

Енергосервісна
компанія



Екологічні
Системи

МУНІЦИПАЛЬНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЛАН ЗАПОРІЖЖЯ

ЕС3.031.125.01.04.07

Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту
«Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району
на гранульоване паливо»

м. Запоріжжя
2014 р.

					ЕС3. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	
		02.06.2014			Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	1

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
ТОВ ЕСКО "Екологічні Системи"

_____ Степаненко В. А.

МУНІЦИПАЛЬНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЛАН ЗАПОРІЖЖЯ

ЕС3.031.125.01.04.07

**Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту
«Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району
на гранульоване паливо»**

від виконавця

Посада виконавця	ПІБ	Підпис	Дата
Технічний директор	Афанасьєв О. С.		
Заступник директора	Гофман Е.		
Начальник бюро інвестиційного аналізу і планування	Матковський В.		
Начальник бюро енергетичного аудиту і аналізу	Гуч В.		
Енергоменеджер	Калініна Ю.		
Енергоменеджер	Огурок А.		
Енергоменеджер	Горлакова А.		
Молодший спеціаліст	Гридасов М.		
Молодший спеціаліст	Кошова К.		
Молодший спеціаліст	Лісова Т.		

					ЕС3. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	
		02.06.2014			Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	2

ЗМІСТ

Резюме	6
1. Базове дослідження існуючого стану	10
1.1. Основні відомості	10
1.2. Технічна оцінка.....	13
1.3. Оцінка споживання енергоресурсів.....	13
1.4. Тарифний аналіз і прогноз цін на енергоносії.....	18
1.5. Фінансова оцінка вартості енергетичних ресурсів.....	23
1.6. Нормативно-правові рамки.....	25
2. Опис проекту	26
2.1. Визначення рішень щодо підвищення енергоефективності	26
2.2. Опис проекту за Варіантом 1	26
2.3. Опис проекту за Варіантом 2.....	33
2.4. Система диспетчеризації.....	40
2.5. Технічне обслуговування.....	41
3. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 1	42
3.1. Економічний аналіз проекту.....	42
3.2. Фінансовий аналіз проекту	47
4. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 2	57
4.1. Економічний аналіз проекту.....	57
4.2. Фінансовий аналіз проекту	62
5. Аналіз ризиків проекту	70
5.1. Структура і управління ризиками	70
5.2. Аналіз чутливості проекту.....	73
6. Екологічна ефективність проекту	81
6.1. Оцінка зниження викидів парникових газів	81
6.2. Оцінка обсягів додаткового безповоротного фінансування за рахунок вуглецевого інвестора	83
7. Екологічний і соціальний вплив	85
7.1. Соціальний вплив.....	85
7.2. Екологічний вплив	85
8. Впровадження проекту	86
8.1. Організація впровадження.....	86
8.2. Моніторинг виконання.....	88

- Додаток А.** Виробничі показники котельні по вул. Цитрусова, 9 за 2012 р
- Додаток В.** Перелік будівель, які приєднані до котельні по вул. Цитрусова, 9
- Додаток С.** Пропозиція компанії HoSt B.V. на постачання водогрійної котельні і ТЕЦ на біомасі в Україні
- Додаток С.1.** Приклад пропозиції компанії HoSt B.V. на будівництво водогрійної котельні на біомасі зі встановленою тепловою потужністю 18 МВт_т (лише для інформації)
- Додаток С.2.** Приклад пропозиції компанії HoSt B.V. на будівництво ТЕЦ на біомасі зі встановленою тепловою потужністю 18 МВт_т і електричною потужністю 4 МВт_е (лише для інформації)
- Додаток D.** Схема технологічного процесу біопаливної ТЕЦ компанії HoSt B.V.
- Додаток Е.** Пропозиція ТОВ «СТАЛЬ» про постачання паливних пеллет

Перелік скорочень

DPP – Дисконтований термін окупності
IRR – Внутрішня норма рентабельності
NPV – Чистий дисконтований дохід
PDD – Проектно-технічна документація
PIN – Оформлена проектна ідея
BAT – Відкрите акціонерне товариство
ГОСТ – Державний стандарт
ДБН – Державні будівельні норми
ДСТУ – Державний стандарт України
ЕППС – Екструдований пінопласт
ЕСКО – Енергосервісна компанія
ЄБРР – Європейський банк реконструкції та розвитку
ЄІБ – Європейський інвестиційний банк
ЄС – Європейський Союз
ЖКГ – Житлово-комунальне господарство
ЗЕА – Запорізьке енергетичне агентство
ІП – Інвестиційний проект
Кд – Коефіцієнт дисконтування
ККД – Коефіцієнт корисної дії
КМУ – Кабінету Міністрів України
КП – Комунальне підприємство
КУ – Комунальна установа
КФВ – Державний Банк Німеччини
МБР – Міжнародні багатосторонні банки розвитку
МГЕЗК – Міжурядова група експертів зі зміни клімату
МЕП – Муніципальний енергетичний план
МТМ – Міські теплові мережі
МФК – Міжнародна фінансова корпорація;
НКРЕ – Національна комісія регулювання електроенергетики
ОЕС – Об'єднана енергосистема України
ОСВ – Одиниця скорочення викидів
ПДВ – Податок на додану вартість
Ск – Капітальні вкладення
СО₂ – Двоокис вуглецю
ТЕО – Техніко-економічне обґрунтування
Тр – Строк життя проекту

Резюме

Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту «Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району на гранульоване паливо» виконано компанією ЕСКО «Екологічні Системи» в рамках розробки Муніципального енергетичного плану м. Запоріжжя за завданням комунального підприємства «Запорізьке міське інвестиційне агентство».

Метою інвестиційного проекту є зниження собівартості виробництва теплової енергії на потреби гарячого водопостачання (ГВП) мешканців Шевченківського району м. Запоріжжя шляхом модернізації базової котельні району – котельні по вул. Цитрусова, 9, за рахунок залучення коштів інвесторів або міжнародних фінансових організацій.

Інвестиційний проект (ІП-7) передбачає модернізацію районної котельні по вул. Цитрусова, 9 шляхом встановлення сучасних джерел теплової енергії для ГВП на відновлювальному виді палива – гранульованому біопаливі (пеллетах) місцевого походження.

Реалізація проекту забезпечить вирішення важливих завдань МЕРП та загальноєвропейського Плану 20-20-20:

- заміщення природного газу за рахунок відновлюваних джерел енергії у обсязі 4 345 тис. м³/рік або 0,1%^{*1}.
- зниження викидів парникових газів в атмосферу на 7 526 т/рік або 0,8%^{*1} (для **Варіанту 1**), на 15 299 т/рік або 1,6%^{*1} (для **Варіанту 2**).

^{*1} – від загального обсягу в системі теплопостачання м. Запоріжжя.

Строк реалізації інвестиційного проекту ІП-7 – 2018-2020 рр.

В рамках розробки інвестиційного проекту ІП-7 розглядається два варіанти модернізації котельні по вул. Цитрусова, 9:

- **Варіант 1.** Будівництво біопаливної котельні;
- **Варіант 2.** Будівництво біопаливної теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Розрахунки показників економічної та фінансової ефективності показують, що найбільш оптимальним варіантом модернізації є Варіант 2 (див. таблицю 3).

Варіант 1 передбачає будівництво котельні на базі автоматичних водогрійних котлів сумарною тепловою потужністю 4,3 Гкал/год, що працюють на гранульованому біопаливі (пеллетах). Будівництво біопаливної котельні пропонується здійснити на вільній від забудови ділянці в межах існуючої території котельні.

Варіант 2 передбачає будівництво теплоелектроцентралі тепловою потужністю 4,3 Гкал/год (5,0 МВт_т) та електричною потужністю 1,2 МВт_е, що працює на гранульованому біопаливі (пеллетах). Будівництво біопаливної ТЕЦ пропонується здійснити на вільній від забудови ділянці в межах існуючої території котельні.

Зазначене в обох варіантах обладнання працює в автоматичному режимі.

					ЕСЗ. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	6
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	

Для забезпечення надійності газові котли на існуючій котельні використовуються в системі ГВП в якості резервного джерела теплової енергії в опалювальний період року та аварійного джерела теплової енергії в неопалювальний період року.

Проектом передбачається створення системи диспетчеризації, що вирішує завдання автоматичного керування роботою обладнання, дистанційного моніторингу, а також обліку енергоресурсів.

Економічний ефект від впровадження проекту очікується за рахунок різниці у вартості приготування гарячої води на природному газі та на гранульованому біопаливі. Для **Варіанту 2** додатковий економічний ефект забезпечується за рахунок реалізації виробленої електроенергії до мережі Об'єднаної енергетичної системи України за «зеленим» тарифом.

Важливим позитивним ефектом від впровадження проекту є зниження екологічного навантаження на зовнішнє середовище за рахунок скорочення викидів парникових газів.

Фінансування проекту **ІП-7** передбачається реалізувати за рахунок залучення позикових коштів. Крім того, є можливість залучення додаткового безповоротного фінансування у обсязі 1 577 тис. грн для **Варіанту 1** або 3 620 тис. грн для **Варіанту 2** за рахунок реалізації механізмів Кіотського протоколу.

Для забезпечення реалізації проекту пропонується фінансова схема, що передбачає використання принципів перфоманс-контрактинга і організації робіт на принципах ЕСКО і суттю якої є використання фактичної економії коштів, яка появляється в майбутні періоди після модернізації об'єктів, для залучення та повернення займу.

Для реалізації проекту в якості оператора проекту може бути задіяна одна із наступних організацій:

- **Теплопостачальна компанія** (Концерн МТМ). Концерн є головним теплопостачальним підприємством міста. Недоліком концерну для залучення коштів є значні борги за газ.
- **Новостворена спеціалізована компанія ЗЕА** (Запорізьке Енергетичне Агентство) Пропонується модель Берлінського енергетичного агентства, де засновниками виступили федеральна Земля Берлін, дві потужні енергетичні компанії та державний банківський холдинг KFW. Ця модель дозволяє реалізувати потенціал приватно-публічного партнерства (ППП) що з'єднує можливості трьох структур – муніципалітету, бізнесу та банку. Також слід додати, що Європа майже завершила перехід на цю модель у муніципальному секторі. Недоліком ЗЕА є невипробуваність цієї схеми в Україні. **Концерн МТМ може бути серед засновників ЗЕА, як представник міста.**
- **Приватна компанія (інвестор)**. Муніципалітет, з метою залучення інвестицій для реалізації МЕР, гарантує закордонному або вітчизняному інвестору доступ на ринок послуг теплопостачання міста на належний період, також забезпечує підтримку інвестора перед національним регулятором при погодженні тарифів на теплопостачання. Недоліком є невипробуваність цієї схеми в Україні. Ще один недолік є у тому, що знижується збут теплової енергії для Концерну МТМ та його доходність.

Оператор проекту забезпечує наступне:

- бере кредит і здійснює виплати по займу;
- здійснює модернізацію об'єкту теплопостачання;
- забезпечує експлуатацію і обслуговування об'єкту;
- забезпечує надання послуг з ГВП, отримує кошти за надані послуги;
- проводить розрахунки за енергоресурси, забезпечує виділення та розподіл економії.

Зведені дані розрахунків техніко-економічних показників проекту ІП-7 за Варіантом 1 наведені у **таблиці 1**.

Зведені дані розрахунків техніко-економічних показників проекту ІП-7 за Варіантом 2 наведені у **таблиці 2**.

Порівняння варіантів проекту ІП-7 за основними техніко-економічними показниками наведено у **таблиці 3**.

Таблиця 1. Основні техніко-економічні показники проекту ІП-7 за Варіантом 1

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Економічні характеристики проекту		
1.1	Строк життя проекту	років	20
1.2	Строк реалізації проекту	рр.	2018-2020
1.3	Капітальні витрати	тис. грн	41 739
2	Технічні характеристики проекту		
2.1	Встановлена теплова потужність котельні	Гкал/год	4,3
2.2	Кількість біопаливних котлів в котельні	шт.	2
3	Експлуатаційні характеристики проекту		
3.1	Виробництво теплової енергії на ГВП біопаливною котельною	Гкал/рік	31 998
3.2	Споживання паливних пеллет біопаливною котельною	т/рік	9 303
3.3	Споживання електроенергії на власні потреби біопаливної котельні та складу палива	тис. кВт·год/рік	651
3.4	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³ /рік	4 345
3.5	Обсяг зниження викидів CO ₂	т/рік	7 526
4	Показники ефективності		
	<i>Спрощені показники</i>		
4.1	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-9 104
4.2	Період простої окупності	років	немає
	<i>Спрощені показники з урахуванням субсидії</i>		
4.3	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-9 104
4.4	Зменшення витрат за рахунок субсидії держави	тис. грн	12 031
4.5	Період простої окупності	років	14,3
	<i>Показники з урахуванням дисконтування</i>		
4.6	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%
4.7	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	37 967
4.8	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	11,6
4.9	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	14,5%
4.10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		0,91

Таблиця 2. Основні техніко-економічні показники проекту ІП-7 за Варіантом 2

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Економічні характеристики проекту		
1.1	Строк життя проекту	років	20
1.2	Строк реалізації проекту	рр.	2018-2020
1.3	Капітальні витрати	тис. грн	91 529
2	Технічні характеристики проекту		
2.1	Встановлена теплова потужність біопаливної ТЕЦ	Гкал/год	4,3
		МВт _Т	5,0
2.2	Встановлена електрична потужність біопаливної ТЕЦ	МВт _е	1,2
3	Експлуатаційні характеристики проекту		
3.1	Виробництво теплової енергії на ГВП біопаливною ТЕЦ	Гкал/рік	31 998
3.2	Виробництво електричної енергії біопаливною ТЕЦ	тис. кВт·год/рік	8 838
3.3	Відпуск електричної енергії біопаливною ТЕЦ	тис. кВт·год/рік	8 024
3.4	Споживання електроенергії на власні потреби біопаливної ТЕЦ та складу палива	тис. кВт·год/рік	814
3.5	Споживання паливних пеллет біопаливною ТЕЦ	т/рік	11 629
3.6	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³ /рік	4 345
3.7	Обсяг зниження викидів CO ₂	т/рік	15 299
4	Показники ефективності		
	<i>Спрощені показники</i>		
4.1	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-1 603
4.2	Період простої окупності	років	немає
	<i>Спрощені показники з урахуванням субсидії</i>		
4.3	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-1 603
4.4	Зменшення витрат за рахунок субсидії держави	тис. грн	12 031
4.5	Період простої окупності	років	8,8
	<i>Показники з урахуванням дисконтування</i>		
4.5	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%
4.6	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	133 112
4.7	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	8,7
4.8	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	18,9%
4.10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		1,45

Таблиця 3. Порівняння варіантів проекту ІП-7 за основними техніко-економічними показниками

№	Найменування	Од. вим.	Варіант 1. Біопаливна котельня	Варіант 2. Біопаливна ТЕЦ
1	Строк життя проекту	років	20	20
2	Капітальні витрати	тис. грн	41 739	91 529
3	Виробництво теплової енергії	Гкал	31 998	31 998
4	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³	4 345	4 345
5	Обсяг зниження викидів CO ₂	т/рік	7 526	15 299
6	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%	7,0%
7	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	37 967	133 112
8	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	11,6	8,7
9	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	14,5%	18,9%
10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		0,91	1,45

1. Базове дослідження існуючого стану

1.1. Основні відомості

Місто Запоріжжя розташоване в південно-східній частині України на обох берегах Дніпра. Площа м. Запоріжжя в існуючих адміністративних межах становить 27 801 га. Територія міста поділяється на 7 адміністративних районів: Жовтневий, Заводський, Комунарський, Ленінський, Орджонікідзевський, Хортицький, Шевченківський. Станом на 01.08.2013 чисельність наявного населення в м. Запоріжжі складала 766 тис. осіб.

