

**ЗВІТ З МОНІТОРИНГУ ПРОЕКТУ СВ**

**Період моніторингу:  
01/01/2008 – 30/06/2011**

**Версія 02  
07 вересня 2011**

**Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації  
Одеської області**

**ЗМІСТ**

- A. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу
- B. Ключові дії з моніторингу
- C. Забезпечення якості та заходи з її контролю
- D. Обчислення скорочення викидів ПГ

**ДОДАТКИ**

- Додаток 1: Значення параметрів моніторингу проекту за період 01/01/2008 - 30/06/2011
- Додаток 2<sup>1</sup>: Реєстр газових мереж і ГРП з правореґулюючими документами
- Додаток 3: Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області
- Додаток 4: Типи вимірювального обладнання

---

<sup>1</sup> Додатки 2, 3, 4 надаються у форматі файлів Excel окремими супровідними документами

## РОЗДІЛ А. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу

### А.1. Назва проекту:

Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації Одеської області  
Сектор застосування – 3 «Енергоспоживання»

### А.2. Інформація щодо схвалення та реєстрації проекту:

Проект отримав схвалення з боку України (країни, в якій відбувається впровадження проекту) у вересні 2011 р. (Лист-схвалення № 2401/23/7, виданий Державним агентством екологічних інвестицій 05/09/2011р.). Проект також був схвалений країною-покупцем скорочень викидів ПГ - Швейцарією (Лист-схвалення № J294-0485, виданий Федеральним департаментом з охорони навколишнього середовища (FOEN) від 23/08/2011р.).

### А.3. Короткий опис проекту:

Метою проекту є скорочення викидів парникових газів шляхом зміни структури споживання палива у промисловому, комунальному, адміністративному та приватному секторах Одеської області при заміні твердого та рідкого видів палива природним газом. Проектом передбачено будівництво та розширення газорозподільних систем (ГС) Одеської області, що також дозволить підвищити енергоефективність виробництва теплової енергії внаслідок переходу існуючих теплових установок на природний газ, а також встановлення індивідуальних систем опалення і гарячого водопостачання, що характеризуються вищою ефективністю, порівняно з централізованими. Проект, що ініціюється ВАТ «Одесагаз», зумовить скорочення викидів парникових газів в атмосферу та сприятиме покращенню екологічної ситуації у регіоні.

*Базовим сценарієм* є продовження експлуатації існуючих систем транспортування та підготовки енергоносія, а також систем теплопостачання, що призвело б до використання кінцевими споживачами менш екологічного палива (мазут, вугілля, дизпаливо), яке б генерувало значну кількість парникових газів (ПГ) при згоранні. Крім того, продовження експлуатації застарілого обладнання (більшість з якого вироблено ще за часів СРСР) і, як наслідок, низька ефективність систем транспортування та споживання енергоносіїв, призвели б до надмірних витрат викопного палива, що породжувало б шкідливі наслідки для атмосфери через забруднення її ПГ.

*Проектний сценарій* передбачає розширення територіальної системи газопостачання, що включає будівництво і реконструкцію:

- газорозподільних мереж (ГРМ);
- газорозподільних пунктів (ГРП), в тому числі і шафних газорозподільних пунктів (ШГРП).

Проект передбачає модернізацію системи споживання палива Одеської області за рахунок впровадження заходів з переходу теплових установок на природний газ та переведення споживачів з централізованих на індивідуальні системи опалення і гарячого водопостачання, які, в свою чергу, призведуть до використання більш ефективного та екологічного викопного палива (природного газу), покращення якості надання послуг з опалення та гарячого водопостачання, скорочення споживання теплової енергії за рахунок підвищення ККД індивідуальних систем, порівняно з централізованими.

*Загалом проектна діяльність спрямована на:*

- забезпечення постачання газового палива (газифікацію) кінцевим споживачам за рахунок будівництва і реконструкції газорозподільних мереж;
- заміну твердого та рідкого видів палива і електроенергії природним газом;
- підвищення ефективності використання теплової енергії;

- скорочення викидів парникових газів в рамках Механізму Спільного Впровадження (СВ).

Згідно зібраних даних наступна кількість одиниць скорочення викидів була досягнута протягом періоду моніторингу:

Таблиця 1. Скорочення викидів ПГ протягом періоду моніторингу

Період моніторингу (01/01/2008 – 30/06/2011)	Базові викиди, тCO <sub>2</sub> e	Проектні викиди, тCO <sub>2</sub> e	Скорочення викидів, тCO <sub>2</sub> e
2008 р.	2678541	1698672	979869
2009 р.	2670037	1683102	986935
2010 р.	2877646	1802878	1074768
2011* р.	1552970	977478	575492
<b>Всього, тCO<sub>2</sub>e</b>	<b>9779194</b>	<b>6162130</b>	<b>3617064</b>

\* звітний період у 2011 році: 01.01.2011 – 30.06.2011

#### А.4. Період моніторингу:

- Дата початку періоду моніторингу: 01/01/2008
- Дата закінчення періоду моніторингу: 30/06/2011

#### А.5. Методологія, застосована у проекті:

##### А.5.1. Методологія базової лінії:

Проектна діяльність спрямована на скорочення викидів парникових газів шляхом зміни структури споживання палива у промисловому, комунальному, адміністративному та приватному секторах Одеської області при заміні твердого та рідкого видів палива природним газом.

Для встановлення базової лінії у даному проекті був застосований специфічний підхід СВ, що використовує елементи затвердженої методології Механізму Чистого Розвитку АСМ0009 «Консолідована методологія базової лінії та моніторингу для переходу з вугілля або нафтового палива на природний газ», версія 3.2<sup>2</sup>.

Динамічна базова лінія для даного проекту обиралась відповідно до специфічного підходу на основі вимог пункту 9 (а) Керівництва з критеріїв встановлення базової лінії і моніторингу для проектів Спільного Впровадження, Версія 02 (JI Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, Version 02.<sup>3</sup>).

Відповідно до детермінованої методології, розрахунок емісій ПГ за базовим сценарієм проводили для кожного року, в якому відбувався моніторинг проектної діяльності, таким чином, щоб скоригувати об'єм заміщеного газом викопного палива. Це дозволяє розрахувати об'єм викидів парникових газів для кожного проектного року за відсутності проектної діяльності.

Головним показником впровадження проектної діяльності є щорічний обсяг споживання природного газу.

Коефіцієнт викидів при стаціонарному спалюванні газу розрахований відповідно до Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні на основі коефіцієнтів, наведених в таблицях П2.7, П2.8 Кадастру.

##### А.5.2. Методологія моніторингу:

<sup>2</sup><http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/2CRBYLJO5JWC9YHBSWJQWYIH2LLGMJ>

<sup>3</sup>[http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)

Запропонований проект використовує специфічний підхід СВ, що використовує елементи затвердженої методології МЧР АСМ0009 «Консолідована методологія базової лінії та моніторингу для переходу з вугілля або нафтового палива на природний газ», версія 3.2.

