньозважене значення

Номер параметру і назва	3. Середня зовнішня температура в опалювальний період
Опис	Середня зовнішня температура в опалювальний період
Метод моніторингу	Середня зовнішня температура в опалювальний період розраховується теплопостачальними підприємствами зі щоденної зовнішньої температури, отриманої диспетчером підприємства в місцевому метрологічному центрі з 10-11 ранку кожного дня опалювального періоду
Частота записів	Раз на опалювальний період. Щоденна зовнішня температура реєструється кожний день опалювального періоду
Підтверджуючі документи	Метеорологічний центр направляє звіт за кожний день опалювального періоду. Звіти підшиваються в спеціальні файли.
Метод розрахунку	Середнє значення

Номер параметру і назва	4. Середня внутрішня температура в опалювальний період
Опис	Середня температура всередині приміщень розраховується з суми повернутих платежів, спричинених неякісним теплопостачанням (у випадках, коли не витримується нормативний (18 °C) рівень). Більше 18 °C – приймається як 18 °C (згідно консервативному підходу), як нормативний, нижче 18 °C – розраховується як показано нижче.
Метод моніторингу	Сума повернутих платежів



Частота записів	Один раз за опалювальний період
Підтверджуючі документи	Сума повернутих платежів
Метод розрахунку	<p>Згідно з «Правилами надання послуг теплопостачання та гарячого водопостачання» № 1497 від 30.12.1997, підприємства з теплопостачання повинні робити перерахунок з населенням за постачання меншої кількості тепла ніж необхідно для забезпечення нормативного рівня. Нормативна температура всередині приміщень повинна бути не нижчою 18 °С.</p> <p>Кількість повернутих платежів є наступною:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 5% від планових нарахувань за кожен градус від 18 до 12 °С; – 10% від планових нарахувань за кожен градус від 12 до 5 °С; – коли температура всередині приміщень нижча 5 °С платежі повинні повертатися повністю. <p>Середня температура всередині приміщень розраховується за формулами:</p> <p>Якщо $R = 0$ (згідно консервативному підходу, для базової лінії приймається $R < 0,05$): $T_{inb} = 18 \text{ °С}$.</p> <p>Якщо $0,05 < R \leq 0,3$: $T_{inb} = 18 - (R/0,05) \text{ [°С]}$</p> <p>Якщо $0,3 < R < 1$: $T_{inb} = 12 - [(R - 0,3)/0,1] \text{ [°С]}$</p> <p>де: R - частка повернутих платежів від NP; NP – планові нарахування.</p> <p>Тому, якщо внутрішня температура буде 18 °С чи вища, вона приймається рівною 18 °С згідно консервативному підходу, а якщо вона буде нижче 18 °С, вона буде розрахована з величини повернутих платежів за вищенаведеною методикою</p>

Номер параметру і назва	5. Кількість споживачів послуг гарячого водопостачання
Опис	Кількість споживачів послуг гарячого водопостачання для кожної котельні
Метод моніторингу	Статистика теплопостачальних підприємств
Частота записів	Договори з населенням, організаціями та юридичними особами складаються напряму з теплопостачальними підприємствами. Вони поновлюються раз на рік.
Підтверджуючі документи	Інформація зберігається в спеціальних електронних файлах «Реєстрація надходжень від населення». Для організацій та юридичних осіб ця інформація береться з контрактів з ними
Метод розрахунку	Дані беруться на 01 січня кожного наступного за звітним року



Номер параметру і назва	6. Загальна опалювана площа
Опис	Опалювана площа для кожної котельні
Метод моніторингу	Статистика тепlopостачальних підприємств
Частота записів	Перерахунок робиться у разі підписання нових контрактів або розриву існуючих
Підтверджуючі документи	Інформація зберігається у відділі збуту тепlopостачальних підприємств і встановлюється за сертифікатами на право власності згідно з технічними паспортами будинків Загальна площа з балконами та сходами відображається в спеціальних журналах
Метод розрахунку	Дані беруться на 01 січня кожного наступного за звітним року

Номер параметру і назва	7. Середній коефіцієнт теплопередачі будівель в базовому році
Опис	Середній коефіцієнт теплопередачі будівель для кожної котельні
Метод моніторингу	Статистика тепlopостачальних підприємств
Частота записів	Коефіцієнт теплопередачі будівель записується один раз на рік при приєднанні та від'єднанні опалюваних площ до котелень, що входять до проекту
Підтверджуючі документи	СНІП 2-3-79 (1998), Державні будівельні норми В.2.6-31:2006
Метод розрахунку	Для розрахунку коефіцієнту теплопередачі будівель для кожної котельні було використано метод середньозваженої величини, який враховує площу існуючих будівель і площу нових будівель. Значення коефіцієнту теплопередачі старих будівель було взято з СНІП 2-3-79 (1998) – не більше 0.63 Вт/м ² *К.. Значення коефіцієнту теплопередачі для нових будівель було взято з ДБН (В.2.6-31:2006) - не більше 0.36 Вт/м ² *К.