У цілому клімат міста є помірно континентальним, з вираженими в літній період посушливими суховійними явищами, що проявляються в окремі роки з особливою інтенсивністю. Літо тепле, звичайно починається в перших числах травня і продовжується до початку жовтня, охоплюючи період біля п'яти місяців. Зима помірно м'яка, часто спостерігається відсутність стійкого сніжного покриву. У середньому, висота сніжного покриву складає 14 см, найбільша - 35 см.

Середньорічна температура повітря становить 9,6°C, найбільш низька вона у січні (мінус 3,5°C), найбільш висока - у липні (22,4 °C). Середня глибина промерзання ґрунту - 0,8 м, максимальна - близько 1,0 м.

За умовами забезпеченості вологою територія міста відноситься до посушливої зони. Середньорічна кількість опадів складає 528 мм, а випаровування з поверхні суходолу - 480 мм, з водної поверхні - 850 мм. При цьому влітку часто спостерігаються зливи, що сильно розмивають поверхню ґрунту. В середньому за рік в Запоріжжі випадає 510 мм атмосферних опадів, найменше їх у жовтні, найбільше - у червні. Відносна вологість повітря о 13 годині складає 60 %, найменша - 40 % - спостерігається в липні-серпні.

Теплопостачання

Теплопостачання міста здійснюється Концерном «Міські теплові мережі» («МТМ»), котельною ВАТ «Мотор Січ», 56 автономними газовими котельнями та індивідуальними квартирними котлами. Основну долю теплопостачання споживачів міста забезпечує Концерн «МТМ», близько 80%.

Всього на балансі Концерну «МТМ» знаходиться 55 котелень, загальною встановленою потужністю 2 170,65 Гкал/год. Загальне приєднане теплове навантаження становить 1 337,2 Гкал/год.

Схеми теплопостачання споживачів являють собою централізовані дво- і чотири-трубні системи подачі теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання споживачів. Схема підготовки води для цілей гарячого водопостачання споживачів передбачає наявність на котельних баків-акумуляторів і попередньої деаерації вихідної (водопровідної) води.

У системі централізованого теплопостачання від Концерну «МТМ» характерним є використання, як джерела теплової енергії, потужних опалювальних котелень із водогрійними котлами. Для джерел теплової енергії як основний вид палива використовується природний газ.

					ЕСЗ. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	10
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	

Протяжність теплових мереж становить 709,754 км, з них ділянки, що потребують ремонту – 49,971 км (станом на 01.05.2013 р.).

За даними концерну «МТМ», ККД котлів знаходиться в межах 88-93%. Втрати тепла в теплових мережах становлять 13,4% від загального виробництва теплової енергії, втрати на власні потреби складають 2,2%.

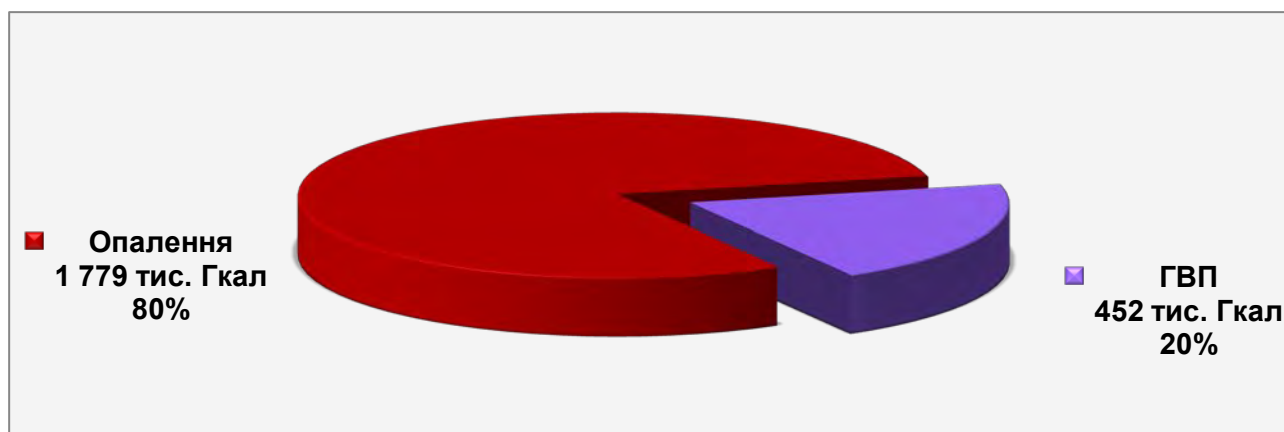
Характеристики підключених абонентів до системи централізованого тепlopостачання Концерну «МТМ» приведені в **таблиці 1.1.1.**

Таблиця 1.1.1. Характеристики підключених абонентів до системи централізованого тепlopостачання Концерну «МТМ»

№	Групи споживачів	Опалювальна площа	Підключене теплове навантаження			Річне споживання теплової енергії в 2012 році		
			Опалення	ГВП	Всього	Опалення	ГВП	Всього
		м ²	Гкал/год			тис. Гкал		
1	Населення	12 546	900,7	147,1	1 047,8	1 439,4	419,4	1 858,9
2	Бюджетна сфера	1 832	151,2	15,0	166,1	215,8	24,9	240,7
3	Інші	1 653	116,0	7,3	123,3	124,0	7,4	131,4
Всього		16 031	1 167,9	169,4	1 337,2	1 779,3	451,7	2 231,0

На **рисунку 1.1.1** приведена структура розподілу споживання теплової енергії від Концерну «МТМ».

Рисунок 1.1.1. Структура споживання теплової енергії на опалення та ГВП в 2012 році

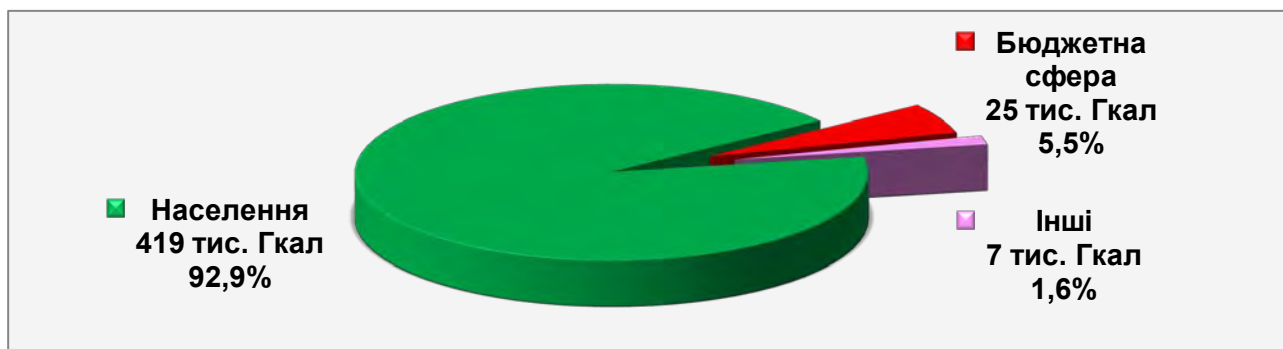


Відпуск теплової енергії на ГВП відбувається цілий рік, з плановими перервами на профілактично ремонтні роботи. В балансі відпуску теплової енергії споживачам ГВП займає близько **20%**.

Концерн «МТМ» надає послуги з централізованого тепlopостачання населенню, бюджетним і комунально-побутовим, а також госпрозрахунковим організаціям.

На **рисунку 1.1.2** приведена структура споживання теплової енергії на ГВП у 2012 році.

Рисунок 1.1.2. Структура споживання теплової енергії на ГВП у 2012 році



Основним споживачем теплової енергії є населення, яке займає 92,9% в структурі споживання теплової енергії на ГВП. Споживання закладами бюджетної сфери та іншими споживачами складає на ГВП – 5,5% та 1,6% відповідно.

Згідно рішення виконавчого комітету запорізької міської ради № 565 від 26.12.2011 р. «Про затвердження питомих норм споживання питної води у м. Запоріжжі», питомі норми споживання питної води для підігріву для споживачів, які мешкають у багатоквартирних будинках з централізованим гарячим водопостачанням, становлять 140 л/особу за добу.

В таблиці 1.1.2 представлені дані про фактичні питомі витрати холодної води для централізованого підігріву питної води. Дані про обсяги витрат холодної води (ХВ) населенням для потреб ГВП надані КП «Водоканал», дані про кількість споживачів ГВП надані Концерном «МТМ».

Таблиця 1.1.2. Питомі витрати холодної води для централізованого підігріву питної води за 2012 рік

№ з/п	Найменування районів	Обсяги витрат ХВ населенням для потреб ГВП	Кількість споживачів ГВ	Питомі витрати ГВ одним споживачем	
		тис. м ³	тис. чол.	м ³ /рік	л/добу
1	Жовтневий р-н	622,5	43,530	14,3	39,2
2	Заводський р-н	541,8	30,079	18,0	49,3
3	Комунарський р-н	1 221,2	84,925	14,4	39,4
4	Ленінський р-н	1 841,2	100,043	18,4	50,4
5	Орджонікідзевський р-н	606,9	49,295	12,3	33,7
6	Хортицький р-н	1 503,5	108,110	13,9	38,1
7	Шевченківський р-н	784,5	56,343	13,9	38,1
Всього		7 121,6	472,325	15,1	41,3

Фактичні питомі витрати ГВ від централізованого тепlopостачання значно нижчі від затверджених питомих норм та становлять 41,3 л/особу на добу в середньому по місту. Така різниця зумовлена вимушеною економією споживачів через високі тарифи, оснащенням споживачів вузлами обліку, переходом абонентів на автономне ГВП (встановлення електроводонагрівачів) та значно завищені норми.

1.2. Технічна оцінка

У сферу охоплення проекту передбачається включити будинки Шевченківського району, що отримують послуги ГВП від котельні по вул. Цитрусова, 9. Загальні характеристики котельні по вул. Цитрусова, 9 приведені в таблиці 1.2.1.

Таблиця 1.2.1. Загальні характеристики котельні

Найменування котельні	Встановлена потужність котельні	Загальне підключене навантаження на ГВП			
		Населення	Бюджетна сфера	Інші споживачі	Всього
	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год
вул. Цитрусова, 9	175	14,952	1,766	0,256	16,975

Таблиця 1.2.2. Загальні характеристики котлів

Адреса котельні	Тип котлів, кількість	Рік встановлення котлів	ККД котлів	Встановлена потужність котельні Гкал/год (МВт)	Приєднане теплове навантаження (максимальне) Гкал/год		
					опалення	ГВП	Загалом
вул. Цитрусова, 9	ТВГ-8	1967	90%	8,3	78,259	26,621	104,88
	ТВГ-8	1968	90%	8,3			
	ТВГ-8М	1969	90%	8,3			
	ТВГ-8М	1969	90%	8,3			
	КВ-ГМ-35-150М *	1989	92%	35			
	КВ-ГМ-35-150М *	1989	93%	35			

*1 – модель ПТВМ-30М-4

Котельня по вул. Цитрусова, 9 має закриту, 4-х трубну систему тепlopостачання, залежну схему підключення теплових мереж до споживачів. Більшість котлів, встановлених в період 70 – 80-х років, морально та фізично застаріли.

1.3. Оцінка споживання енергоресурсів

В даному підрозділі приведена оцінка обсягів фактичного та розрахункового базового енергоспоживання. Для визначення показників ефективності інвестиційного проекту розраховано базове споживання енергоресурсів для оцінки результатів та наслідків реалізації проекту. Відсутність значного відхилення значень розрахункового та фактичного споживання є підтвердженням правильності розрахунків базового споживання і подальших техніко-економічних розрахунків.

1.3.1. Фактичне споживання енергоресурсів

Виробничі показники котельні по вул. Цитрусова, 9 приведено в таблиці 1.3.1.1.

Таблиця 1.3.1.1. Виробничі показники котельні по вул. Цитрусова, 9 за 2012 рік

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Значення
1.	Виробництво теплової енергії всього	Гкал	179 386,43
2.	Витрати на власні потреби	Гкал	3 946,50
3.	Відпуск теплової енергії з колекторів	Гкал	175 439,93
4.	Втрати в мережах	Гкал	18 828,70
5.	Корисний відпуск теплової енергії, всього, в т.ч.:	Гкал	141 830,22
6.	На Опалення, ВСЬОГО, в т.ч.	Гкал	107 524,54
6.1.	Населення	Гкал	92 577,59
6.2.	Бюджетна сфера	Гкал	11 803,87
6.3.	Інші споживачі	Гкал	3 143,08
7.	На ГВП, ВСЬОГО, в т.ч.:	Гкал	34 305,68
7.1.	Населення	Гкал	33 657,47
7.2.	Бюджетна сфера	Гкал	426,92
7.3.	Інші споживачі	Гкал	221,29
8.	Витрати природного газу	тис.м ³	23 824,04
9.	Витрати електроенергії	тис.кВт·год	3 645,15
10.	Витрати води на підпитку мереж	тис.м ³	23,36
11.	Питомі витрати газу	м ³ /Гкал	135,80
12.	Питомі витрати ЕЕ	кВт·год/Гкал	20,78
13.	Приєднане навантаження на опалення	Гкал/год	78,25
13.1.	Населення	Гкал/год	68,65
13.2.	Бюджетна сфера	Гкал/год	7,23
13.3.	Інші споживачі	Гкал/год	2,38
14.	Приєднане навантаження на ГВП	Гкал/год	13,56
14.1.	Населення	Гкал/год	13,02
14.2.	Бюджетна сфера	Гкал/год	0,23
14.3.	Інші споживачі	Гкал/год	0,31