Найбільш об'єктивний та кумулятивний фактор, що надає чітку картину того, чи дійсно зменшення викидів мало місце - це *кількість спожитого природного газу*. Заміщення мазуту, вугілля та дизпалива природним газом, як більш екологічним видом палива, призводить до скорочення викидів ПГ. Крім цього має місце підвищення ефективності систем транспортування, підготовки та спалювання енергоносія, яке відбувається при переході на природний газ незалежно від сторонніх факторів.

ВАТ «Одесагаз» збирає та зберігає дані щодо споживання природного газу у вигляді рахунків за газ за допомогою програмних комплексів «Атлас СИБІЛ» і «Газоліна». Інформація щодо споживання природного газу додається до моніторингового звіту у Супровідних документах разом з необхідною документацією.

Відповідно до методології моніторингу, що описана у детермінованій ПТД версії 02, наступні параметри і дані збиралися та записувалися протягом усього періоду моніторингу для розрахунку досягнутих скорочень викидів:

1) Дані та параметри, які не контролювалися протягом всього періоду моніторингу, але визначалися тільки один раз, які доступні вже на стадії розробки ПТД:

$GWP_{CH_4}$	Потенціал глобального потепління, тCO <sub>2</sub> -екв/тCH <sub>4</sub>
$k_{7,fuel}$	Питома економія електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача з врахуванням втрат в електромережах, кВт*год/ГДж.
$k_{1,prepfuel}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм, відн. од
$k_{1,prepfuel}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм, відн. од.
$k_{3,ef}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм, відн. од.
$k_{3,ef}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм, відн. од.
$k_{4,pipes}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує загальні втрати в теплових мережах за базовим сценарієм, відн. од.
$k_{4,pipes}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує загальні втрати в теплових мережах за проектним сценарієм, відн. од.

2) Дані та параметри, які контролювалися протягом всього періоду моніторингу:

$V_{gas,PP}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється за період «у» фізичною особою, тис. м <sup>3</sup>
$V_{p,gas,LE}^y$	Кількість природного газу, що спалюється за період «у» юридичною особою, тис. м <sup>3</sup>
$L_{p,los,1}^y$	Довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту, км
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу, ТДж/тис м <sup>3</sup>
$CEF_{elec}^y$	Коефіцієнт емісії ПГ при зменшенні споживання електроенергії (тCO <sub>2</sub> -екв/МВт*год)
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel», ТДж/т (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)
$k_{p,gas}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу, т/ТДж

$k_{p, gas}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу, відн. од.
$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)
$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel»
$EF_{CH_4, p, los, 2}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача, т СН <sub>4</sub> /ПДж
$EF_{CH_4, p, los, 1}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу, т СН <sub>4</sub> /тис. км
$CEF_{gas, unit}^y$	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача (т СО <sub>2</sub> -екв/м <sup>3</sup> )

#### А.6. Статус реалізації, включаючи основні етапи проекту:

Впровадження проектних заходів розпочалося наприкінці 2003 року, як передбачено у детермінованій ПТД версії 02. Втім, досягнуті протягом 2003 року емісії консервативно виключаються з обрахунку. Тому за дату початку кредитного періоду було прийнято 01/01/2004.

У даному моніторинговому звіті представлені скорочення, що досягнуті за проектом протягом періоду 01/01/2008 – 30/06/2011.

Статус реалізації проекту протягом звітнього періоду 01/01/2008 – 30/06/2011, включаючи основні його етапи, надано у Таблиці 2.

Таблиця 2. Статус впровадження проекту

Найменування етапу				Рік впровадження
<b>Будівництво газорозподільних мереж (ГРМ)</b>				
Сталеві електрозварні труби	Високого тиску, км	Середнього тиску, км	Низького тиску, км	
	52,70	0,50	14,88	2008
	3,70	9,30	13,80	2009
	15,48	6,15	15,26	2010
	1,09	1,23	1,64	2011
Поліетиленові труби	54,85	52,48	35,58	2008
	14,02	5,69	7,19	2009
	2,27	22,99	15,38	2010
	1,92	2,52	1,48	2011
<b>Встановлення приладів обліку газу</b>				
Лічильники	Фізичні особи, шт..			
	3422			2008
	5673			2009
	2190			2010
	3550			2011
<b>Будівництво газорегуляторних пунктів (шафних газорегуляторних пунктів), газорегуляторних установок</b>				
ГРП, ШГРП	Високого тиску, шт.	Середнього тиску, штук..		
	26	19		2008
	17	15		2009
	43	56		2010
	23	35		2011

Впровадження заходів за проектом здійснюється згідно з проектним планом, що включено до детермінованої ПТД версії 02.

Детальну інформацію щодо впроваджених заходів за департаментами та ділянками наведено у Супровідному документі - файлі Excel «Додаток 2. Реєстр газових мереж і ГРП з праворегулюючими документами».

**A.7. Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД:**

Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД відсутні.

**A.8. Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу:**

Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу відсутні.

**A.9. Особи, відповідальні за підготовку та подачу звіту з моніторингу:**

ВАТ «Одесагаз»:

Одеса, Україна.

Герасименко Віталій Олександрович,

Директор.

Телефон: +38(050)316 53 17

Факс: +38 (0482)723-75-94

e-mail: [Info@odgaz.odessa.ua](mailto:Info@odgaz.odessa.ua)

Веб-сторінка: <http://www.odgaz.odessa.ua>

ВАТ «Одесагаз» є учасником проекту.

HEMA S.A.:

Женева, Швейцарія.

Фабіан Кнодель,

Директор.

Телефон: (044)-594-48-10

Факс: (044)-594-48-19

e-mail: [info@vemacarbon.com](mailto:info@vemacarbon.com)

Веб-сторінка: [www.vemacarbon.com](http://www.vemacarbon.com)

HEMA S.A. є учасником проекту.

**РОЗДІЛ В. Ключові дії з моніторингу**

Для визначення методології моніторингу було використано підхід для встановлення базової лінії та моніторингу, розроблений відповідно до Додатку Б Керівних Наставов СВ. Проект використовує специфічний підхід для проектів Спільного Впровадження на основі «Керівництва з критеріїв для встановлення базової лінії та моніторингу» (Версія 2) Комітету з нагляду за проектами спільного впровадження.

Моніторинг проектної діяльності зводиться до вимірювання споживання природного газу кінцевими абонентами та контролю довжини газорозподільних систем, побудованих в рамках проекту. Інші параметри отримуються розрахунковим шляхом або з даних державної статистики та інвентаризації.