Номер параметру і назва	8. Опалювана площа будівель (які існували в базовому році) з покращеною тепловою ізоляцією у звітний рік
Опис	Опалювана площа реконструйованих будівель з впровадженням покращеної ізоляції
Метод моніторингу	Статистика тепlopостачальних підприємств
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Статистика тепlopостачальних підприємств
Метод розрахунку	Дані беруться на 01 січня кожного наступного за звітним року

Номер параметру і назва	9. Опалювана площа нових будинків, під'єднаних до системи тепlopостачання (припускається, з новою (покращеною) теплоізоляцією) у звітний рік
Опис	Опалювана площа нових будинків під'єднаних до системи тепlopостачання з впровадженням покращеної теплоізоляції
Метод моніторингу	Статистика тепlopостачальних підприємств
Частота записів	Раз на рік



Підтверджуючі документи	Статистика теплопостачальних підприємств
Метод розрахунку	Дані беруться на 01 січня кожного наступного за звітним року

Номер параметру і назва	10. Коефіцієнт теплопередачі будівель з новою тепловою ізоляцією
Опис	Коефіцієнт теплопередачі будівель з новою тепловою ізоляцією
Метод моніторингу	Значення коефіцієнту теплопередачі для нових будівель було взяте з ДБН (В.2.6-31:2006)
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	ДБН (В.2.6-31:2006)
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	11. Тривалість опалювального періоду
Опис	Тривалість опалювального періоду для кожної котельні
Метод моніторингу	Статистика теплопостачальних підприємств
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Номінальна тривалість (початок і закінчення) опалювального періоду визначається для кожного міста окремо, згідно з пунктом 7.9.4 “Правил технічної експлуатації теплового обладнання і тепломереж 2007” ²² . Опалювальний період починається, коли середньодобова температура зовнішнього повітря сягає 8 °С чи нижче протягом 3 днів, і закінчується, коли середньодобова температура зовнішнього повітря сягає 8 °С чи вище протягом 3 днів.. Фактична тривалість опалювального періоду визначається з статистичних даних теплопостачальних підприємств
Метод розрахунку	Сума тривалостей з початку календарного року до дати закінчення опалювального сезону, та з дати початку нового опалювального сезону до закінчення цього календарного року.

Номер параметру і назва	12. Тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання
Опис	Тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання для кожної котельні
Метод моніторингу	Статистика теплопостачальних підприємств
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Гаряче водопостачання відбувається за графіком подачі гарячої води для кожної котельні.
Метод розрахунку	Загальна тривалість часу надання послуг гарячого водопостачання за календарний рік

²² <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?page=6&nreg=z0197-07>



Номер параметру і назва	13. Максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення
Опис	Максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення
Метод моніторингу	Розраховується тепlopостачальними підприємствами
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Максимальне підключене навантаження для надання послуг з опалення розраховується тепlopостачальними підприємствами для кожного опалювального періоду. Воно розраховується залежно від теплового навантаження при температурах зовнішнього повітря: [КТМ 204 Україна 244-94, Додаток 1]: м. Макіївка - (-26)°C; м. Маріуполь - (-23)°C; м. Артемівськ - (-25)°C.
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	14. Підключене навантаження для надання послуг гарячого водopостачання
Опис	Підключене навантаження для надання послуг гарячого водopостачання
Метод моніторингу	Розраховується тепlopостачальними підприємствами
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Підключене навантаження для надання послуг гарячого водopостачання розраховується тепlopостачальними підприємствами згідно з контрактами зі споживачами
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	15. Стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок
Опис	Стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок
Метод моніторингу	Нормативний документ
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	На цей час діє стандартна питома витрата гарячої води, яка була запропонована в КТМ 204 Україна 244-94. Не існує інформації про зміни, тому вона не підлягає спеціальному моніторингу.
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	16. Коефіцієнт викидів парникових газів
Опис	Коефіцієнт викидів парникових газів для різних палив, для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії, для загальнодержавної електромережі України
Метод моніторингу	Нормативні документи
Частота записів	Раз на рік
Підтверджуючі документи	Для всіх видів палива використовуються коефіцієнти викидів двоокису вуглецю з таблиці даних у МГЕЗК 1996 Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів, Том 2.