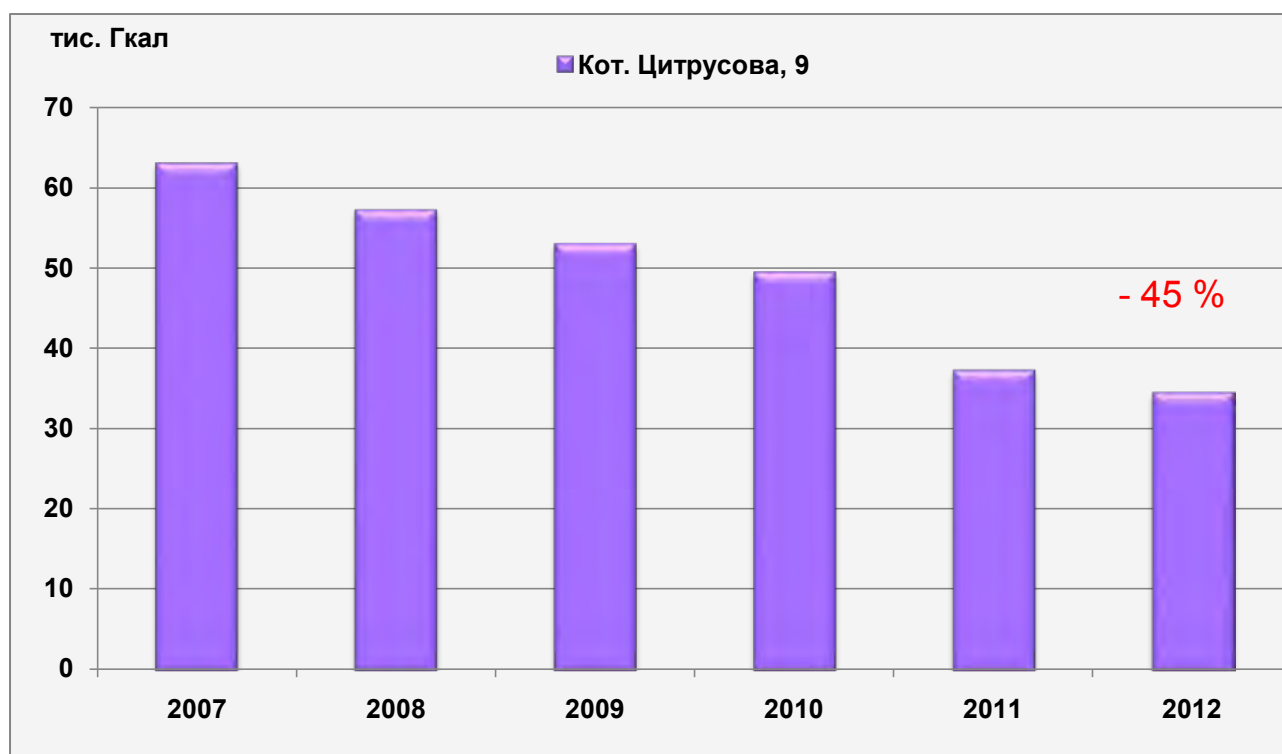
Перелік будівель, які приєднані до котельні по вул. Цитрусова, 9 приведено в **Додатку А**.

В таблиці 1.3.1.2 та на **рисунку 1.3.1.1** приведені дані обсягів корисного відпуску теплової енергії на ГВП котельною по вул. Цитрусова, 9 за період 2007 – 2012 рр.

Таблиця 1.3.1.2. Корисний відпуск на ГВП в період 2007 – 2012 рр.

Найменування	Од. вим.	2007	2008	2009	2010	2011	2012
кот. Цитрусова, 9	тис. Гкал	62,928	57,088	52,878	49,336	37,104	34,306

Рисунок 1.3.1.1. Корисний відпуск теплової енергії на ГВП в період 2007 – 2012 рр.



Впродовж шести років споживання теплової енергії на ГВП мешканцями житлових будинків знизилось на 45%.

Такий спад споживання пояснюється оснащенням споживачів вузлами обліку, переходом абонентів на автономне ГВП (встановлення електроводонагрівачів) та зменшенням численності населення міста (за офіційними даними на 3% з 2007 по 2012 рр.).

Обсяги помісячного виробництва теплової енергії за 2012 рік приведено в **таблиці 1.3.1.3**.

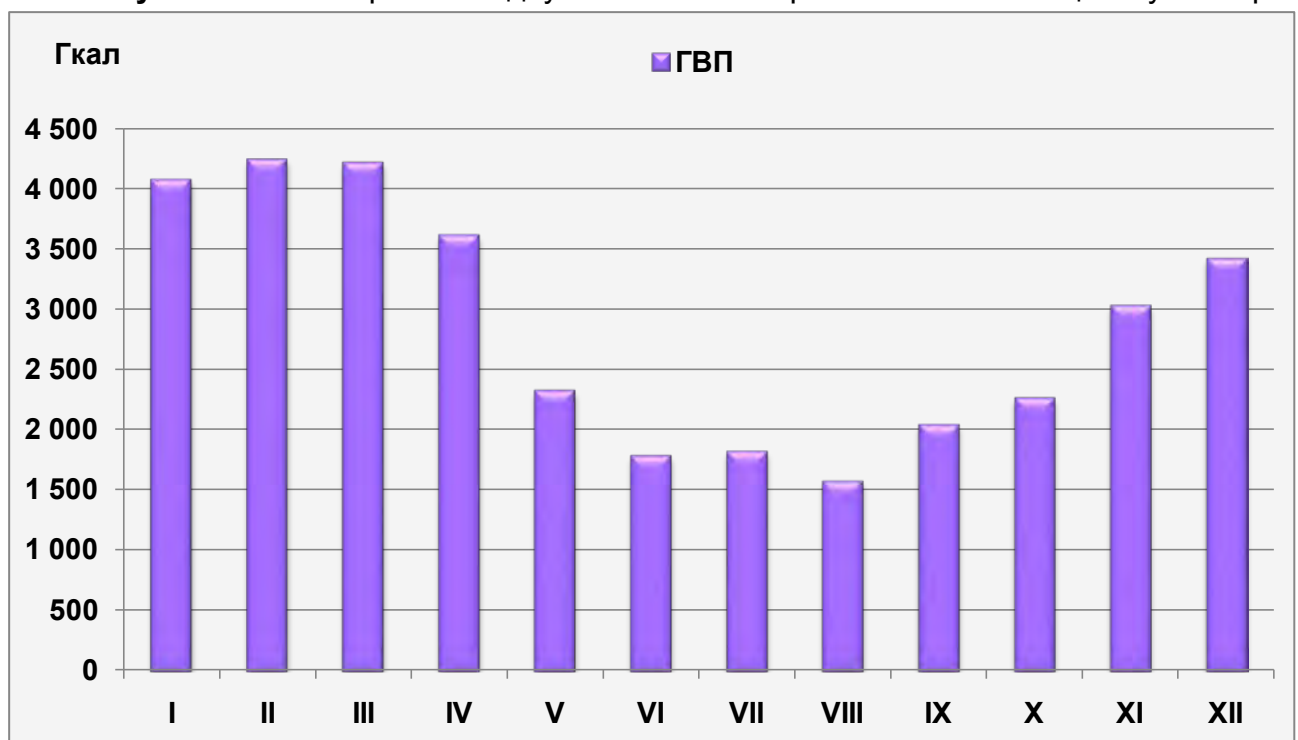
Таблиця 1.3.1.3. Помісячне виробництво теплової енергії за 2012 р.

Місяць		Виробництво теплової енергії всього	Відпуск теплової енергії з колекторів	Втрати в мережах		Корисний відпуск теплової енергії, всього, в т.ч.:	На опалення	На ГВП
				тис. Гкал	%			
Січень	I	32 894	32 170	2 650	8%	28 083	24 018	4 065
Лютий	II	36 943	36 130	2 624	7%	31 725	27 489	4 236
Березень	III	27 046	26 451	2 673	10%	22 315	18 105	4 210
Квітень	IV	7 374	7 212	1 131	16%	5 069	1 465	3 603
Травень	V	2 715	2 655	525	20%	2 316		2 316
Червень	VI	3 628	3 549	887	25%	1 777		1 777
Липень	VII	3 302	3 230	894	28%	1 816		1 816
Серпень	VIII	3 053	2 986	752	25%	1 565		1 565
Вересень	IX	3 943	3 857	850	22%	2 034		2 034
Жовтень	X	6 222	6 085	1 075	18%	3 949	1 695	2 254
Листопад	XI	20 178	19 734	2 196	11%	16 345	13 325	3 020
Грудень	XII	32 088	31 382	2 571	8%	24 838	21 426	3 412
Всього		179 386	175 440	18 829	11%	141 830	107 525	34 306

Втрати в мережах складають від 8 до 28% відносно до значення відпуску теплової енергії з колекторів.

Помісячний відпуск теплової енергії на ГВП за 2012 рік представлений на **рисунку 1.3.1.3.**

Рисунок 1.3.1.3. Корисний відпуск теплової енергії на ГВП за місяцями у 2012 р.



1.3.2. Базове споживання енергоресурсів

Базове енергоспоживання – це розрахунковий річний обсяг витрат теплової енергії на потреби ГВП. Базове енергоспоживання служить вихідною точкою для оцінки результатів та наслідків реалізації проектів. Розрахункові значення економії споживання енергоресурсів, що отримані за рахунок реалізації проекту, дорівнюють різниці між початковим станом (базовим значенням) і станом після реалізації проекту.

За базове значення споживання теплової енергії на ГВП споживачами, що охоплені даним проектом, приймаємо значення фактичного споживання за 2012 р.

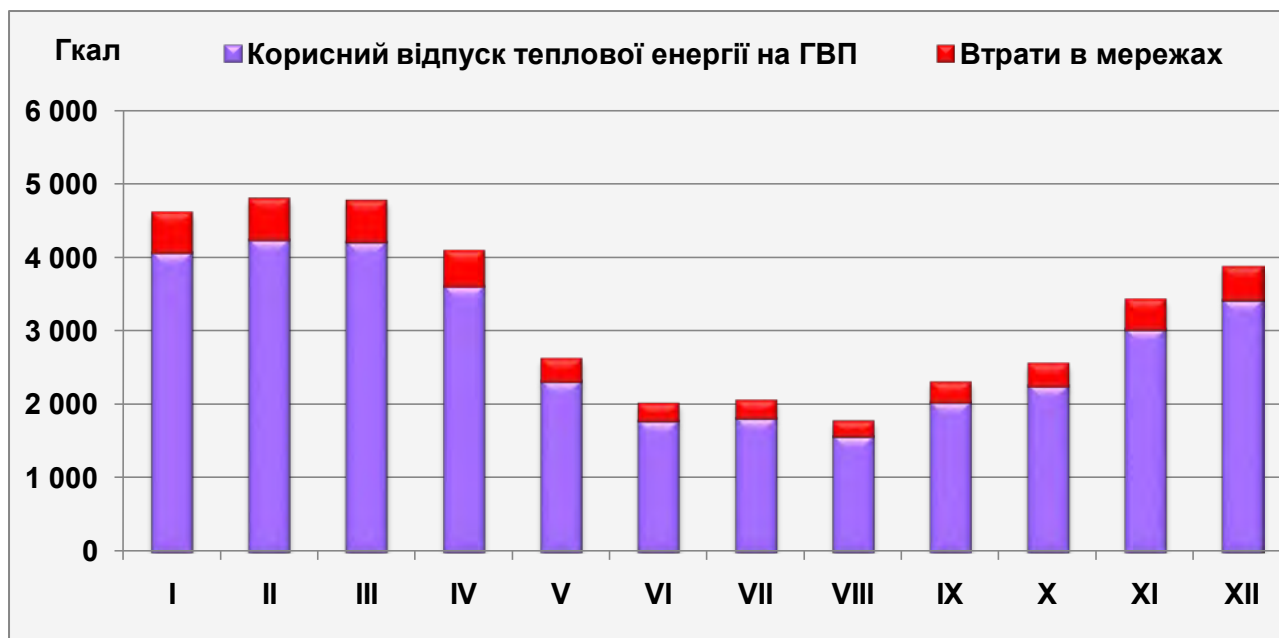
Результати розрахунку базового значення відпуску теплової енергії з колекторів на потреби ГВП, приведені в **таблиці 1.3.2.1.**

Відпуск теплової енергії на ГВП з колекторів приведений з урахуванням втрат в мережах, що становлять 13,3 % відносно корисного відпуску.

Таблиця 1.3.2.1. Розрахункове базове значення відпуску теплової енергії з колекторів на потреби ГВП

Місяць		Корисний відпуск теплової енергії на ГВП	Втрати в мережах	Відпуск ТЕ на ГВП (з колекторів)	Середньогодинна потужність на ГВП	Споживання газу на приготування ГВ
		тис. Гкал		тис. Гкал		
Січень	I	4 065	540	4 604	6,2	555
Лютий	II	4 236	562	4 798	7,1	577
Березень	III	4 210	559	4 768	6,4	577
Квітень	IV	3 603	478	4 082	5,7	488
Травень	V	2 316	307	2 623	3,9	323
Червень	VI	1 777	236	2 013	3,1	239
Липень	VII	1 816	241	2 057	3,1	237
Серпень	VIII	1 565	208	1 772	2,6	215
Вересень	IX	2 034	270	2 303	3,6	295
Жовтень	X	2 254	299	2 553	3,4	313
Листопад	XI	3 020	401	3 421	4,8	397
Грудень	XII	3 412	453	3 865	5,2	459
Всього		34 306	4 554	38 860	4,6	4 677

Рисунок 1.3.3.1. Розрахункове базове значення відпуску теплової енергії з колекторів на потреби ГВП



1.4. Тарифний аналіз і прогноз цін на енергоносії

1.4.1. Тарифи на енергоресурси спожиті для виробництва теплової енергії

Тарифи на енергоресурси приведені в **таблиці 1.4.1.1.** Тарифи наведені без врахування ПДВ.