Планом моніторингу передбачені наступні заходи:

1. Збір інформації про викиди парникових газів в межах проекту впродовж кредитного періоду.
2. Оцінка графіку реалізації проекту.
3. Збір інформації щодо вимірювального обладнання, його повірки.
4. Збір та архівація інформації про вплив діяльності за проектом на навколишнє природне середовище.
5. Архівація зібраних даних.
6. Організація навчання персоналу.

**В.1. Інформація щодо типів вимірювального обладнання, класу їх точності та процедур калібрування.**

Для вимірювання споживання природного газу використовуються такі типи лічильників газу:

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки/ калібрування	Клас точності
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-2,5	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-4	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-6	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-1,6	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-2,5	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-4	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-6	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-10	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-1,6	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-2,5	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %

мембранний				
Лічильник газовий мембранний	G-4	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-16 RS/10	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	BK G-10	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий турбінний	ЛИС-1 G-2,5	ДНВП «Електронмаш», м.Київ	5 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий турбінний	ЛИС-1СК G-2,5	ДНВП «Електронмаш», м.Київ	5 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-2,5	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-4	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-6	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-10	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГМН С-1-G-6	УП "ММЗ ім С.І. Вавілова", м. Мінськ	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-1,6	ВПО «Точмаш», м.Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-2,5	ВПО «Точмаш», м. Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-4	ВПО «Точмаш», м. Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %

Детальну інформацію щодо вимірювального обладнання, встановленого у кожного абонента, наведено у Супровідному документі «Додаток 4. Типи вимірювального обладнання».

Типовий лічильник обліку кількості природного газу показано на Рис.1.



Рис. 1. Лічильник газу МКМ-У G-4 виробництва Premagas.



**В.2. Збір даних (зведені дані за весь період моніторингу):**

Дані та параметри, що підлягають періодичному моніторингу, відповідно до плану моніторингу, наведеному у ПТД версії 02, а також список сталих значень, що використовуються для розрахунку скорочень емісій, наведені у розділах В.2.1. та В.2.2. Звіту з Моніторингу, а також у Супровідному документі – файлі Excel “Додаток 3 “Обчислення зниження викидів тСО<sub>2</sub> при газифікації Одеської області”.

**В.2.1. Перелік фіксованих параметрів та сталих значень**

Таблиця 3. Фіксовані параметри, що не контролюються протягом періоду моніторингу

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Значення, одиниці вимірювання	Коментарі											
$GWP_{CH_4}$	Потенціал глобального потепління	Відповідно до даних, затверджених МГЕЗК	21 т СО <sub>2</sub> екв/т СН <sub>4</sub>	Н/В											
$k_{7, fuel}$	Питома економія електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача з врахуванням втрат в електромережах	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	2,016 кВт*год/ГДж	Застосовується лише для фізичних осіб, що раніше були приєднані до централізованої системи теплопостачання											
$k_{1, prepfuel}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Базове джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th>Мазут</th> <th>Вугілля</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС*</td> <td>0,965</td> <td>0,965</td> </tr> <tr> <td>ІС**</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од		Мазут	Вугілля	ЦС*	0,965	0,965	ІС**	1	1	Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Мазут	Вугілля													
ЦС*	0,965	0,965													
ІС**	1	1													
$k_{1, prepfuel}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Проектне джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Природний газ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС</td> <td colspan="2">0,98</td> </tr> <tr> <td>ІС</td> <td colspan="2">1</td> </tr> </tbody> </table>	Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од		Природний газ		ЦС	0,98		ІС	1		Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Природний газ														
ЦС	0,98														
ІС	1														
$k_{3, ef}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Базове джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th>Мазут</th> <th>Вугілля</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС</td> <td>0,79</td> <td>0,76</td> </tr> </tbody> </table>	Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од		Мазут	Вугілля	ЦС	0,79	0,76	Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем			
Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Мазут	Вугілля													
ЦС	0,79	0,76													

		«УКРЕНЕРГОПРО М-2»	ІС	-	0,74	теплопостачання
$k_{3,ef}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од Природний газ		Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
			ЦС	0,92		
			ІС	0,92		
$k_{4,pipes}^b$	Середній коефіцієнт, що враховує загальні втрати в теплових мережах за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од Мазут Вугілля		Враховується у випадку переходу з централізованих систем теплопостачання на індивідуальні
			ЦС	0,844	0,844	
			ІС	1	1	
$k_{4,pipes}^p$	Середній коефіцієнт, що враховує загальні втрати в теплових мережах за проектним сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од Природний газ		Враховується у випадку переходу з централізованих систем теплопостачання на індивідуальні
			ЦС	0,844		
			ІС	1		

\* Централізована система теплопостачання

\*\* Індивідуальна система теплопостачання

### В.2.2. Перелік параметрів, що підлягають періодичному моніторингу.

Таблиця 4. Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку проектних емісій.

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Одиниці вимірювання	Періодичність моніторингу	Коментарі
$V_{gas,PP}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» фізичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (Т = 20 град. С, Р = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).

$V_{gas,LE}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (T = 20 град. С, P = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.24. <sup>4</sup> .	ТДж/млн.м <sup>3</sup>	Щороку	Згідно принципів консервативності використано мінімальне значення калорійності газу
$L_{p,los,1}^y$	Довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту	Акти вводу в експлуатацію газорозподільних мереж	км	Щомісяця	Моніторинг довжини побудованих газорозподільних систем здійснювався відповідальними особами на основі актів вводу в експлуатацію для кожного моніторингового періоду
$k_{p,gas}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.26. <sup>4</sup> .	т С/ТДж	Щороку	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу в Україні
$k_{p,gas}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами	Відн. од.	Щороку	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу застосовується для

<sup>4</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

	газу	парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.27. <sup>4</sup>			визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу в Україні
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу	Таблиці Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009 рр. Таблиця 1.В.2 <sup>5</sup>	т CH <sub>4</sub> / тис. км	Щороку	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу застосовується для визначення викидів ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні
$EF_{CH_4,p,los,2}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газівому обладнанні у кінцевого споживача	Таблиці Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця 1.В.2	т CH <sub>4</sub> / ПДж	Щороку	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газівому обладнанні у кінцевого споживача застосовується для визначення викидів ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів
$CEF_{gas,unit}^y$	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача	Офіційні дані Міністерства палива та енергетики України та Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні	т CO <sub>2</sub> - екв/м <sup>3</sup>	Щороку	Детальний розрахунок та посилання на джерела даних наведено в супровідному документі 3.18. – файлі Excel.

Таблиця 5. Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку емісії за базовим сценарієм.