	<p>Значення коефіцієнтів викидів парникових газів для проектів СВ зі зниження споживання електроенергії з загальнодержавної електромережі України були прийняті для відповідних років згідно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Таблиці В2 «Коефіцієнти викидів парникових газів для проектів СВ, які скорочують споживання електроенергії» Операційного керівництва для проектно-технічної документації проектів спільного впровадження. Том 1: Загальне керівництво, Версія 2.3. Міністерство економіки Нідерландів, 2004 (ERUPT 4, Senter, Нідерланди) - Таблиці 8 «Коефіцієнти викидів для Української електромережі на 2006-2012 рр.» Додатку 2 «Стандартизовані коефіцієнти викидів для електромережі України» до документу «Україна – визначення нових розрахунків стандартизованого коефіцієнту викидів», який підтверджений TUV SUD Industrie Service GmbH 17.08.2007. - Наказам Нацеконінвестагентства України № 62 від 15.04.2011 р.; № 63 від 15.04.2011; № 43 від 28.03.2011 р. та №75 від 12.05.2011р.
Метод розрахунку	Не застосовується

Номер параметру і назва	17. Споживання електроенергії
Опис	Споживання електроенергії котельнями
Метод моніторингу	Лічильники електроенергії
Частота записів	Кожного дня
Підтверджуючі документи	Покази приладів реєструються в спеціальних паперових журналах на кожній котельні
Метод розрахунку	Відповідно до консервативного підходу, обсяг спожитої електроенергії буде скорегований на похибку вимірювального обладнання. Обсяг споживання електроенергії у звітному році, що використовується для обчислення Проектних викидів, буде збільшений на частку, пропорційну похибці лічильника електроенергії для кожної котельні.

Номер параметру і назва	18. Споживання палива новими когенераційними установками
Опис	Споживання палива (природного газу) новими когенераційними установками
Метод моніторингу	Лічильники газу
Частота записів	Кожного дня
Підтверджуючі документи	Покази приладів реєструються в спеціальних паперових журналах на кожній котельні
Метод розрахунку	Відповідно до консервативного підходу, об'єм спожитого природного газу буде скорегований на похибку вимірювального обладнання. Обсяг споживання природного газу у звітному році, що використовується для обчислення Проектних викидів, буде збільшений на частку, пропорційну похибці лічильника газу для кожної котельні.

Схема системи моніторингу

Система контролю та моніторингу зводиться до вимірювання споживання палива. Інші параметри визначаються розрахунковим шляхом або з статистичних даних. Вимірювання споживання палива відбувається на газорозподільному пункті котельні. Реєстрація газу відбувається в одиницях об'єму, приведеніх до нормальних умов за допомогою автоматичних коректорів по температурі та тиску. Типова схема газорозподільного пункту наведена на Рис. Дод3-1

Типова схема газорозподільного пункту складається з наступного обладнання:

- газовий фільтр;
- контрольно-вимірювальні прилади для вимірювання і контролю диференційного тиску на газовому фільтрі;
- лічильник газу;
- зворотній клапан;
- байпас.