Таблиця 1.4.1.1. Тарифи на енергоресурси станом на 01.10.2013 рік

Електроенергія	Газ			Біопаливо (усереднена вартість)
	Населення	Бюджетна сфера	Середньозважений *	
2 клас	гн/тис.м ³	гн/тис.м ³	гн/тис.м ³	гн/т
гн/кВт·год	гн/тис.м ³	гн/тис.м ³	гн/тис.м ³	гн/т
1,03	1 091	3 913	1 144	1 042

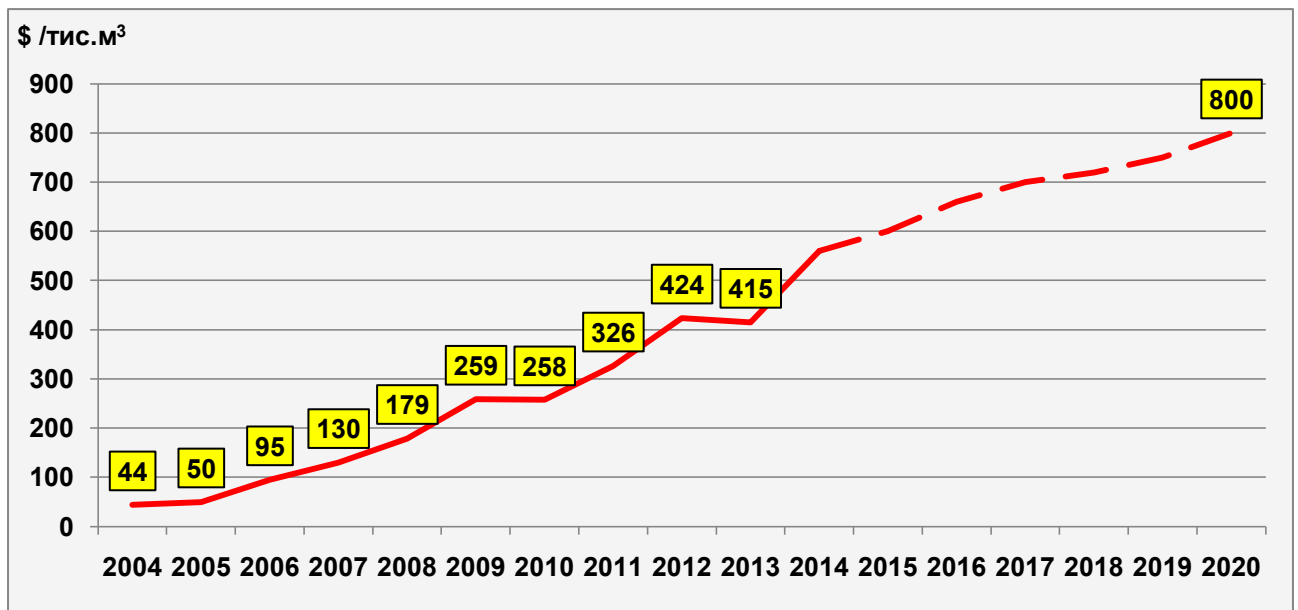
* - «Середньозважений» - тариф на газ, що розраховується як усереднений з врахуванням співвідношення споживання теплової енергії між населенням (98 %) та бюджетною сферою (2%) від котельні по вул. Цитрусова, 9

Вартість природного газу на кордоні України та Росії за 9 останніх років (з 2004 по кінець 2013 року) подорожчала майже у 10 разів - з 44 до 430 доларів США. На думку більшості аналітиків, у тому числі і зарубіжних, зростання цін на природний газ в двох найближчих десятиліттях буде продовжуватися зі значними коливаннями цін на нафту.

На **рисунку 1.4.1.1.** приведений прогноз зростання цін на природний газ. Прогноз був виконаний енергосервісною компанією «Екологічні Системи» в 2004 році і дорпрацьований в 2006 році. Наступний прогноз відкоригований за результатами Харківських угод, що значно змінили базову формулу ціни газу в сторону зниження та підвищення її передбачуваності. Цей прогноз був взятий за основу при розробці Муніципальних

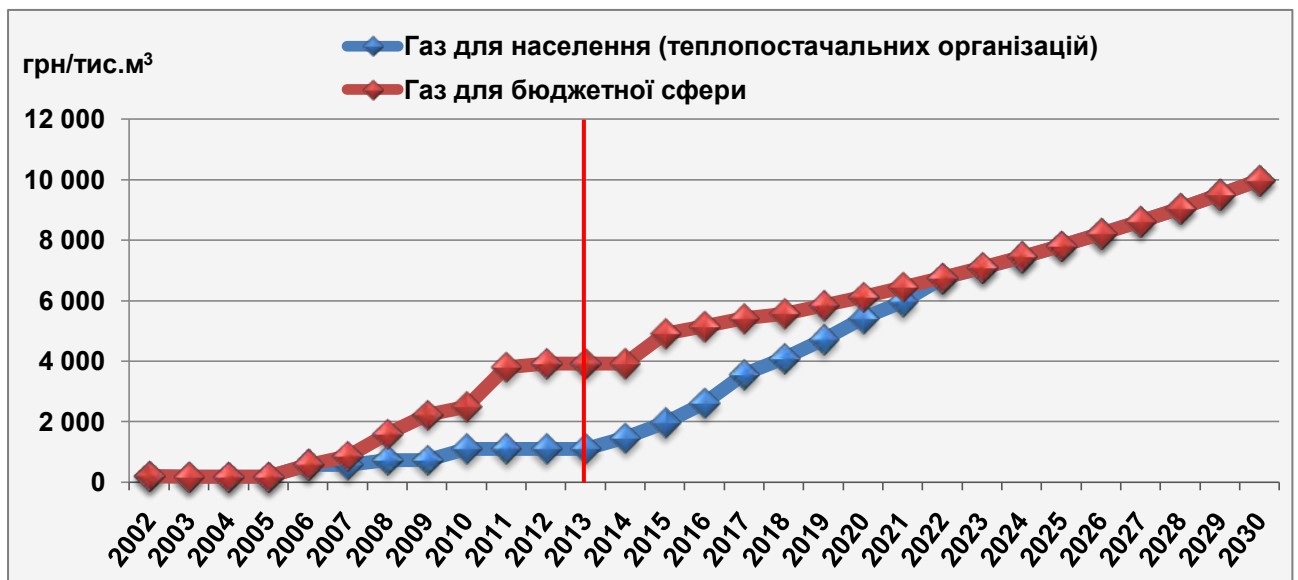
енергетичних планів Луцька, Краматорська, Миргорода, Львова, Херсона, Куп'янська, Павлограда і Києва.

Рисунок 1.4.1.1. Прогноз зростання цін на природний газ на кордоні України та Росії



Прогноз росту тарифів на енергоресурси в період до 2030 р. приведений на **рисунках 1.4.1.1- 1.4.1.2.**

Рисунок 1.4.1.2. Прогноз вартості природного газу для населення і бюджетних організацій

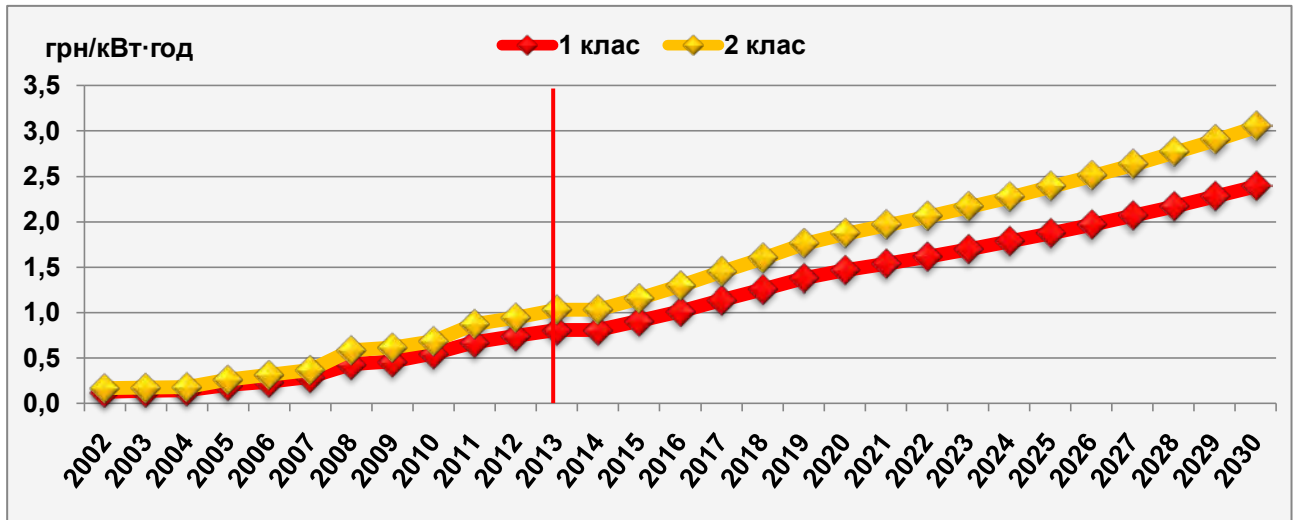


В 2013 році різниця в тарифах на газ для бюджетних організацій та населення становить 3,6 рази, що обумовлене субсидіюванням населення зі сторони державного бюджету.

Прогноз вартості природного газу для населення і бюджетних організацій ґрунтується на твердженні, що субсидіювання населення буде знижуватися і тарифи на газ для різних тарифних груп будуть прирівняні.

Прогноз росту тарифів для електричної енергії приведено на **рисунку 1.4.1.3.**

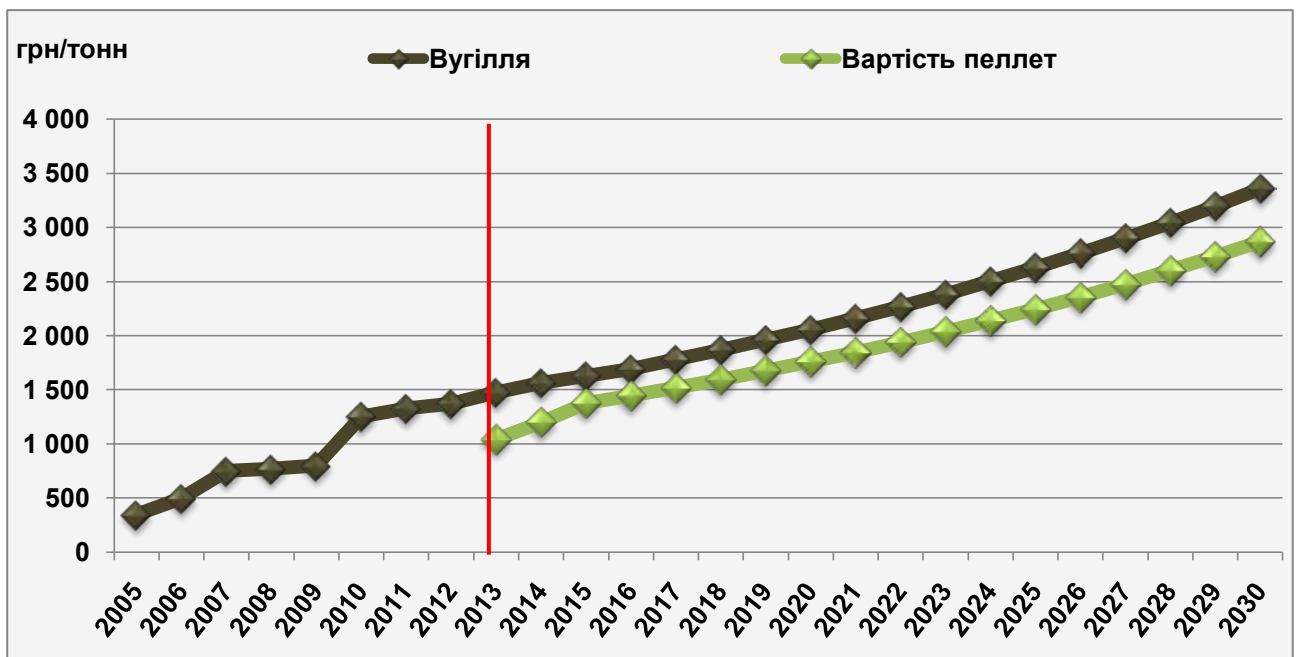
Рисунок 1.4.1.3. Прогноз вартості електроенергії для споживачів 1, 2 класу напруги



За досліджуваний період (2002 – 2013 рр.) тарифи на електроенергію 2 класу зросли майже в 6 рази. Тарифи на електроенергію, що відпускається населеною, нижчі в 4,4 рази порівняно з тарифами для споживачів з 2 класу напруги.

Прогноз росту тарифів на біопаливо та вугілля до 2030 року приведено на **рисунку 1.4.1.4.**

Рисунок 1.4.1.4. Прогноз вартості біопалива та вугілля



Прогноз тарифу на біопаливо був розроблений на базі усередненого значення вартості пеллет, що у 2013 році склало 1 042 грн/тонн, без врахування ПДВ (за даними трьох постачальників: ТОВ фірма «Союзмаркет», ТОВ «ПРИМА ІНК», ПП «Середа»).

1.4.2. Тарифи на теплову енергію на підігрів питної води від Концерну «МТМ»

Згідно з «Правилами надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої водою і водовідведенням» затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 21.07.2005 р. № 630, плата за централізований підігрів питної води при наявності приладів обліку тепла здійснюється за кількість спожитої теплової енергії.

При відсутності приладів обліку тепла плата здійснюється за кількість спожитої гарячої води при наявності лічильника гарячої води, або розрахунковим способом за кількістю мешканців. Для закладів бюджетної сфери та для інших споживачів тариф на теплову енергію нараховується виходячи з обсягів спожитого тепла за 1 Гкал.

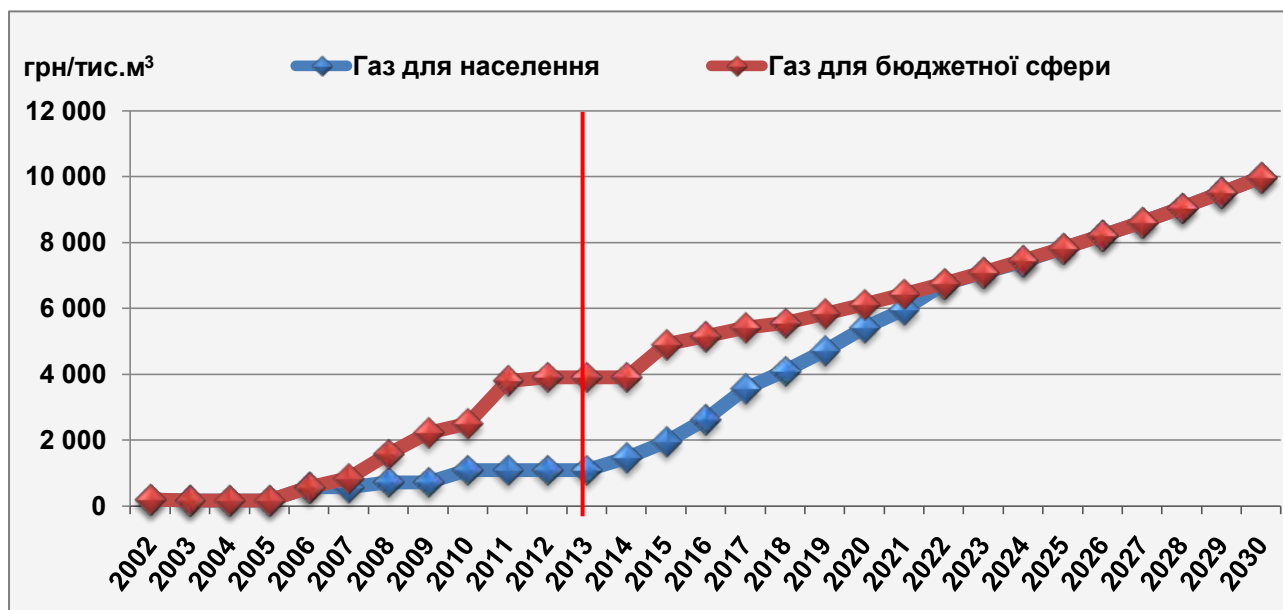
Тарифи на теплову енергію від Концерну «МТМ» приведені в **таблиці 1.4.2.1.**

Таблиця 1.4.2.1. Тарифи на теплову енергію на підігрів питної води станом на 01.10.2013 рік

Населення		Бюджетна сфера	Інші споживачі
з приладами обліку	без приладів обліку		
грн/Гкал	грн/м ³	грн/Гкал	грн/Гкал
234,30	8,53	719,95	771,1

В подальшому, НКРЕ щокварталу перераховуватиме тарифи для виробників електричної та теплової енергії відповідно до знижених граничних рівнів цін на газ і тарифів на його транспортування.