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Одиниці вимірювання	Періодичність моніторингу	Коментарі
$V_{gas,PP}^y$	Загальна кількість природного	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та

<sup>5</sup> <http://neia.gov.ua/nature/control/uk/doccatalog/list?currDir=124564>

	газу, що спалюється в період «у» фізичною особою				юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (Т = 20 град. С, Р = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$V_{gas,LE}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (Т = 20 град. С, Р = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.24. <sup>4</sup>	ТДж/ тис. т	Щороку	Параметр застосовується відповідно до затвердженої МЧР методології АСМ0009, а також «Керівництва з критеріїв встановлення базової лінії та моніторингу»
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.24. <sup>4</sup>	ТДж/ млн.м <sup>3</sup>	Щороку	Згідно принципів консервативності використано мінімальне значення калорійності газу
$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.26. <sup>4</sup>	т С/ТДж	Щороку	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива в Україні

$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.27. <sup>4</sup>	Відн. од.	Щороку	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива в Україні
$CEF_{elec}^y$	Коефіцієнт емісії ПГ при зменшенні споживання електроенергії	Коефіцієнти емісій двоокису вуглецю для 2008р. взяті з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України (далі НАЕІУ) №62 від 15.04.2011р. "Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2008 році" <sup>6</sup> ; Коефіцієнти емісій двоокису вуглецю для 2009р. взяті з Наказу НАЕІУ №63 від 15.04.2011р. "Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2009 році"; <sup>7</sup> Коефіцієнти емісій двоокису вуглецю для 2010р. взяті з Наказу НАЕІУ №43 від 28.03.2011р. "Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2010 році"; <sup>8</sup> Коефіцієнти емісій двоокису вуглецю для 2011р. взяті з Наказу НАЕІУ №75 від 12.05.2011р. "Про	тCO <sub>2</sub> /МВ т*год.	Щороку	Н/В

<sup>6</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171><sup>7</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172><sup>8</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

		затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2011 році"; <sup>9</sup>			
--	--	---	--	--	--

Значення параметрів по роках, що використовуються для розрахунку обсягу викидів ПГ за проектним та базовим сценаріями, наведено у супровідному документі «Додаток 3. Обчислення зниження викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області».

### **В.2.3. Дані, що стосуються витоків:**

Відповідно до методології, що наведена у детермінованій ПТД версії 02, непрямі сторонні витoki ПГ CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O від діяльності з видобутку нафти та вугілля, спалювання бензину транспортом під час перевезення дизельного пального та вугілля до кінцевих споживачів виключені з консервативних міркувань. Згідно з ПТД, витoki метану, що виникають при транспортуванні природного газу газотранспортною мережею, включені до проектних викидів.

### **В.2.4. Дані, що стосуються екологічних і суспільних впливів:**

ВАТ «Одесагаз» має необхідну Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище на всі проекти будівництва газорозподільчих мереж у відповідності із українським законодавством (ДБН України А.2.2-1-2003 «Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд»<sup>10</sup>). ОВНС проектів розробляються підрядними проектно-монтажними організаціями та передаються до ВАТ «Одесагаз» у вигляді окремих розділів проектів з реконструкції.

В цілому, вплив проекту «Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації Одеської області» на навколишнє середовище при проведенні будівельних робіт можна оцінити як задовільний. Проектвані об'єкти не входять до переліку видів діяльності та об'єктів, що становлять екологічну небезпеку. Аналіз впливу об'єктів на навколишнє середовище показав, що за сукупністю всіх розглянутих факторів в режимі нормальної технологічної експлуатації не виникне негативних процесів у навколишньому природному середовищі області, а також негативних соціально-економічних наслідків, а ризик аварійних ситуацій та їх можливих наслідків зводиться до мінімуму.

Експлуатація проектних об'єктів супроводжується виробничо-технологічними (нормованими) втратами газу – граничними витокami газу, при яких можливе забезпечення надійного функціонування газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, газового обладнання, приладів і т.п.

Для попередження впливу при проведенні будівельних робіт на навколишнє середовище проводять заходи, з метою відновлення екологічної рівноваги. З метою зменшення порушень навколишнього середовища всі будівельно-монтажні роботи здійснюються виключно в межах смуги відведення. Рекультивация земель проводить на земельних ділянках:

- Траси газопроводу по всій ширині відведення;
- Території тимчасового складування труб і допоміжних матеріалів;
- Порушені ділянки поверхні на трасах тимчасових доріг;
- Території навколо наземних споруд, порушені під час будівництва;
- Інші території в районах будівництва, в результаті проходу транспортних засобів, засмічені і забруднені виробничими і побутовими відходами і нафтопродуктами.

Технічна рекультивация територій включає наступні заходи:

- Зняття і складання ґрунтового-рослинного шару на ділянках будівництва;
- Прибирання будівельного сміття, невикористаних матеріалів, а також всіх забруднювачів територій, які залишились при демонтажі тимчасових споруд, баз після закінчення робіт на трасі;

<sup>9</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

<sup>10</sup><http://www.budinfo.com.ua/dbn/8.htm>

- Відновлення родючого шару ґрунту.

У рамках процедур, здійснюваних на вимогу відповідних державних служб, підприємство зі встановленою періодичністю звітує про екологічні показники. Екологічний відділ ВАТ «Одесагаз» щоквартально розробляє звіт за формою № 2-ТП (повітря), що надається до територіальних органів державної статистики.

### **В.3. Надзвичайні ситуації та процедури виявлення і ліквідації несправності на ВАТ «Одесагаз»:**

Виявлення, ліквідація і реєстрація несправностей та надзвичайних ситуацій газових мереж ВАТ «Одесагаз» здійснюється відповідно до Правил безпеки систем газопостачання України.<sup>11</sup>

Протягом звітного періоду з 1 січня 2008 р. по 30 червня 2011 р. не було зареєстровано надзвичайних ситуацій та суттєвих технологічних порушень на ВАТ «Одесагаз».

---

<sup>11</sup> <http://dnop.com.ua/dnaop/act5048.htm>



**РОЗДІЛ С. Забезпечення якості та заходи з її контролю****С.1. Ролі та відповідальність**

Структура збору даних в рамках моніторингу проекту представлена на рис. 2:

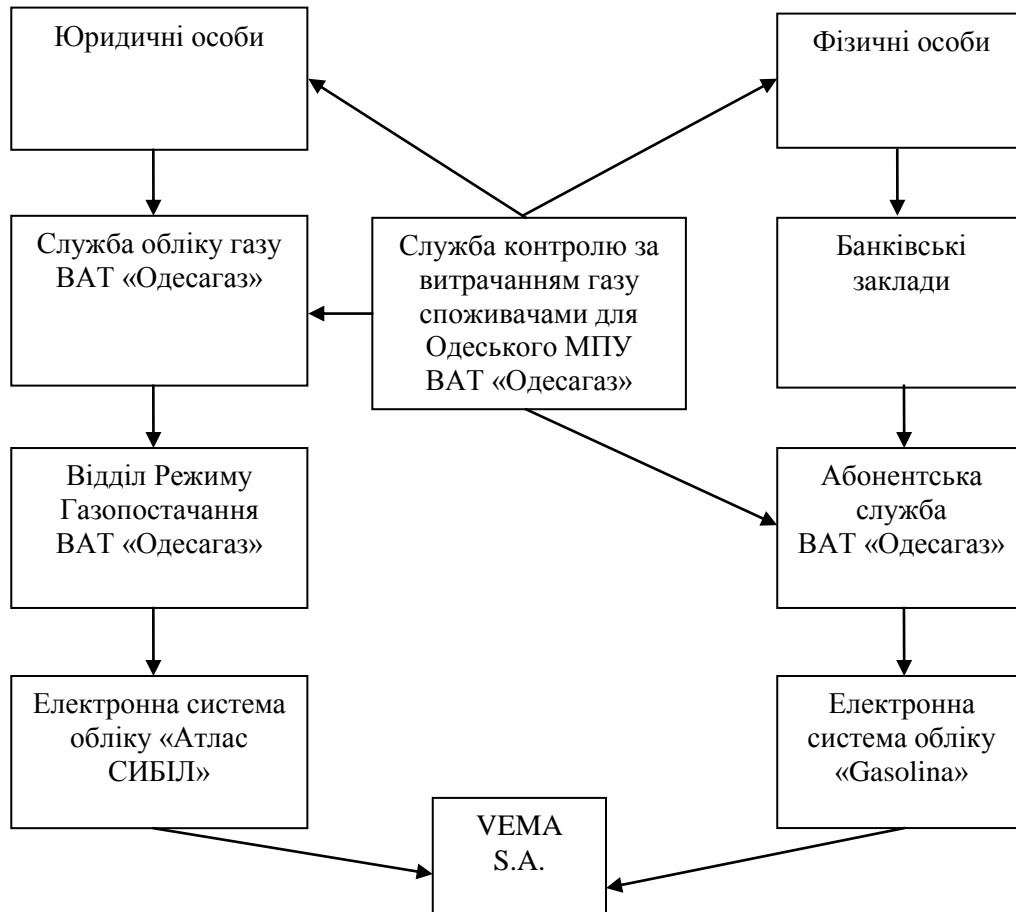


Рис.2. Структура збору даних моніторингу

Контроль споживання газового палива фізичними особами підприємством ВАТ «Одесагаз» здійснюється наступним шляхом:

1. Служба контролю за витрачанням газу споживачами проводить щомісячні перевірки лічильників, оформлює акт підписаний фізичною особою і передає його до Абонентської служби.
2. Банківські заклади передають інформацію щодо газоспоживання у вигляді оплачених рахунків до Абонентської служби ВАТ «Одесагаз».
3. Абонентська служба обробляє отриману інформацію і заносить її в програму «Gasolina».
4. Показники об'єму газопостачання, оброблені програмою «Gasolina», передаються до розробника проекту «VEMA S.A.».
5. Довжина газорозподільних систем, реалізованих в рамках проекту, щороку визначається технічно-монтажною службою з Актів вводу в експлуатацію ГРМ.

Контроль споживання природного газу юридичними особами підприємством ВАТ «Одесагаз» здійснюється наступним шляхом:

1. Юридичні особи щомісячно подають інформацію щодо споживання газу в Службу обліку газу.
2. Служба контролю за витрачанням газу споживачами проводить щомісячні перевірки лічильників, оформлює акт, підписаний підприємством, і передає його до Служби обліку газу.
3. Служба обліку газу передає інформацію до Відділу режиму газопостачання, де вона обробляється в базову форму програмою «Атлас СИБІЛ».
4. Показники об'єму газопостачання, оброблені програмою «Атлас СИБІЛ», передаються до розробника проекту «VEMA S.A.».

## **С.2. Навчання персоналу**

Оскільки основна діяльність ВАТ «Одесагаз» не змінилася з впровадженням проекту СВ, а моніторинг проекту відбувається в рамках встановленої на підприємстві практики, спеціальні технічні тренінги для персоналу не потрібні. Технічний персонал підприємства має відповідні знання та досвід для впровадження проекту та його моніторингу.

У випадку встановлення нового (такого, що раніше не експлуатувалося на підприємстві) обладнання, компанія-виробник або постачальник цього обладнання проводить навчання персоналу щодо особливостей експлуатації такого обладнання. Під час періоду моніторингу не було встановлено обладнання, яке б вимагало проведення спеціального навчання персоналу.

ВАТ «Одесагаз» проводить перепідготовку персоналу згідно з вимогами Норм охорони праці. На підприємстві існує Відділ охорони праці, який відповідає за підвищення рівня кваліфікації персоналу та тренінги.

## **С.3. Залучення третіх сторін**

Згідно з пунктом 6 Типового договору про надання послуг з газопостачання, затвердженого постановою НКРЕ від 04.01.2000 № 1<sup>12</sup> (зарєєстрований в Мінюсті 01.02.2000 за № 57/4278) здійснення технічного обслуговування внутрішньобудинкових систем газопостачання (газопроводів низького тиску, лічильників газу, газових приладів, пристроїв, необхідних для використання газу в побуті) є обов'язком газотранспортної організації.

Калібровку та перевірку лічильників газу юридичних осіб виконують відповідні департаменти цих підприємств. Періодично ВАТ «Одесагаз» здійснює контроль за виконанням повірок та калібрувань лічильників газу, проведених юридичними особами.

## **С.4. Внутрішній аудит та методи контролю**

Поточний ремонт газових мереж та устаткування ГРП (ШРП) проводиться один раз на рік, технічне обслуговування - один раз на півроку. Відремонтоване газове устаткування регулярно обстежується, щоб упевнитися, що воно працює належним чином та не є джерелом витoku газу.

Засоби вимірювальної техніки, що використовуються для моніторингу проектної діяльності, підлягають періодичній державній повірці. Персонал ВАТ «Одесагаз» підлягає періодичній перевірці на знання вимог щодо:

- збору даних відповідно до плану моніторингу (збір даних в рамках моніторингу проекту співпадає зі звичайною практикою, встановленою на підприємстві);
- охорони праці.

<sup>12</sup> <http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1027.51.0>

Кожен квартал представники розробника проекту «VEMA S.A.» проводять внутрішній аудит системи моніторингу проекту на підприємстві ВАТ «Одесагаз».

Внутрішній аудит включає заходи з перевірки ведення обліку та записів щодо спожитого газу Службою обліку газу, Відділом режиму газопостачання, Абонентською службою; перевірку належного робочого стану та періодичного обслуговування програмних комплексів «Атлас СИБІЛ» і «Газоліна»; перехресну перевірку даних програмних комплексів та записів щодо спожитого газу, що ведуться відповідними службами підприємства; перевірку своєчасності виконання повірки лічильників природного газу тощо.