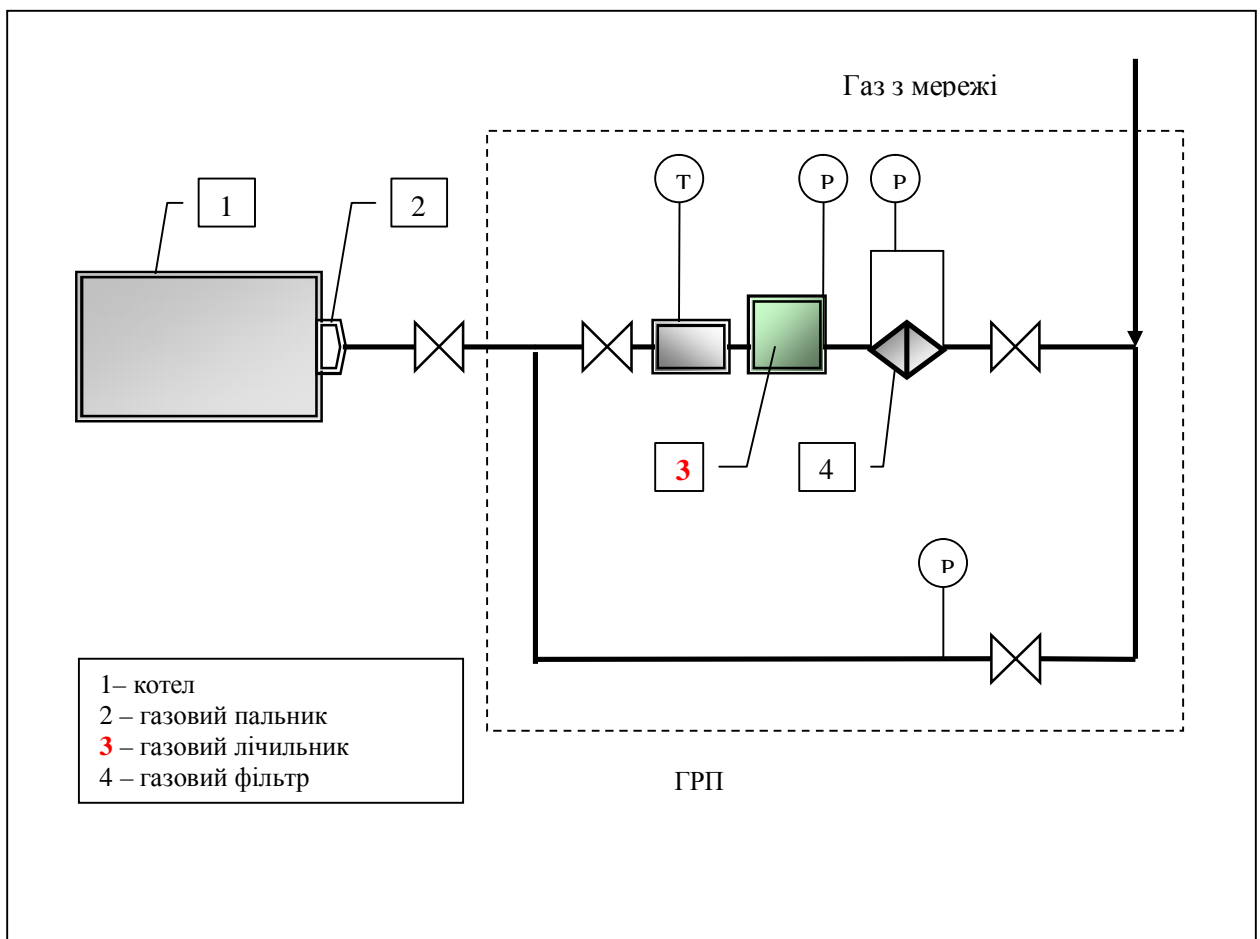


Рис. Дод3-1. Схема газорозподільної системи

Типова схема моніторингу системи для котельні, на якій встановлені когенераційні установки, показана на Рис. Дод3-2. Звичайно вона складається з наступного обладнання:

- GFM – лічильник газу;
- HFM – вимірювач тепла з датчиками;
- GEM – лічильник виробленої електроенергії;
- CP – щит управління когенераційної установки

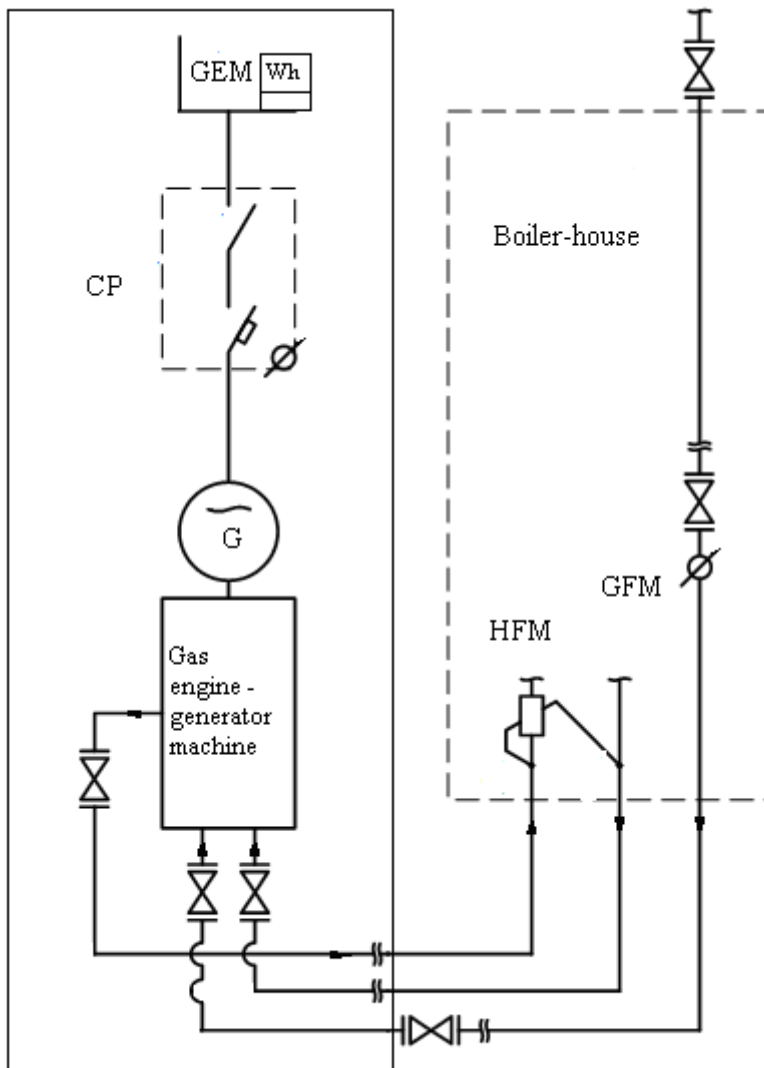


Рис. Дод3-2. Схема системи моніторингу для котельні, на якій встановлені когенераційні установки



Обладнання для моніторингу

Обладнання, що буде використовуватись виконавцем проекту для моніторингу відповідних параметрів, зведене в Таблиці Дод3-1. Таблиця також надає інформацію про тип обладнання, процедуру калібрування, та процедуру дій у випадках несправності.