Рисунок 1.4.2.1. Прогноз вартості теплової енергії для населення та бюджетних організацій



Подальший прогноз росту цін на теплову енергію засновано на моделі збереження темпів зросту цін у подальші періоди до кінця десятиріччя і можна припустити, що і надалі ріст тарифів на тепло буде відповідати росту цін на газ.

На сьогоднішній день різниця в тарифах на теплову енергію для бюджетних організацій та населення становить 3 рази. Очікується, що ця різниця буде поступово зменшуватися і до 2023 року тарифи на теплову енергію для населення і установ бюджетної сфери будуть однаковими.

1.4.3. Зелений» тариф для електроенергії, виробленої з біомаси

«Зелений» тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями)».

Правила співвідношень стосовно «зеленого» тарифу регулюються згідно до законодавства України про «зелений» тариф (**Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» №5485-17 від 20.11.2012**).

Розрахунок «зеленого» тарифу виконується відповідно **Постанови НКРЕ № 1421 від 02.11.2012 «Про затвердження Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу для суб'єктів господарської діяльності»**

Згідно з частиною сьомою статті 17¹ Закону України «Про електроенергетику» «зелений» тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з біомаси, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт «зеленого» тарифу для електроенергії, виробленої з біомаси. У цьому Законі біомасою є невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження у вигляді відходів лісового, місцевого та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства та технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, що зазнає біологічного розкладу, а також складова промислових або побутових відходів, що здатна до біологічного розкладу.

Рішення щодо встановлення «зелених» тарифів та фіксованих мінімальних розмірів «зеленого» тарифу для кожного виду альтернативної енергії приймаються НКРЕ на засіданні у формі відкритого слухання. Такі рішення розміщуються на офіційному веб-сайті НКРЕ та публікуються в інформаційному бюлетені НКРЕ.

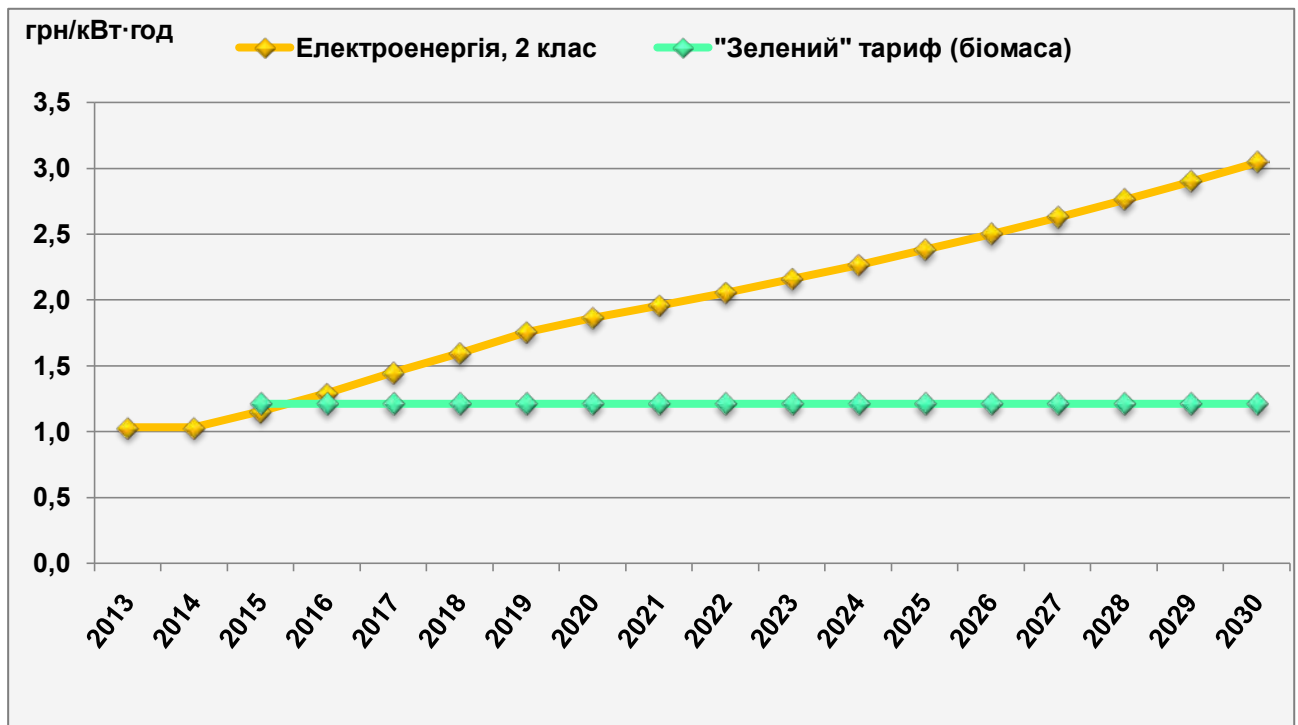
Коефіцієнти та значення «зеленого» тарифу для електроенергії, виробленої з біомаси, введеними в експлуатацію з 01.01.2015 по 31.12.2019, без врахування ПДВ, приведені в **таблиці 1.4.3.1.**

Таблиця 1.4.3.1. «Зелений» тариф для електроенергії, виробленої з біомаси

№ з/п	Категорії об'єктів електроенергетики, для яких застосовується «зелений» тариф	введених в експлуатацію з 01.01.2015 по 31.12.2019	
		Коефіцієнт розрахунку	«зелений» тариф, грн/кВт·год
1	для електроенергії, виробленої з біомаси	2,07	1,21

На **рисунку 1.4.3.1** проілюстрований очікуваний прогноз «зеленого» тарифу для електроенергії, виробленої з біомаси.

Рисунок 1.4.3.1. Прогноз «зеленого» тарифу для електроенергії, виробленої з біомаси



Згідно з чинним законодавством, вартість електроенергії виробленої об'єктами електроенергетики з біомаси та введеними в експлуатацію з 01.01.2015 по 31.12.2019 рр. буде залишатися на зазначеному рівні, при умові що офіційний курс гривні щодо євро, офіційно встановленого НБУ станом на 01 січня 2009 року, не перевищуватиме курсу, що діятиме на час прийняття «зеленого» тарифу.

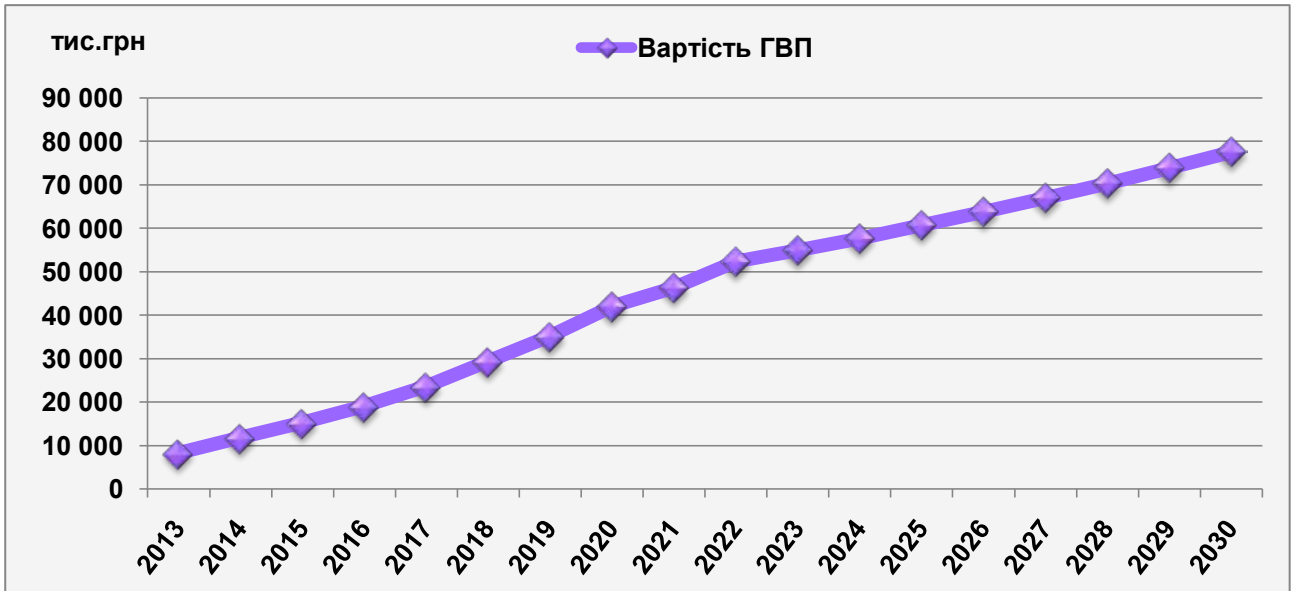
1.5. Фінансова оцінка вартості енергетичних ресурсів

Згідно з розрахунками базового значення споживання теплової енергії на ГВП будівлями, що увійшли до проекту та прогнозом росту тарифів на енергоресурси, розрахована вартість теплової енергії в період 2013 – 2030 рр., без врахування провадження заходів проекту. Розрахунки приведені в **таблиці 1.5.1** та проілюстровані на **рисунку 1.5.1** Розрахунки приведені без урахування ПДВ.

Таблиця 1.5.1. Прогноз зростання вартості теплової енергії на ГВП до 2030 року

Найменування	Рік	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Вартість ГВП	тис. грн	8 353	11 851	15 349	19 083	23 702	29 449	35 217	42 131	46 382
Найменування	Рік	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Вартість ГВП	тис. грн	52 336	54 950	57 696	60 773	63 810	66 999	70 347	73 863	77 555

Рисунку 1.5.1. Проноз зростання вартості теплової енергії до 2030 року



Витрати на оплату теплової енергії на ГВП у 2030 році можуть скласти 77,6 млн. грн., що в майже 9 разів більше порівняно з витратами в 2013 році. Такі значні збільшення витрат, що очікуються на забезпечення енергоресурсами, приводять до висновків про доцільність впровадження енергоефективних заходів, щодо зниження споживання палива на виробництво теплової енергії на підігрів води (послуги ГВП).

1.6. Нормативно-правові рамки

Нормативно-правове забезпечення проекту ґрунтується на таких законодавчих актах:

- Закон України «Про енергозбереження» (3260-15 від 22.12.2005);
- Закон України «Про комбіноване виробництво теплової і електричної енергії (когенерацію) і використання скидного енергопотенціалу» (№ 2509-15 від 07.08.2011);
- Закон України «Про альтернативні джерела енергії» (№ 555-15 від 21.10.2008);
- Закон України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2020 року» (N 2818-VI від 21 грудня 2010 року);
- Проект Закону України «Про гарячу воду та водопостачання» (№2244а від 05.06.2013);
- Законопроект «Про енергетичну ефективність житлових та громадських будівель» (№ 9683 від 15 травня 2013);
- Указ Президента України «Про стан реалізації державної політики щодо забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів» (№ 679 від 30 травня 2008 року);
- Розпорядження КМУ «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» (від 15.03 2006 р. № 145-р);
- Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про затвердження Національного плану заходів з реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату» (від 18 серпня 2005р. №346-р);
- Постанова КМУ «Про затвердження Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки» (№243-2010п від 01.10.2013);
- Рішення Запорізької міської ради «Про затвердження Програми реформування і розвитку житлово-комунального господарства м. Запоріжжя на 2010-2014 роки» (№ 18 -2010-12-29);
- ДБН В.2.5-64-2012 «Інженерне обладнання будівель і споруд. Внутрішній водопровід та каналізація»;
- ДБН В.2.5-22-2002. «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі гарячого водопостачання та водяного опалення»;
- ДСТУ-Н В.1.1-27 2010 Будівельна кліматологія;
- КТМ 204 Україна 244-94 «Норми та вказівки по нормуванню витрати палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні».
- Посібник з підготовки проектних пропозицій. Інститут місцевого розвитку, в рамках виконання проекту USAID "Реформа міського тепло забезпечення в Україні", червень 2010 р.

					ЕСЗ. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	25
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	

2. Опис проекту

2.1. Визначення рішень щодо підвищення енергоефективності

З метою зниження собівартості виробництва теплової енергії на потреби гарячого водопостачання (ГВП) мешканців Шевченківського району м. Запоріжжя, пропонується вирішити завдання заміщення природного газу в системі ГВП Шевченківського р-ну гранульованим біопаливом.

Вирішенню поставленого завдання відповідає реалізація інвестиційного проекту (ІП-7) «Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району на гранульоване паливо».

Інвестиційний проект ІП-7 передбачає модернізацію базової котельні району – котельні по вул. Цитрусова, 9 шляхом встановлення сучасних джерел теплової енергії для ГВП на відновлювальному виді палива – гранульованому біопаливі (пеллетах) місцевого походження. Для забезпечення надійності існуючі газові котли використовуються в якості резервних джерел в системі ГВП.

В рамках розробки інвестиційного проекту ІП-7 розглядається два варіанти модернізації котельні по вул. Цитрусова, 9:

- **Варіант 1.** Будівництво біопаливної котельні;
- **Варіант 2.** Будівництво біопаливної теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Варіант 1 передбачає будівництво котельні на базі автоматичних водогрійних котлів сумарною тепловою потужністю 4,3 Гкал/год, що працюють на гранульованому біопаливі (пеллетах).

Варіант 2 передбачає будівництво теплоелектроцентралі тепловою потужністю 4,3 Гкал/год та електричною потужністю 1,2 МВт, що працює на гранульованому біопаливі (пеллетах).

2.2. Опис проекту за Варіантом 1

Згідно **Варіанту 1** передбачається будівництво котельні на базі автоматичних водогрійних котлів сумарною тепловою потужністю 4,3 Гкал/год, що використовують в якості палива гранульоване біопаливо (пеллети).

2.2.1. Опис технологічного процесу

До складу біопаливної котельні, що проектується за **Варіантом 1**, входить наступне основне обладнання:

- автоматичні водогрійні біопаливні котли;
- автоматичне сховище палива силосного типу;
- система автоматичної подачі палива в топку котла;
- система автоматичного очищення вихідних (димових) газів;
- система автоматичного золовидалення.

					ЕСЗ. 031.125.01.04.07	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	26
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	

Детальний перелік і склад основного та допоміжного обладнання приведений в таблиці 3.1.1.2 в підрозділі 3.1.1.