## РОЗДІЛ D. Обчислення скорочення викидів ПГ

**D.1.** Формули, що використовуються для розрахунку скорочення ПГ.

### D.1.1. Формули для розрахунку проектних викидів:

<b>Формула 1</b> – Проектні викиди звітного періоду, тCO <sub>2</sub> e	
	$PE_p^y = PE_{p,gas,PP}^y + PE_{p,gas,LE}^y + PE_{p,los}^y + PE_{tp,gf}^y,$
	<p><math>PE_{p,gas,PP}^y</math> - викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «PP» в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p><math>PE_{p,gas,LE}^y</math> - викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «LE» в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p><math>PE_{p,los}^y</math> - викиди ПГ від витоку метану на технологічному обладнанні та у кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p><math>PE_{tp,gf}^y</math> - викиди ПГ від спалювання газового палива газотурбінними установками при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача(т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

<b>Формула 2</b> – Викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «PP» в період «у», за проектним сценарієм, т CO <sub>2</sub> -екв	
	$PE_{p,gas,PP}^y = \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y * NCV_{gas}^y * EF_{p,gas}^y,$
	<p><math>\sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y</math> - сумарна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>EF_{p,gas}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу (т CO<sub>2</sub>-екв /ТДж).</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі.</p>

<b>Формула 3</b> – викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «LE» в період «у», за проектним сценарієм, т CO <sub>2</sub> -екв	
---	--

	$PE_{p,gas,LE}^y = \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y * NCV_{gas}^y * EF_{p,gas}^y,$
	<p><math>\sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y</math> - сумарна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>EF_{p,gas}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу (т CO<sub>2</sub>-екв /ТДж).</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 4** – викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні та у кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>-екв

	$PE_{p,los}^y = PE_{p,los,1}^y + PE_{p,los,2}^y,$
	<p><math>PE_{p,los,1}^y</math> - викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p><math>PE_{p,los,2}^y</math> - викиди ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію.</p>

**Формула 5** – викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>-екв

	$PE_{p,los,1}^y = \sum L_{p,los,1}^y * EF_{CH_4,p,los,1}^y * GWP_{CH_4},$
	<p><math>L_{p,los,1}^y</math> - довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту (тис. км);</p> <p><math>EF_{CH_4,p,los,1}^y</math> - коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу (т CH<sub>4</sub>/тис. км);</p> <p><math>GWP_{CH_4}</math> - потенціал глобального потепління для метану, визначається відповідно до рекомендації МГЕЗК (т CO<sub>2</sub>-екв / т CH<sub>4</sub>);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 6** – викиди ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>-екв

	$PE_{p,los,2}^y = \left( \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y + \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y \right) * NCV_{gas}^y * EF_{CH_4,p,los,2}^y * GWP_{CH_4},$
--	---

$\sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y$ - сумарна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м <sup>3</sup> ); $\sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y$ - сумарна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м <sup>3</sup> ); $NCV_{gas}^y$ - нижча теплота згорання природного газу (ГДж/тис. м <sup>3</sup> ); $EF_{CH_4,p,los,2}^y$ - коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача (т CH <sub>4</sub> /ПДж). $GWP_{CH_4}$ - потенціал глобального потепління для метану, визначається відповідно до рекомендації МГЕЗК (т CO <sub>2</sub> -екв / т CH <sub>4</sub> ). <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;          [p] - індекс, що відповідає проектному сценарію;          [PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;          [LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>
---

**Формула 7** – викиди ПГ від спалювання газового палива газотурбінними установками при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача, т CO<sub>2</sub>-екв

$PE_{tp,gf}^y = \left( \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y + \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y \right) * CEF_{gas,unit}^y$
$\sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y$ - сумарна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м <sup>3</sup> ); $\sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y$ - сумарна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м <sup>3</sup> ); $CEF_{gas,unit}^y$ - приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача (т CO <sub>2</sub> -екв/м <sup>3</sup> ). Визначення коефіцієнту наведено в супровідному файлі Excel «Додаток 3. «Обчислення скорочень ПГ завдяки газифікації Одеської області»

#### D.1.2. Формули, що використовуються для розрахунку викидів за базовим сценарієм:

**Формула 8** – базові викиди звітної періоду (BE<sub>b</sub><sup>y</sup>), тCO<sub>2</sub>e

$BE_b^y = BE_{b,fuel,PP}^y + BE_{b,fuel,LE}^y,$
$BE_{b,fuel,PP}^y$ - викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «PP» в період «у», за базовим сценарієм (т CO <sub>2</sub> -екв); $BE_{b,fuel,LE}^y$ - викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «LE» в період «у», за базовим сценарієм (т CO <sub>2</sub> -екв); <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;          [b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;          [fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива (вугілля, мазут або дизпаливо);          [PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;          [LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 9** – викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «PP» в період «у», за базовим сценарієм, т CO<sub>2</sub>-екв

$$BE_{b,fuel,PP}^y = \sum_{pp=1}^{PP} V_{fuel,PP}^y * NCV_{fuel}^y * k_{h,fuel} * (EF_{b,fuel}^y + k_{\gamma,fuel} * CEF_{elec}^y)$$

$\sum_{pp=1}^{PP} V_{fuel,PP}^y$  - сумарна кількість викопного палива типу «fuel», що спалювалася б за період «у» фізичною особою за відсутності проекту (т);

$NCV_{fuel}^y$  - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/ т);

$EF_{b,fuel}^y$  - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв /ТДж);

$k_{h,fuel}$  - коригуючий коефіцієнт;

$k_{\gamma,fuel}$  - питома втрата електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача (МВт\*год/ТДж).

$CEF_{elec}^y$  - коефіцієнт емісії ПГ при зменшенні споживання електроенергії (т CO<sub>2</sub>-екв/МВт\*год);

[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;

[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;

[fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива;

[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі.

**Формула 10** – коригуючий коефіцієнт

$$k_{h,fuel} = \frac{k_{1,prepfuel}^p * k_{3,ef}^p * k_{4,pipes}^p}{k_{1,prepfuel}^b * k_{3,ef}^b * k_{4,pipes}^b}$$

$k_{1,prepfuel}^b$  - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання.

$k_{1,prepfuel}^p$  - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання.

$k_{3,ef}^b$  - коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання.

$k_{3,ef}^p$  - коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання.

$k_{4,pipes}^b$  - коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за базовим сценарієм (відн. од.). Враховується у випадку переходу з централізованих систем теплопостачання на індивідуальні.

$k_{4,pipes}^p$  - коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за проектним сценарієм (відн. од.). Враховується у випадку переходу з централізованих систем теплопостачання на індивідуальні.