№ і назва параметру	Обладнання	Клас точності	Орган, що проводить перевірку	Міжпіврічний інтервал	Процедура дій у випадках несправності
1.1. Споживання природного газу	Лічильник газу	+/- (0.5...2)% Зазвичай 1%	ДП «Донецькстандартметрологія»	Згідно паспортів лічильників	У випадках несправностей, про них треба негайно повідомити менеджера проекту або головного інженера. Якщо несправності не усунуті за 48 годин, треба звернутися до постачальника обладнання для проведення необхідного ремонту. Якщо ремонт неможливий, то обладнання повинне бути замінено еквівалентним. Дані про несправності повинні бути відмічені у спеціальній реєстраційній книзі.
17. Споживання електроенергії	Лічильник електроенергії	+/- (0.2...1) % Зазвичай 0.2%	ДП «Донецькстандартметрологія»	Згідно паспортів лічильників	У випадках несправностей, про них треба негайно повідомити менеджера проекту або головного інженера. Якщо несправності не усунуті за 48 годин, треба звернутися до постачальника обладнання для проведення необхідного ремонту. Якщо ремонт неможливий, то обладнання повинне бути замінено еквівалентним. Дані про несправності повинні бути відмічені у спеціальній реєстраційній книзі.
18. Споживання палива новими когенераційними установками	Лічильник газу	+/- (0.5...2)% Зазвичай 1%	ДП «Донецькстандартметрологія»	Згідно паспортів лічильників	У випадках несправностей, про них треба негайно повідомити менеджера проекту або головного інженера. Якщо несправності не усунуті за 48 годин, треба звернутися до постачальника обладнання для проведення необхідного ремонту. Якщо ремонт неможливий, то обладнання повинне бути замінено еквівалентним. Дані про несправності повинні бути відмічені у спеціальній реєстраційній книзі.

Таблиця Дод3-1. Обладнання для моніторингу.



Для вимірювання споживання газу використовуються наступні лічильники газу:

Тип лічильника газу	Виробник	Інтервал перевірки (років)
G - 1600 -ЛГК – 200	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
G – 160- ЛГК - 80	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
G - 400 - ЛГК- 150	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
G - ЛГК - 80 – 650	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
G - РГК - 400 - 250	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
РГК-40 ... РГК-1000	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
ЛГК-80 ... ЛГК-200	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
РГС-65-Ех	ВАТ «Промприлад», м. Івано-Франківськ	2
GMS- G16 ... G250	«Арсенал», м. Київ	2
Курс G400 A2	ТОВ ПКФ "КУРС", м. Дніпропетровськ	2
"Курс-01" G16A1	ТОВ ПКФ "КУРС", м. Дніпропетровськ	2
САМГАЗ ВК-G10	ТОВ "Самгаз", м. Рівне	2
ВРСГ-1	ТОВ «Ірвіс», м. Харків	2
AMG10	«Aptor Metrix», Польща	2
Діафрагма комплект "Потік"	м. Дніпропетровськ	1

Таблиця Додз-2. Лічильники газу та їх перевірка

Для вимірювання споживання електроенергії використовуються наступні електролічильники:

Тип лічильника електроенергії	Виробник	Інтервал перевірки (років)
NIK2303APK1	ТОВ "Нік-електроніка", м. Київ	6
NIK 2301, 2303	ТОВ "Нік-електроніка", м. Київ	6
Дельта 8010-02	ЗАТ МІТЕЛ, м. Дніпропетровськ	6
Дельта 8010-08	ЗАТ МІТЕЛ, м. Дніпропетровськ	6
Дельта 8010-06	ЗАТ МІТЕЛ, м. Дніпропетровськ	6
СА4У - 196	ВАТ "ЛЕМЗ", м. Санкт-Петербург	4
СА4У - И672М	ВАТ "ЛЕМЗ", м. Санкт-Петербург	4
СР4У - И673М	ВАТ "ЛЕМЗ", м. Санкт-Петербург	4
СА4 – И678	ВАТ "ЛЕМЗ", м. Санкт-Петербург	4
Itron SL7000 Smart	ДП "Айтрон Україна", м. Київ	6
SL 761BO71	"Actaris", Франція	6
Меркурій 230	ТОВ"Фірма ІНКОТЕКС", м.Москва	8
EMS-135001... 134.10.1	ЗАТ"ELGAMA електроніка", Вільнюс	6
LZQM	ЗАТ"ELGAMA електроніка", Вільнюс	6
A1140 RAL	"Ельстер Метронік", м. Москва	16
СТК-3	СП ЗАТ "Елвін", м. Київ	6

Таблиця Додз-3. Лічильники електроенергії та їх перевірка



Рівень невизначеності та похибки

Можливі невизначеність та похибки для такого виду проектів можуть виникнути двох типів: вимірювальні і умовні. Похибка вимірювальна впливає з недостатньої точності приладів. Похибка умовна з'являється, коли деякі значення не можуть бути виміряні безпосередньо. В цих випадках припущення займають місце вимірювань, і тому може виникнути похибка. Умовна похибка сама по собі базується на точності для умовних значень.