Паливні пеллети зберігаються в автоматичному сховищі силосного типу, що становить собою ємності з днищем конічної форми. Форма днища та висота опор силосного складу забезпечують оптимальні умови вивантаження палива самопливом на ланцюговий транспортер, який подає паливо в котельну установку. Зверху покрівля має горловину для завантаження палива. Завантаження силосного складу відбувається за допомогою механічного транспортера з приймального лотка, що дозволяє приймати паливо насипом. Конструкція силосу виключає потрапляння в силос атмосферних опадів та забезпечує оптимальний вологісний режим зберігання гранульованого палива.

На **рисунку 2.2.1.1** представлено 3-D модель силосного складу палива.

Рисунок 2.2.1.1. 3-D модель силосного складу палива



Згорання палива відбувається в топці котла на рухомій колосниковій решітці, яка переміщується за допомогою гідравлічного привода, при мінімальній подачі первинного повітря. Колосникова решітка виготовлена з високо хромистої сталі. У хвостовій частині топки розташована форсунка, через яку подається вторинне повітря. В результаті цього створюється вихровий рух димових газів, і таким чином досягаються оптимальні умови горіння.

Для запобігання процесу плавлення золи температура згорання пеллет на колосникових решітках підтримується на відносно низькому рівні. Загальний високо-температурний режим в топці котла підтримується за рахунок рециркуляції димових газів у напрямку потоку мультициклону.

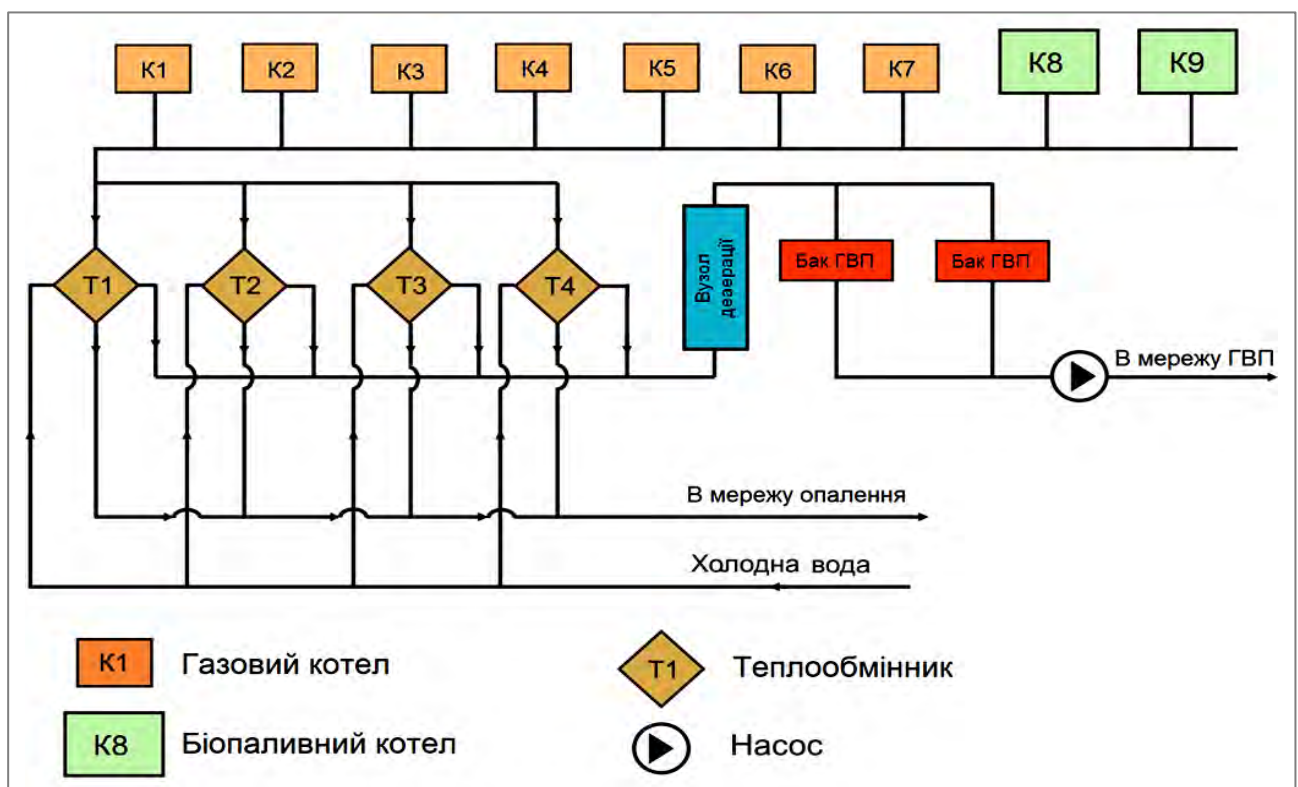
Рециркуляція димового газу підвищує ефективність процесу згорання, за рахунок зменшення необхідної кількості надлишкового повітря в топці і дозволяє помітно поліпшити експлуатаційні показники котлів і знизити викиди оксидів азоту в складі димових газів.

Теплоносій, що циркулює через систему вискоелективного жаротрубного теплообмінника котла, нагрівається димовими газами до встановленої автоматикою котла температури.

Приєднання гідравлічного контуру біопаливної котельні, що проектується за Варіантом 1, передбачається здійснити через групу теплообмінників існуючої котельні. Подальша схема відпуску теплової енергії на ГВП відповідає технологічному процесу існуючої котельні.

На **рисунку 2.2.1.2** представлена умовна схема приєднання біопаливної котельні до існуючої системи ГВП.

Рисунок 2.2.1.2. Умовна схема приєднання біопаливної котельні до системи ГВП



Очищення котла (камери згорання і жаротрубного теплообмінника) відбувається в автоматичному режимі без виведення його з експлуатації за допомогою сажних повітрорудок.

Зола, що утворюється на колосниковій решітці в процесі згорання палива, за допомогою конвеєру автоматичної системи золовидалення транспортується до контейнеру золозбірника. Застосування спеціальної системи вологості дозволяє уникнути високої концентрації пилу в приміщенні котельні.

На **рисунку 2.2.1.3** представлений зовнішній вигляд конвеєру для автоматичного видалення золи.

Рисунок 2.2.1.3. Зовнішній вигляд конвеєру для автоматичного видалення золи



Для максимального очищення вихідних димових газів від твердих дрібнодисперсних часток золи (пилу) використовується мультициклон. Понад 60% пилу, що проходить через мультициклон, відокремлюється від димового газу. Зола з мультициклону автоматично транспортується в контейнер золозбірника. Можливе додаткове використання електрофільтрів.

Очищені димові гази за допомогою димотягу потрапляють до димової труби та виводяться в атмосферне повітря. Електричний привід димотягу обладнаний частотним перетворювачем, який регулює продуктивність приводу в залежності від необхідної тяги.

При нормальній роботі котельня забезпечує мінімальні викиди в атмосферу, які не перевищують допустимі норми.

Обладнання біопаливної котельні **працює в автоматичному режимі без постійної присутності технічного персоналу.**

Автоматизація технологічного процесу забезпечує роботу біопаливної котельні в безперервному режимі. Керування біопаливною котельною в цілому здійснюється за допомогою автоматизованої системи диспетчерського керування технологічним процесом (АСДК ТП).

Ефективність біопаливної котельні досягається за рахунок використання котельного обладнання з високим ККД (близько 88%) і автоматикою керування технологічних процесів виробництва теплової енергії.

2.2.2. Вибір майданчика розміщення біопаливної котельні

Основне обладнання біопаливної котельні, що проектується за **Варіантом 1**, розміщується в новозбудованій будівлі енергоблоку. Споруди автоматичного сховища палива споруджуються в безпосередній близькості до енергоблоку на відстані приблизно 10 м (необхідно для влаштування ланцюгового конвеєру подачі палива під нахилом).

Габаритні розміри споруд, що входять до складу біопаливної котельні (за даними компанії HoSt B.V.):

- будівля енергоблоку – 20 x 25 м, висота 15 м;
- територія для складу палива – 17 x 25 м.

Виходячи з наявності резерву території котельні по вул. Цитрусова, 9, розміщення споруд біопаливної котельні пропонується здійснити на вільній від забудови ділянці в межах існуючої території котельні.

Вибране місце розташування біопаливної котельні забезпечить можливість використання існуючих під'їзних шляхів для транспортування палива.

На **рисунку 2.2.2.1** приведено план орієнтовного розміщення біопаливної котельні на фрагменті супутникової зйомки території котельні по вул. Цитрусова, 9.

Рисунок 2.2.2.1. План орієнтовного розміщення біопаливної котельні на фрагменті супутникової зйомки території котельні по вул. Цитрусова, 9



2.2.3. План виробництва теплової енергії

Виробництво теплової енергії біопаливною котельнею (БПК) на потреби ГВП залежить від обсягу споживання гарячої води з урахуванням втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія.

Для розрахунків річний обсяг виробництва теплової енергії біопаливною котельнею на потреби ГВП прийнятий за базовим значенням, який відповідає фактичному значенню відпуску теплової енергії на ГВП існуючою котельнею. Розрахунок базового рівня відпуску теплової енергії на потреби ГВП приведений у **підрозділі 1.3.2.**

В **таблиці 2.2.3.1** приведені загальні технічні дані розрахунку проекту будівництва біопаливної котельні за **Варіантом 1.**

Таблиця 2.2.3.1. Технічні дані розрахунку проекту будівництва біопаливної котельні за **Варіантом 1**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вихідні дані* ¹		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючою котельнею	Гкал/рік	38 860,0
1.2	Корисний відпуск теплової енергії на ГВП	Гкал/рік	34 306,0
1.3	Втрати теплової енергії в мережі	Гкал/рік	4 554,0
1.4	Розрахункове середньорічне теплове навантаження на ГВП	Гкал/год	4,6
2	Технічні показники БПК		
2.1	Встановлена теплова потужність	Гкал/год	4,3
2.2	Потужність електрообладнання	кВт	87,5
2.3	Питома витрата пеллет (при вологості 10%)	кг/Гкал	290,8
3	Експлуатаційні показники БПК		
3.1	Річний фонд робочого часу	год/рік	8 000
3.2	Потенціал виробництва теплової енергії	Гкал/рік	34 3943,8
3.3	Середньорічний коефіцієнт використання потужності		0,93
3.4	Розрахункове виробництво теплової енергії	Гкал/рік	31 998,0
3.5	Розрахункове споживання пеллет	т/рік	9 303,4
3.6	Розрахункове споживання електроенергії на власні потреби	тис. кВт-год/рік	651,2

*¹ – розрахунок за даними Концерну «МТМ» по котельні по вул. Цитрусова, 9 за 2012 р.

Теплова потужність біопаливної котельні обрана таким чином, щоб забезпечити виробництво теплової енергії на потреби ГВП у базовому режимі з середньорічним коефіцієнтом використання потужності біопаливної котельні не менше 0,9.

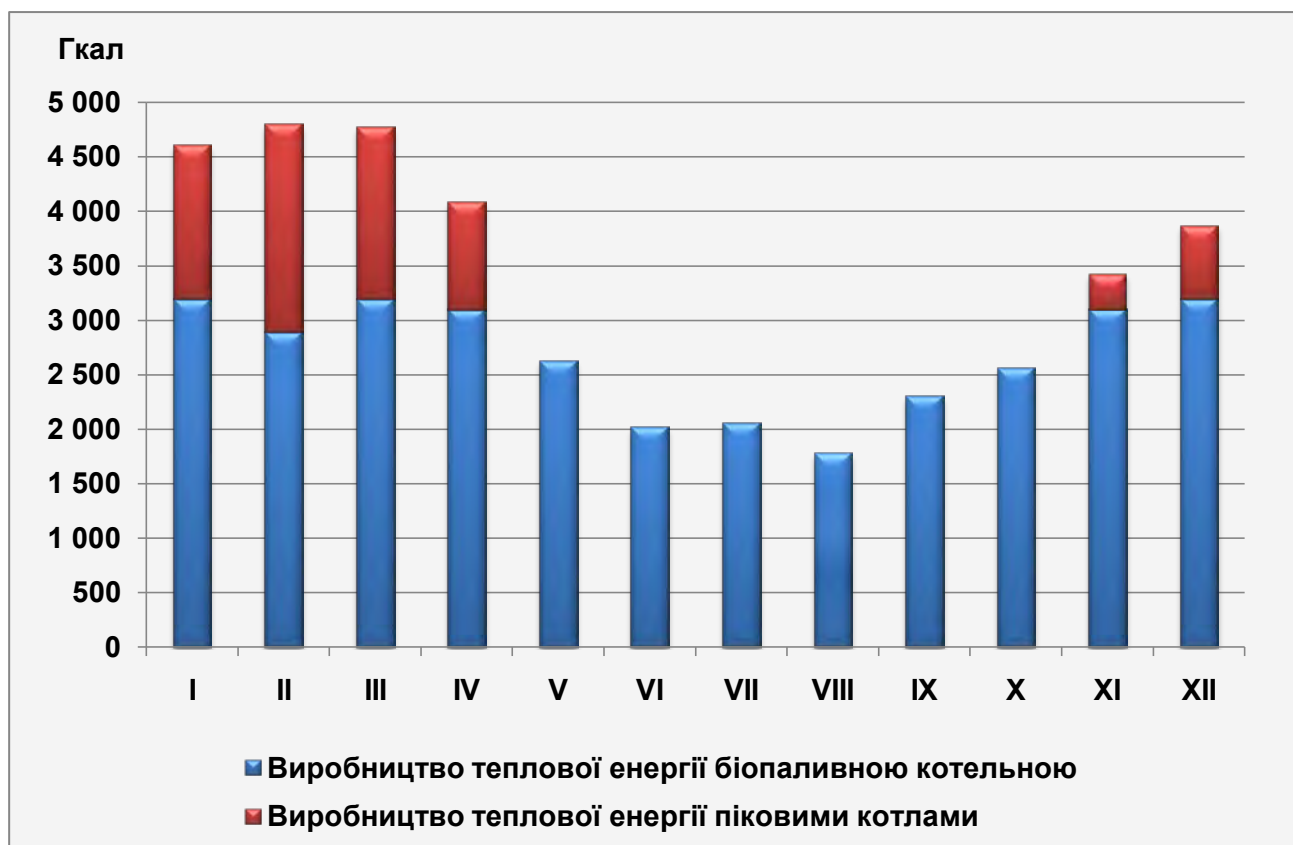
В запропонованій схемі за рахунок біопаливної котельні покривається до 82% від загальної потреби споживачів в тепловій енергії на ГВП. Для забезпечення покриття повної потреби споживачів в гарячому водопостачанні, а також для надійності ГВП, існуючу газову котельню передбачається використовувати в якості резервного джерела теплової енергії в опалювальний період року та аварійного джерела теплової енергії в неопалювальний період року.

В **таблиці 2.2.3.2** і на **рисунку 2.2.3.1** приведений очікуваний розподіл виробництва теплової енергії біопаливною котельнею, що проектується за **Варіантом 1**, на річному інтервалі часу з помісячним кроком.