[p]	- індекс, що відповідає проектному сценарію;
[b]	- індекс, що відповідає базовому сценарію;

**Формула 11** – сумарна кількість викопного палива типу «fuel», що спалювалася б за період «у» фізичною особою за відсутності проекту (т);

$V_{fuel,PP}^y = V_{gas,PP}^y * \frac{NCV_{gas}^y}{NCV_{fuel}^y},$
<p><math>V_{gas,PP}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» фізичною особою (тис.м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/ тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{fuel}^y</math> - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/ т);</p> <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p> <p>[gas] - індекс, що відповідає природному газу;</p> <p>[fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі.</p>

**Формула 12** – викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «LE» в період «у», за базовим сценарієм, т CO<sub>2</sub>-екв

$BE_{b,fuel,LE}^y = \sum_{le=1}^{LE} V_{fuel,LE}^y * NCV_{fuel}^y * k_{m,fuel},$
<p><math>\sum_{le=1}^{LE} V_{fuel,LE}^y</math> - загальна кількість викопного палива типу «fuel», що спалюється в період «у» юридичною особою (т);</p> <p><math>NCV_{fuel}^y</math> - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (ТДж/ т);</p> <p><math>EF_{b,fuel}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>-екв /ТДж);</p> <p><math>k_{m,fuel}</math> - коригуючий коефіцієнт;</p> <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p> <p>[fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 13** – коригуючий коефіцієнт

$k_{m,fuel} = \frac{k_{1,prepfuel}^p}{k_{1,prepfuel}^b},$
<p><math>k_{1,prepfuel}^b</math> - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання.</p>

<p><math>k_{1,prepfuel}^p</math> - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання.</p> <p>[<math>p</math>] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[<math>b</math>] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p>

**Формула 14** – загальна кількість викопного палива типу «fuel», що спалюється в період «у» юридичною особою, т

$V_{fuel,LE}^y = V_{gas,LE}^y * \frac{NCV_{gas}^y}{NCV_{fuel}^y},$
<p><math>V_{gas,LE}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичною особою (тис.м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/ тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{fuel}^y</math> - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/ т);</p> <p>[<math>y</math>] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[<math>b</math>] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p> <p>[<math>gas</math>] - індекс, що відповідає природному газу;</p> <p>[<math>fuel</math>] - індекс, що відповідає типу викопного палива;</p> <p>[<math>LE</math>] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

### D.1.3. Формули для розрахунку скорочення викидів ПГ:

Загальні скорочення викидів є різницею між базовими викидами і проектними викидами.

**Формула 15** – Кількість Одиниць Скорочення Викидів (ОСВ)

$ER^y = BE_b^y - PE_p^y,$
<p><math>BE_b^y</math> - викиди ПГ, що зумовлені використанням старої системи постачання енергоносія, за період «у», базового сценарію (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p><math>PE_p^y</math> - викиди ПГ, що зумовлені використанням нової системи постачання енергоносія, за період «у», проектного сценарію (т CO<sub>2</sub>-екв);</p> <p>[<math>y</math>] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[<math>b</math>] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p> <p>[<math>p</math>] - індекс, що відповідає проектному сценарію.</p>

## D.2. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ

### D.2.1. Викиди ПГ за проектним сценарієм

В результаті впровадження заходів за проектом протягом звітної періоду були досягнуті наступні обсяги викидів ПГ:



Період моніторингу: 01/01/2008 – 30/06/2011	Викиди ПГ від спалювання природного газу фізичними особами	Викиди ПГ від спалювання природного газу юридичними особами	Викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні та у кінцевих споживачів	Викиди ПГ при транспортуванні газу газотранспортними мережами	Сумарні проектні викиди, тCO <sub>2</sub> e
2008 рік	382064	1169528	86033	61047	1698672
2009 рік	398350	1153975	83418	47359	1683102
2010 рік	485417	1178747	89771	48943	1802878
2011* рік	231188	675649	48361	22280	977478
<b>Загалом</b>	<b>1497019</b>	<b>4177899</b>	<b>307583</b>	<b>179629</b>	<b>6162130</b>

\* звітний період у 2011 році: 01.01.2011 – 30.06.2011

#### D.2.2. Викиди ПГ за базовим сценарієм

Викиди, які відбулись би за відсутності впровадження проектних заходів, складають:

Період моніторингу: 01/01/2008 – 30/06/2011	Викиди ПГ від спалювання викопного палива фізичними особами	Викиди ПГ від спалювання викопного палива юридичними особами	Сумарні базові викиди, тCO <sub>2</sub> e
2008 рік	792713	1885828	2678541
2009 рік	827802	1842235	2670037
2010 рік	1005590	1872056	2877646
2011* рік	479985	1072985	1552970
<b>Загалом</b>	<b>3106090</b>	<b>6673104</b>	<b>9779194</b>

\* звітний період у 2011 році: 01.01.2011 – 30.06.2011

#### D.2.3. Витоки:

Відповідно до методології, наведеної у детермінованій ПТД версії 02, немає жодних витоків, пов'язаних з цим проектом.

#### D.2.4. Скорочення викидів в результаті впровадження проекту протягом періоду моніторингу:

Скорочення викидів в результаті впровадження проекту розраховуються як різниця між базовими та проектними викидами.

Період моніторингу: 01/01/2008 – 30/06/2011	Скорочення викидів, тCO <sub>2</sub> e
2008 рік	979869
2009 рік	986935
2010 рік	1074768
2011* рік	575492
<b>Загалом</b>	<b>3617064</b>

\* звітний період у 2011 році: 01.01.2011 – 30.06.2011

Для кількісної оцінки скорочень викидів ПГ у ПТД були використані значення деяких параметрів (нижча температура згорання усіх видів палив, коефіцієнти викидів вуглецю при спалюванні палива, коефіцієнти окислення вуглецю при спалюванні палива), які наведені в Національному кадастрі антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів за 1990-2009,

наданому Державним агентством екологічних інвестицій України до РКЗК ООН 08.06.2011 (остання версія на момент підготовки ПТД). Водночас, відповідно до затвердженої у ПТД методології моніторингу, для розрахунку кількості ОСВ для кожного звітного року моніторингового періоду були застосовані актуальні для кожного року значення. Також для кількісної оцінки скорочення ПГ у ПТД було використано оціночно-прогнозовані об'єми газу та кількість абонентів. Тому фактична розрахована кількість скорочень викидів для кожного проектного року дещо відрізняється від тих значень, які були передбачені у ПТД.