Похибка для проекту може бути розрахована з двох складових, описаних вище. Загальна похибка проекту (Стандартна похибка, SE) може бути розрахована як квадратний корінь з суми квадратів індивідуальних компонентів, як показано нижче:

$$SE = \sqrt{[(\text{Похибка вимірювальна})^2 + (\text{Похибка умовна})^2]}$$

План моніторингу, розроблений для цього проекту, не покладається ні на жодне припущення, тому не містить умовної похибки.

$$\text{Тому, } SE = \sqrt{[(\text{Похибка вимірювальна})^2 + (0)^2]} = (\text{Похибка вимірювальна})$$

Хоча проект передбачає моніторинг 18 параметрів, тільки 3 з них (кількість спожитого газу, спожита електроенергія та кількість спожитого газу новими когенераційними установками) вимірюється безпосередньо. Інші параметри для моніторингу проекту і базової лінії беруться із статистичних даних. Більше того, вони використовуються для розрахунку корегуючих коефіцієнтів. В основу розрахунку корегуючих коефіцієнтів покладено відношення значень параметрів у звітному та базовому роках. Наприклад, коефіцієнт зміни температури розраховується як відношення різниці внутрішньої і зовнішньої температур для звітного і базового років: $K_2 = (T_{in\ r} - T_{out\ r}) / (T_{in\ b} - T_{out\ b})$. Тому будь-яка похибка в статистичних даних скорочується.

Вимірювальні похибки (максимально можливі) для трьох параметрів, що впливають на Стандартну похибку, та їх рівень точності наведено в Таблиці Дод3-4.

№ і назва параметру	Похибка вимірювальна	Коментар
1.1 Споживання природного газу	± (0.5...2.0) %	Точність вимірювань висока завдяки необхідності їх використання в комерційних цілях
17. Споживання електроенергії	± (0.2...1.0) %	Точність вимірювань висока завдяки необхідності їх використання в комерційних цілях
18. Споживання палива новими когенераційними установками	± (0.5...2.0) %	Точність вимірювань висока завдяки необхідності їх використання в комерційних цілях

Таблиця Дод3-4. Похибка вимірювальна

Моніторинг впливу на навколишнє середовище

Оскільки проектом передбачена реконструкція існуючих систем тепlopостачання, що веде до підвищення енергоефективності, а тому й до покращення впливу на навколишнє середовище, і проект не є проектом нового будівництва, ніяких негативних впливів на навколишнє середовище не передбачається.

Теплопостачальні організації, які впроваджують проект, роблять Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище у випадках, коли це вимагається згідно з Українським законодавством.

Таким чином, моніторинг спеціальних індикаторів впливу на навколишнє природне середовище протягом впровадження та діяльності проекту не є необхідним.



План управління проектом

Вся відповідальність за управління і впровадження проекту лежить на генеральному директорі ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, панові Василю Воротинцеву. Він призначив відповідальних осіб під керівництвом пані Вікторії Кучеренко – заступника генерального директора з інвестування та стратегічного розвитку ОКП “Донецьктеплокомуненерго”. Штати ВТВ підприємств КП «Макіївтепломережа», ККП «Маріупольтепломережа» та ТОВ «Артемівськ-енергія» також відповідальні за діяльність по проекту.

Можливі переpons та помилки при впровадженні проекту повинні бути визначені та вирішені відповідальним персоналом ВТВ.

Відповідальність за збір даних

Генеральний директор ОКП “Донецьктеплокомуненерго” – пан Василь Альбертович Воротинцев призначив відповідальну особу пані Вікторію Кучеренко – заступника генерального директора з інвестування та стратегічного розвитку ОКП “Донецьктеплокомуненерго” за впровадження та управління процесом моніторингу реалізації проекту. Пані Катерина Пахомова, провідний інженер відділу перспективного розвитку ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, відповідає за збір даних, вимірювання, перевірку, реєстрацію та зберігання даних.

Пан Дмитро Падерно, заступник директора Інституту Промислової Екології, відповідає за розробку спеціального для проекту підходу до визначення базової лінії та моніторингу.

Пані Катерина Корінчук, інженер Інституту Промислової Екології, відповідає за обробку даних.