Таблиця 2.2.3.2. Очікуваний розподіл виробництва теплової енергії БПК, що проектується за **Варіантом 1**, на річному інтервалі часу

№	Місяці року		Існуюча котельня			БПК
			Корисний відпуск ТЕ на ГВП	Втрати ТЕ в мережах	Загальний відпуск ТЕ на ГВП	Виробництво ТЕ на ГВП
	Назва	Познач.	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Січень	I	4 065	540	4 604	3 199
2	Лютий	II	4 236	562	4 798	2 889
3	Березень	III	4 210	559	4 768	3 199
4	Квітень	IV	3 603	478	4 082	3 095
5	Травень	V	2 316	307	2 623	2 623
6	Червень	VI	1 777	236	2 013	2 013
7	Липень	VII	1 816	241	2 057	2 057
8	Серпень	VIII	1 565	208	1 772	1 772
9	Вересень	IX	2 034	270	2 303	2 303
10	Жовтень	X	2 254	299	2 553	2 553
11	Листопад	XI	3 020	401	3 421	3 095
12	Грудень	XII	3 412	453	3 865	3 199
Всього			34 306	4 554	38 860	31 998

Рисунок 2.2.3.1. Очікуваний розподіл виробництва теплової енергії БПК, що проектується за **Варіантом 1**, на річному інтервалі часу



2.3. Опис проекту за Варіантом 2

Згідно **Варіанту 2** передбачається модернізація котельні по вул. Цитрусова, 9 шляхом будівництва теплоелектроцентралі (ТЕЦ) тепловою потужністю 4,3 Гкал/год та електричною потужністю 1,2 МВт_е, що використовує в якості палива гранульоване біопаливо (пеллети).

2.3.1. Опис технологічного процесу

До складу біопаливної ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, входить наступне основне обладнання:

- автоматичний паровий біопаливний котлоагрегат;
- парова турбіна;
- електрогенератор (6 кВ);
- автоматичне сховище палива силосного типу;
- система автоматичної подачі палива в топку котлоагрегата;
- система автоматичного очищення вихідних (димових) газів;
- система автоматичного золовидалення.

Детальний перелік і склад основного та допоміжного обладнання ТЕЦ приведені в **таблиці 4.1.1.2 в підрозділі 4.1.1.**

Паливні пеллети зберігаються в автоматичному сховищі силосного типу, що становить собою ємності з днищем конічної форми. Форма днища та висота опор силосного складу забезпечують оптимальні умови вивантаження палива самопливом на ланцюговий транспортер, який подає паливо в котельну установку. Зверху покрівля має горловину для завантаження палива. Завантаження силосного складу відбувається за допомогою механічного транспортера з приймального лотка, що дозволяє приймати паливо насипом. Конструкція силосу виключає потрапляння в силос атмосферних опадів та забезпечує оптимальний вологісний режим зберігання гранульованого палива.

Згорання палива відбувається в топці котлоагрегата на рухомій колосниковій решітці, яка переміщується за допомогою гідравлічного привода, при мінімальній подачі первинного повітря. Колосникова решітка виготовлена з високо хромистої сталі. У хвостовій частині топки розташована форсунка, через яку подається вторинне повітря. В результаті цього створюється вихровий рух димових газів, і таким чином досягаються оптимальні умови горіння.

Для запобігання процесу плавлення золи температура згорання пеллет на колосникових решітках підтримується на відносно низькому рівні. Загальний температурний режим (+925...+975 С) в топці котлоагрегата підтримується за рахунок рециркуляції димових газів у напрямку потоку мультициклону.

Рециркуляція димового газу підвищує ефективність процесу згорання, за рахунок зменшення необхідної кількості надлишкового повітря в топці і дозволяє помітно по-

ліпшити експлуатаційні показники котлоагрегата і знизити викиди оксидів азоту в складі димових газів.

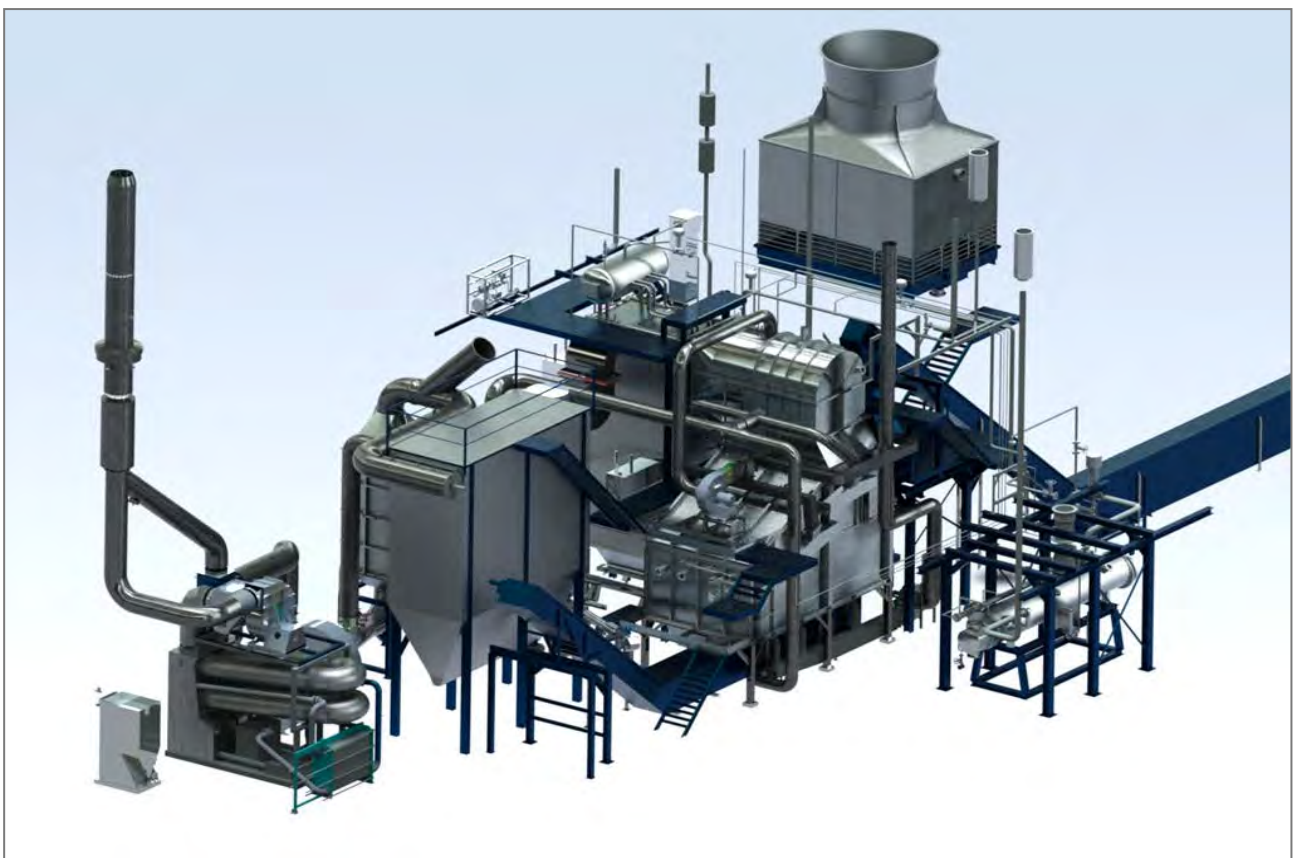
До складу котлоагрегата входить вертикальний подвійний водотрубний теплообмінник високого тиску з пароперегрівачем. Вода, що циркулює через вертикальний подвійний водотрубний теплообмінник, нагрівається димовими газами до утворення перегрітої пари. Перегріта пара має температуру приблизно +450 °С та тиск 55 бар. З метою підвищення ефективності додатково встановлюється економайзер.

Пара приводить в обертальний рух парову турбіну, яка поєднана з ротором електричного генератора. Механічна енергія обертання ротора електричного генератора перетворюється в електричну енергію перемінного струму. Максимальне виробництво електроенергії досягається шляхом комбінації використання пари високого тиску та ефективної парової турбіни.

Вироблена електрична енергія, за винятком тієї, що споживається на власні потреби ТЕЦ, передається до енергетичної системи.

На **рисунку 2.3.1.1** представлено 3D-вигляд біопаливної ТЕЦ.

Рисунок 2.3.1.1. 3D-вигляд біопаливної ТЕЦ*¹



*¹ – рисунок 3D-вигляду біопаливної ТЕЦ отриманий за люб'язної згоди компанії HoSt B.V., The Netherlands

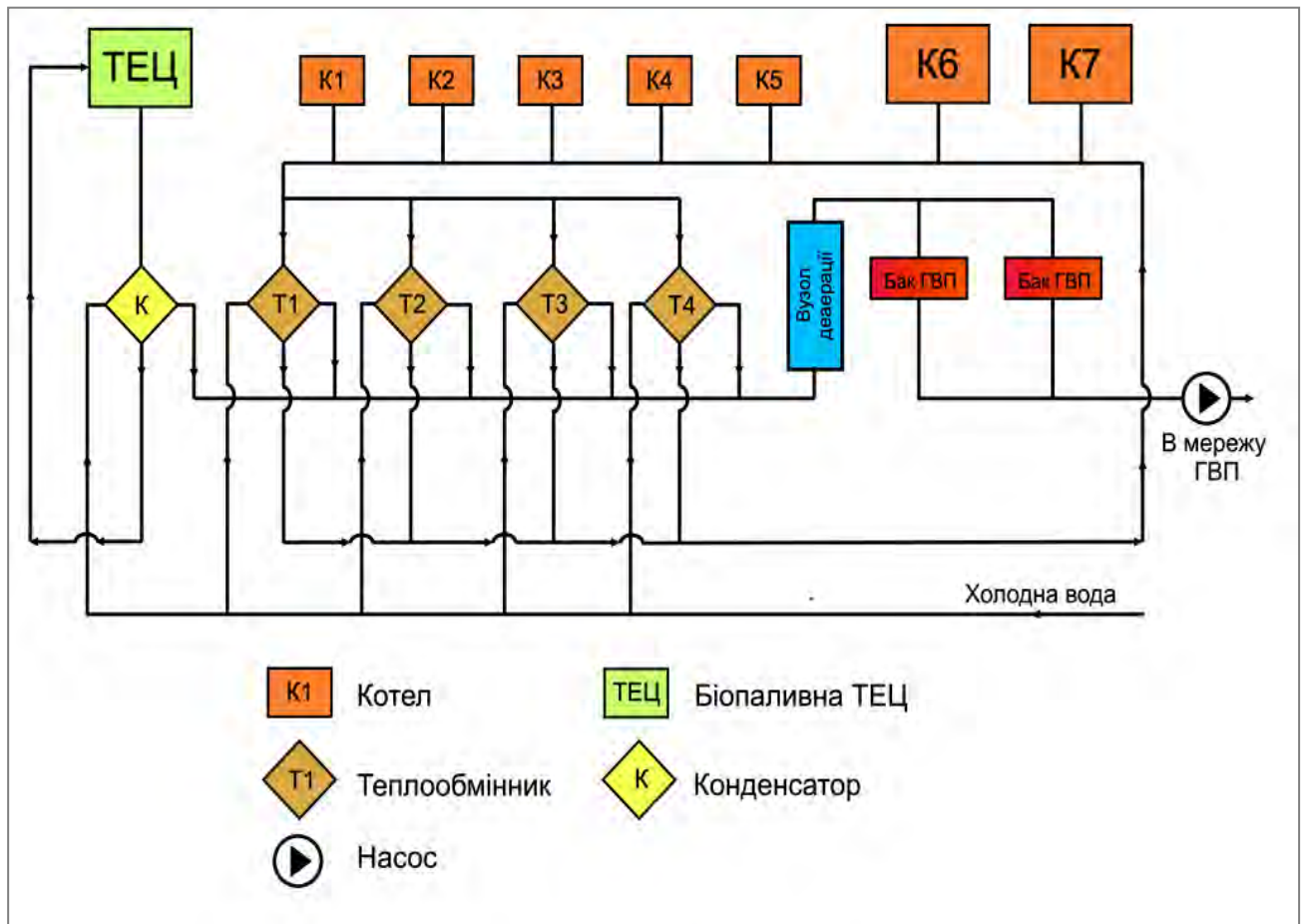
Після турбіни пара конденсується у вакуумному конденсаторі, підігрівачу холодної води. Конденсат з конденсатора парової турбіни направляється в деаератор (входить до складу ТЕЦ) для видалення розчинених O_2 і CO_2 . Після деаератора вода за допомогою насосів підживлення надходить до парового котла.

Схема технологічного процесу біопаливної ТЕЦ наведена у **додатку D**.

Підігріта вода надходить до існуючої деаераційної установки (входить до складу існуючої котельні) і далі через баки-акумулятори в мережу ГВП.

На **рисунку 2.3.1.2** представлена умовна схема приєднання біопаливної ТЕЦ до існуючої системи ГВП.

Рисунок 2.3.1.2. Умовна схема приєднання біопаливної ТЕЦ до системи ГВП



Очищення котлоагрегата (топки, водотрубного теплообмінника, економайзера) відбувається під високим тиском в автоматичному режимі без виведення його з експлуатації за допомогою сажопродувачів.

Зола, що утворюється на колосниковій решітці в процесі згорання палива, за допомогою конвеєру автоматичної системи золовидалення транспортується до контейнеру золозбірника. Застосування спеціальної системи контролю вологості дозволяє уникнути високої концентрації пилу в приміщенні ТЕЦ.

Для максимального очищення вихідних димових газів від твердих дрібнодисперсних часток золи (пилу) використовується мультициклон. Понад 60% пилу, що проходить через мультициклон, відокремлюється від димового газу. Зола з мультициклону автоматично транспортується в контейнер золозбірника.

Очищені димові гази за допомогою димотягу потрапляють до димової труби та виводяться в атмосферне повітря. Електричний привід димотягу обладнаний частотним перетворювачем, який регулює продуктивність приводу в залежності від необхідної тяги.

При нормальній роботі біопаливна ТЕЦ забезпечує мінімальні викиди в атмосферу, які не перевищують допустимі норми.

Обладнання біопаливної ТЕЦ **працює в автоматичному режимі без постійної присутності технічного персоналу.**

Автоматизація технологічного процесу забезпечує роботу біопаливної ТЕЦ в безперервному режимі. Керування біопаливною ТЕЦ в цілому здійснюється за допомогою автоматизованої системи диспетчерського керування технологічним процесом (АСДК ТП).

Ефективність біопаливної ТЕЦ досягається за рахунок використання котельного обладнання з високим ККД (близько 88%), автоматикою керування технологічних процесів комбінованого виробництва теплової та електричної енергії.

2.3.2. Вибір майданчика розміщення біопаливної ТЕЦ

Основне обладнання біопаливної ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, розміщується в новозбудованій будівлі енергоблоку. Споруди автоматичного сховища палива споруджуються в безпосередній близькості до енергоблоку на відстані приблизно 10 м (необхідно для влаштування ланцюгового конвеєру подачі палива під нахилом).