**Додаток 1 – Значення параметрів моніторингу проекту за період  
01/01/2008 - 30/06/2011**

Параметр		Рік			
		2008	2009	2010	2011*
$V_{gas,PP}^y$ , тис. м <sup>3</sup>	<b>Загальна кількість природного газу, що спожита фізичними особами</b>	<b>211239,40</b>	<b>221410,69</b>	<b>267011,27</b>	<b>120228,58</b>
в т.ч. по департаментах та управліннях:					
Одеське міжрайонне (далі ОМ) управління по експлуатації газового господарства (далі УЕГГ)		5614,17	5528,40	2603,95	730,67
Ананьївське УЕГГ		3621,72	3570,79	3610,33	2259,70
Балтське УЕГГ		9165,53	9695,52	35328,36	5898,69
Білгород-Дністровське УЕГГ		310,23	332,76	553,37	24,93
Березанське УЕГГ		10664,66	12846,22	11373,89	984,88
Львівське УЕГГ		15861,37	16090,12	16128,22	17076,42
Ізмаїльське УЕГГ		26725,05	28396,94	32347,71	21397,99
Любашівське УЕГГ		6269,72	6641,79	9322,17	4543,58
Роздільнянське УЕГГ		25088,29	26127,11	28924,35	0,00
Ширяївське УЕГГ		9335,02	9799,63	11113,94	7598,54
Арцизьке УЕГГ		684,34	686,99	1267,72	809,34
Іванківське УЕГГ		3475,31	3288,80	3498,10	2351,44
Котовське УЕГГ		13678,21	14003,78	15170,19	11263,50
Овідіопольське УЕГГ		10496,31	11865,27	13156,79	6579,11
Ренійське УЕГГ		11226,14	11047,05	11708,92	7818,12
Одеське УЕГГ		59023,33	61489,52	70903,27	30891,67
$V_{gas,LE}^y$ , тис. м <sup>3</sup>	<b>Загальна кількість природного газу, що спожита юридичними особами</b>	<b>623570,37</b>	<b>613879,64</b>	<b>627057,34</b>	<b>359424,61</b>
в т.ч. по департаментах та управліннях:					
ОМ УЕГГ		67697,75	63018,13	72036,71	44652,83
Ананьївське УЕГГ		1543,42	1388,13	1516,37	892,24
Балтське УЕГГ		8122,76	7269,77	8373,91	986,83
Білгород-Дністровське УЕГГ		9092,60	7863,85	10511,50	5863,20
Березанське УЕГГ		3215,88	2960,75	3008,56	0,00
Львівське УЕГГ		28688,33	27767,68	26517,79	21545,37
Ізмаїльське УЕГГ		23660,65	14763,44	20367,39	12443,01
Любашівське УЕГГ		2876,24	2163,62	2376,22	1427,68
Роздільнянське УЕГГ		7033,37	8744,05	9299,21	4778,83
Ширяївське УЕГГ		1517,89	1563,58	2142,72	1217,84
Арцизьке УЕГГ		722,79	608,44	730,21	0,00
Іванківське УЕГГ		1736,17	1536,98	1622,09	1080,49
Котовське УЕГГ		13959,06	12064,58	12965,63	7824,03
Овідіопольське УЕГГ		10520,01	7588,72	17818,59	3569,54
Ренійське УЕГГ		3503,56	3372,83	3585,80	2291,33
Одеське УЕГГ		439679,887	451205,08	434184,63	250851,41
$L_{p,los,l}^y$ , км	<b>Довжина газорозподільних систем,</b>	211,00	53,70	77,53	9,89

	<b>реалізованих в рамках проекту</b>				
$NCV_{gas}^y$ , ТДж/млн.м <sup>3</sup>	<b>Нижча теплота згорання природного газу</b>	34,0 <sup>13</sup>	34,1 <sup>13</sup>	34,1 <sup>13</sup>	34,1 <sup>13</sup>
$NCV_{fuel}^y$ , ТДж/тис. т	<b>Нижча теплота згорання вугілля</b>	21,5 <sup>13</sup>	21,8 <sup>13</sup>	21,8 <sup>13</sup>	21,8 <sup>13</sup>
$NCV_{fuel}^y$ , ТДж/тис.м <sup>3</sup>	<b>Нижча теплота згорання мазуту</b>	39,8 <sup>13</sup>	39,9 <sup>13</sup>	39,9 <sup>13</sup>	39,9 <sup>13</sup>
$k_{p,gas}^c$ , т/ТДж	<b>Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу</b>	15,12 <sup>13</sup>	15,11 <sup>13</sup>	15,11 <sup>13</sup>	15,11 <sup>13</sup>
$k_{p,gas}^o$ , відн. од.	<b>Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу</b>	0,995 <sup>13</sup>	0,995 <sup>13</sup>	0,995 <sup>13</sup>	0,995 <sup>13</sup>
$k_{fuel}^c$ , т/ТДж	<b>Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні вугілля</b>	25,95 <sup>13</sup>	25,97 <sup>13</sup>	25,97 <sup>13</sup>	25,97 <sup>13</sup>
$k_{fuel}^o$ , відн. од.	<b>Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні вугілля</b>	0,963 <sup>13</sup>	0,963 <sup>13</sup>	0,963 <sup>13</sup>	0,963 <sup>13</sup>
$k_{fuel}^c$ , т/ТДж	<b>Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні мазуту</b>	21,1 <sup>13</sup>	21,1 <sup>13</sup>	21,1 <sup>13</sup>	21,1 <sup>13</sup>
$k_{fuel}^o$ , відн. од.	<b>Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні мазуту</b>	0,99 <sup>13</sup>	0,99 <sup>13</sup>	0,99 <sup>13</sup>	0,99 <sup>13</sup>
$CEF_{elec}^y$ , тСО <sub>2</sub> -екв/ МВт*год	<b>Коефіцієнт емісії ПГ при зменшенні споживання електроенергії</b>	1,082 <sup>14</sup>	1,096 <sup>15</sup>	1,093 <sup>16</sup>	1,09 <sup>17</sup>
$EF_{CH_4,p,los,2}^y$ , т СН <sub>4</sub> /ПДж	<b>Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному обладнанні у кінцевого</b>	139,5 <sup>18</sup>	139,5 <sup>18</sup>	139,5 <sup>18</sup>	139,5 <sup>18</sup>

<sup>13</sup> [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/5888.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php)

<sup>14</sup> <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

<sup>15</sup> <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

<sup>16</sup> <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

<sup>17</sup> <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

<sup>18</sup> <http://neia.gov.ua/nature/control/uk/doccatalog/list?currDir=124564>

	споживача				
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$ , т CH <sub>4</sub> /тис. км	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу	820 <sup>18</sup>	820 <sup>18</sup>	820 <sup>18</sup>	820 <sup>18</sup>
$CEF_{gas,unit}^y$ , т CO <sub>2</sub> -екв/м <sup>3</sup>	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача	0,000073 <sup>19</sup>	0,000057 <sup>19</sup>	0,000055 <sup>19</sup>	0,000046 <sup>19</sup>

\* Наведені значення за період з 01.01.2011 по 30.06.2011

<sup>19</sup> Супровідний документ «Додаток 3. Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»