Збір даних по споживанню палива відбувається наступним чином:

1. Споживання природного газу вимірюється лічильниками газу, які встановлені на котельні. Всі котельні обладнані лічильниками газу.
2. Більшість котельень обладнані автоматичними коректорами відповідно по температурі та тиску газу. Споживання газу реєструється автоматично. Оператор котельні записує кожного дня покази лічильників в спеціальний паперовий журнал «Журнал реєстрації параметрів роботи котельні».
3. Для котельень, що не обладнані автоматичними коректорами, оператор котельні кожні 2 години знімає покази температури і тиску природного газу на вході в котельню і записує в журнал «Журнал реєстрації параметрів роботи котельні». Ці параметри потрібні для приведення витрати газу до нормальних умов.
4. Кожного дня оператори передають по телефону значення витрат палива до Виробничо-технічних Відділів (ВТВ) КП «Макіївтепломережа», ККП «Маріупольтепломережа» та ТОВ «Артемівськ-енергія», відповідно, де вони зберігаються і використовуються для розрахунків з постачальником газу.
5. Кожного місяця розрахункові центри передають дані газопостачальній компанії.

Дані моніторингу, які необхідні для розрахунку та верифікації скорочень викидів, відповідно до параграфу 37 Керівних вказівок СВ, повинні зберігатися протягом двох років після останньої трансакції ОСВ за проектом. Відповідно до цього, генеральним директором ОКП “Донецьктеплокомуненерго” виданий Наказ від 04.07.2011 р. «Про створення робочої групи та строк зберігання документів II проект», у якому визначений склад створеної робочої групи, та приписано зберігати первинну документацію протягом двох років після останньої трансакції ОСВ за проектом.

Схема збору даних для Звіту з Моніторингу показана на Рис. Дод3-3.

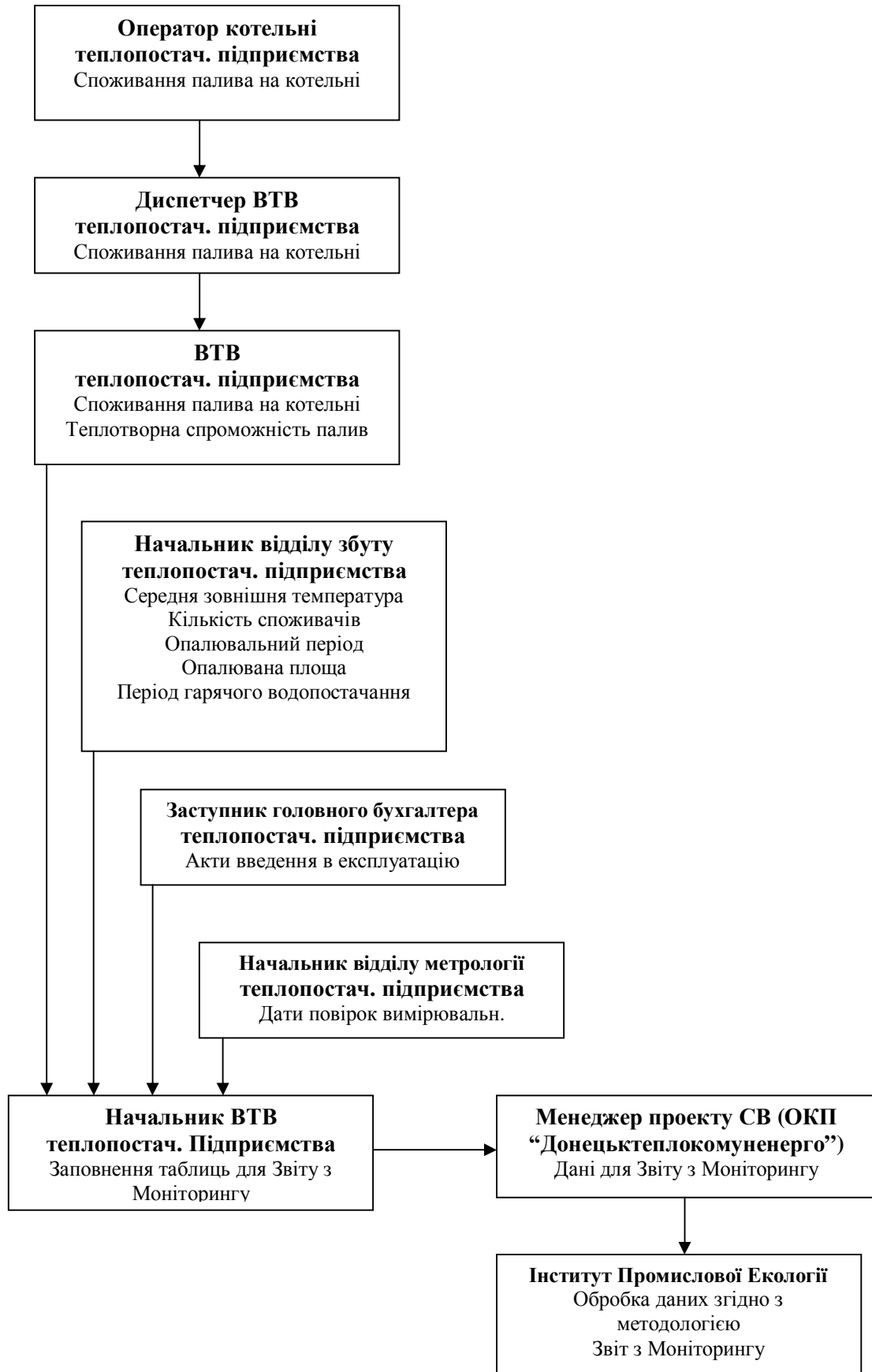


Рис.Дод3-3. Схема збору даних для Звіту з Моніторингу



Тренінги

Оскільки основна діяльність теплопостачальних підприємств, що впроваджують проект, не зміниться з впровадженням проекту СВ, спеціальні технічні тренінги для персоналу не потрібні. Технічний персонал підприємства має відповідні знання та досвід для впровадження проекту та ремонту звичайного обладнання.

У випадку встановлення нового обладнання (такого, що раніше не експлуатувалося на підприємстві, наприклад: когенераційні установки, котли імпортного виробництва, тощо), компанія – виробник цього обладнання повинна провести тренінг для персоналу.

Теплопостачальні підприємства, що впроваджують проект, проводять перепідготовку персоналу згідно з вимогами Норм охорони праці. На підприємствах існують Відділи охорони праці, які відповідають за підвищення рівня кваліфікації персоналу та тренінги.

В ході розробки проекту СВ (починаючи з 2006 року), спеціалісти Інституту Промислової Екології, проводили розширені консультації та тренінги для залучених представників теплопостачальних підприємств про збір необхідних даних згідно з планом Моніторингу проекту.

Спеціальний тренінг було проведено у червні 2010 року.

Була створена спеціальна група з представників ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, КП «Макіївтепломережа», ККП «Маріупольтепломережа», ТОВ «Артемівськ-енергія» та представників Інституту Промислової Екології, в складі:

Василь Воротинцев – ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, генеральний директор ;

Вікторія Кучеренко – ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, заступник генерального директора з інвестування та стратегічного розвитку;

Катерина Пахомова – ОКП “Донецьктеплокомуненерго”, інженер ІІ категорії відділу перспективного розвитку;

Наталія Рязанцева – КП «Макіївтепломережа», ведучий інженер служби експлуатації;

Тетяна Шабанова – ККП «Маріупольтепломережа», начальник вирибничо-технічного відділу;

Любов Кравцова – ТОВ «Артемівськ-енергія», начальник вирибничо-технічного відділу;

Дмитро Падерно – Інститут Промислової Екології, заступник директора;

Катерина Корінчук – Інститут Промислової Екології, інженер.

Відповідальний персонал Вирибничо-технічних відділів теплопостачальних підприємств, що впроваджують проект, також залучений в цей процес.

Відповідальність за управління даними

Всі зібрані дані передаються пані Катерині Пахомовій, котра відповідає за збір та зберігання даних, та заповнення розширених таблиць для моніторингу. Катерина Корінчук відповідає за обробку даних згідно з специфічного підходу до проекту СВ, та за підготовку Звітів з Моніторингу. Підтримку і координацію процесів моніторингу та верифікації проводить Дмитро Падерно. Відповідальність за управління даними наведена в Табл. Дод3-5.



Діяльність	Відповідальна особа	
	Ім'я	Посада та відділ
Збір та зберігання даних	Наталія Рязанцева	Провідний інженер служби експлуатації, КП «Макіївтепломережа»
Збір та зберігання даних	Тетяна Шабанова	Начальник вирибничо-технічного відділу, ККП «Маріупольтепломережа»
Збір та зберігання даних	Любов Кравцова	Начальник вирибничо-технічного відділу, ТОВ «Артемівськ-енергія»
Збір та зберігання даних, заповнення розширених таблиць для Звіту з моніторингу	Катерина Пахомова	Провідний інженер відділу перспективного розвитку, ОКП «Донецьктеплокомуненерго»
Менеджмент проекту СВ	Вікторія Кучеренко	Заступник генерального директора з інвестування та стратегічного розвитку, ОКП «Донецьктеплокомуненерго»
Координація процесів моніторингу та верифікації	Василь Воротинцев	Директор ОКП «Донецьктеплокомуненерго»
Підтримка та координація процесів моніторингу та верифікації	Дмитро Падерно	Заступник директора, ТОВ Інститут Промислової Екології
Обробка даних відповідно до специфічного підходу до проекту СВ, підготовка Звітів з Моніторингу	Катерина Корінчук	Інженер, ТОВ Інститут Промислової Екології

Таблиця Дод3-5. Відповідальність за управління даними.