Габаритні розміри споруд, що входять до складу біопаливної котельні (за даними компанії HoSt B.V.):

- будівля енергоблоку – 45 x 25 м, висота 18 м;
- територія для складу палива – 17 x 25 м.

Виходячи з наявності резерву території котельні по вул. Цитрусова, 9, розміщення споруд біопаливної ТЕЦ пропонується здійснити на вільній від забудови ділянці в межах існуючої території котельні.

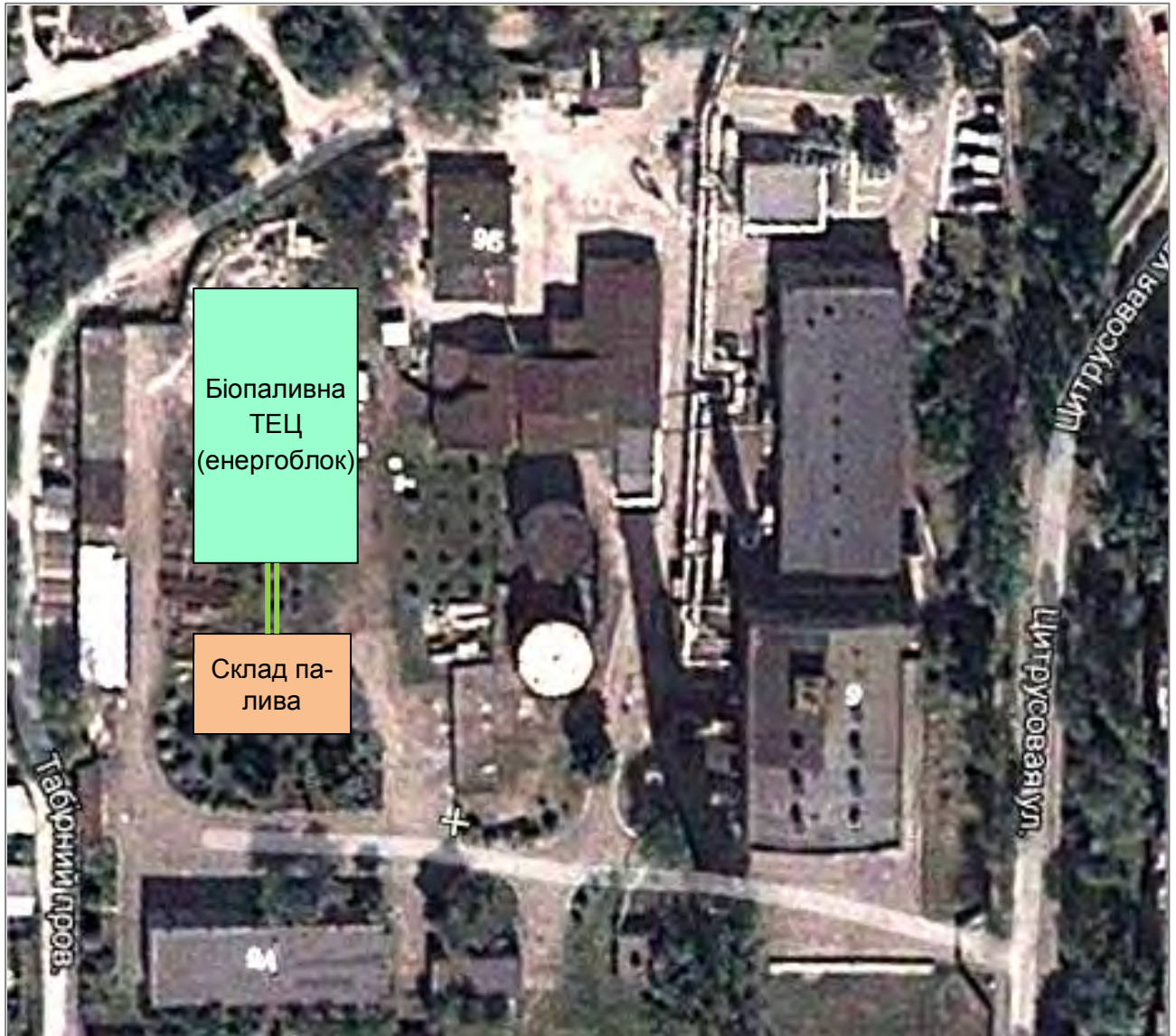
Вибране місце розташування біопаливної ТЕЦ забезпечить можливість використання існуючих під'їзних шляхів для транспортування палива.

Приєднання біопаливної ТЕЦ до електричної мережі енергосистеми пропонується здійснити за допомогою існуючої розподільчої підстанції РП-25, що розташована на території котельні. Попередньо, на етапі підготовки впровадження проекту, необхідно виконати оцінку технічної можливості використання існуючої розподільчої підстанції РП-25.

Більш детальні питання приєднання біопаливної ТЕЦ до електричної мережі енергосистеми передбачається вирішувати на проектному рубежі.

На **рисунку 2.3.2.1** приведено план орієнтовного розміщення біопаливної ТЕЦ на фрагменті супутникової зйомки території котельні по вул. Цитрусова, 9.

Рисунок 2.3.2.1. План орієнтовного розміщення біопаливної ТЕЦ на фрагменті супутникової зйомки території котельні по вул. Цитрусова, 9



2.3.3. План виробництва теплової та електричної енергії

Пріоритетним завданням для біопаливної ТЕЦ є забезпечення покриття базової потреби у тепловій енергії на гаряче водопостачання споживачів. У зв'язку з чим обсяги виробництва електричної енергії залежать від характеру виробництва теплової енергії на ГВП.

Виробництво теплової енергії біопаливною ТЕЦ на потреби ГВП залежить від обсягу споживання гарячої води з урахуванням втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія.

Для розрахунків річний обсяг виробництва теплової енергії біопаливною ТЕЦ на потреби ГВП прийнятий за базовим значенням, який відповідає фактичному значенню відпуску теплової енергії на ГВП існуючою котельнею по вул. Цитрусова, 9. Розрахунок базового рівня відпуску теплової енергії на потреби ГВП приведений у підрозділі 1.3.2.

В таблиці 2.3.3.1 приведені загальні технічні дані розрахунку проекту будівництва біопаливної ТЕЦ за **Варіантом 2**.

Таблиця 2.3.3.1. Технічні дані розрахунку проекту будівництва біопаливної ТЕЦ за **Варіантом 2**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вихідні дані* ¹		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючою котельнею	Гкал/рік	38 860,0
1.2	Корисний відпуск теплової енергії на ГВП	Гкал/рік	34 306,0
1.3	Втрати теплової енергії в мережі	Гкал/рік	4 554,0
1.4	Розрахункове середньорічне теплове навантаження на ГВП	Гкал/год	4,6
2	Технічні показники ТЕЦ		
2.1	Встановлена теплова потужність біопаливної ТЕЦ	МВт _т	5,0
		Гкал/год	4,3
2.2	Встановлена електрична потужність біопаливної ТЕЦ	МВт _е	1,2
2.3	Потужність електрообладнання ТЕЦ	кВт	109,4
2.4	Питома витрата пеллет (при вологості 10%)	кг/Гкал	363,4
3	Експлуатаційні показники БПК		
3.1	Річний фонд робочого часу	год/рік	8 200
3.2	Потенціал виробництва теплової енергії	Гкал/рік	35 253,7
3.3	Середньорічний коефіцієнт використання потужності		0,91
3.4	Розрахункове виробництво теплової енергії	Гкал/рік	31 998,0
3.5	Розрахункове виробництво електричної енергії	тис. кВт·год/рік	8 838,2
3.6	Розрахункове споживання електроенергії на власні потреби	тис. кВт·год/рік	814,0
3.7	Розрахунковий відпуск електроенергії	тис. кВт·год/рік	8 024,2
3.8	Розрахункове споживання пеллет	т/рік	11 629,2

*¹ – розрахунок за даними Концерну «МТМ» по котельні по вул. Цитрусова, 9 за 2012 р.

Теплова потужність біопаливної ТЕЦ обрана таким чином, щоб забезпечити базове виробництво теплової енергії на потреби ГВП з середньорічним коефіцієнтом використання потужності біопаливної котельні не менше 0,9.

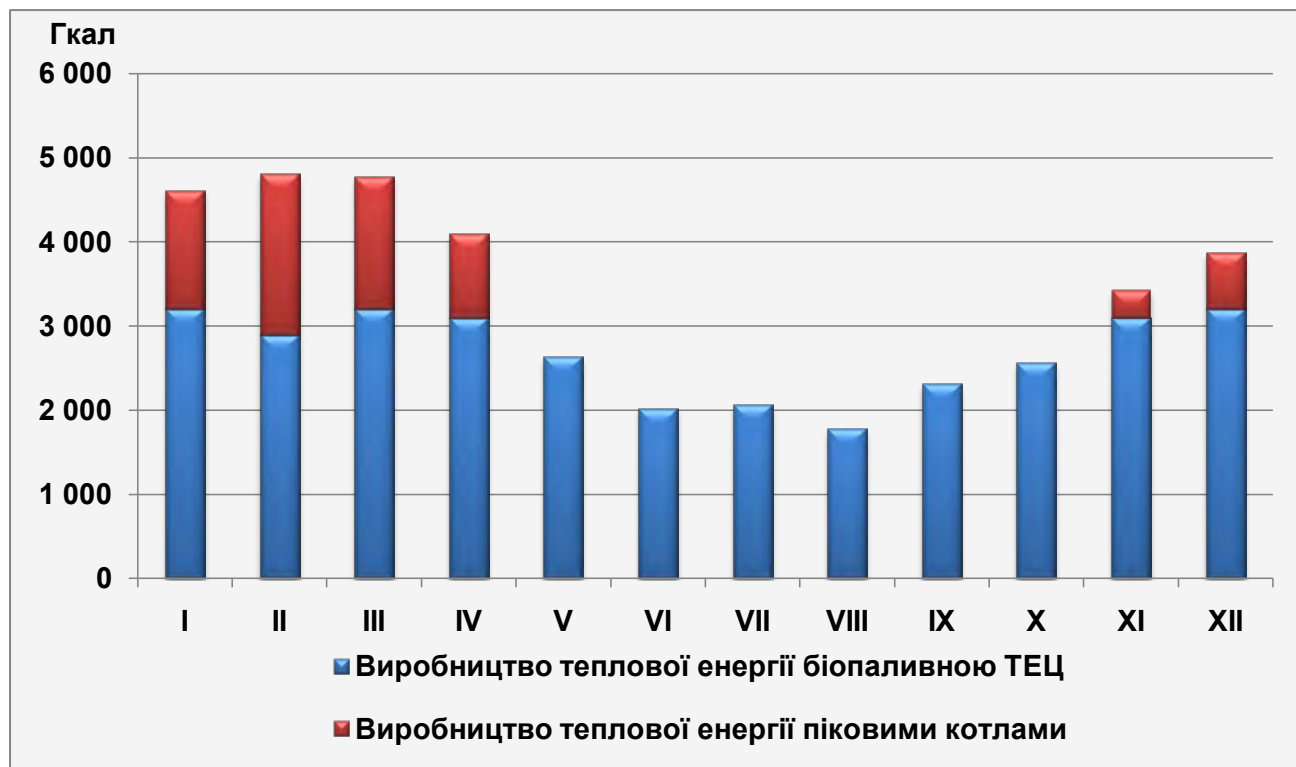
В запропонованій схемі за рахунок біопаливної ТЕЦ покривається до 82% від загальної потреби споживачів в тепловій енергії на ГВП. Для забезпечення покриття повної потреби споживачів в гарячому водопостачанні, а також для надійності ГВП, існуючу газову котельню передбачається використовувати в якості резервного джерела теплової енергії в опалювальний період року та аварійного джерела теплової енергії в неопалювальний період року.

В таблиці 2.3.3.2 і на **рисунку 2.3.3.1**, приведений очікуваний розподіл виробництва теплової енергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, на річному інтервалі часу з помісячним кроком.

Таблиця 2.3.3.2. Очікуваний розподіл виробництва теплової енергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, на річному інтервалі часу

№	Місяці року		Існуюча котельня			ТЕЦ
			Корисний відпуск ТЕ на ГВП	Втрати ТЕ в мережах	Загальний відпуск ТЕ на ГВП	Виробництво ТЕ на ГВП
	Назва	Познач.	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Січень	I	4 065	540	4 604	3 199
2	Лютий	II	4 236	562	4 798	2 889
3	Березень	III	4 210	559	4 768	3 199
4	Квітень	IV	3 603	478	4 082	3 095
5	Травень	V	2 316	307	2 623	2 623
6	Червень	VI	1 777	236	2 013	2 013
7	Липень	VII	1 816	241	2 057	2 057
8	Серпень	VIII	1 565	208	1 772	1 772
9	Вересень	IX	2 034	270	2 303	2 303
10	Жовтень	X	2 254	299	2 553	2 553
11	Листопад	XI	3 020	401	3 421	3 095
12	Грудень	XII	3 412	453	3 865	3 199
Всього			34 306	4 554	38 860	31 998

Рисунок 2.3.3.1. Очікуваний розподіл виробництва теплової енергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, на річному інтервалі часу



В таблиці 2.3.3.3 і на **рисунок 2.3.3.2**, приведений очікуваний розподіл відпуску електроенергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за Варіантом 2, на річному інтервалі часу з помісячним кроком.

Таблиця 2.3.3.3. Очікуваний розподіл відпуску електроенергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, на річному інтервалі часу

№	Місяць року		Виробництво електроенергії тис. кВт·год	Споживання електроенергії на власні потреби тис. кВт·год	Відпуск електроенергії тис. кВт·год
	Назва	Познач.			
1	Січень	I	883	81	802
2	Лютий	II	798	74	724
3	Березень	III	883	81	802
4	Квітень	IV	855	79	776
5	Травень	V	725	67	658
6	Червень	VI	556	51	505
7	Липень	VII	568	52	516
8	Серпень	VIII	490	45	444
9	Вересень	IX	636	59	578
10	Жовтень	X	705	65	640
11	Листопад	XI	855	79	776
12	Грудень	XII	883	81	802
Всього			8 838	814	8024

Рисунок 2.3.3.2. Очікуваний розподіл відпуску електроенергії біопаливною ТЕЦ, що проектується за **Варіантом 2**, на річному інтервалі часу



2.4. Система диспетчеризації

Для здійснення оперативного контролю режимів роботи біопаливної котельні (біопаливної ТЕЦ) передбачається створення автоматизованої системи диспетчерського керування технологічним процесом (АСДК ТП), яка вирішує завдання дистанційного моніторингу, автоматичного керування роботою обладнання, а також обліку енергоресурсів.

Впровадження АСДК ТП дозволить скоротити трудові витрати та виключити «людський фактор» із складу цих операцій.

Основні функції АСДК ТП біопаливної котельні (біопаливної ТЕЦ):

- контроль стану та працездатності обладнання;

- контроль параметрів технологічного процесу;
- керування обладнанням та технологічним процесом;
- оперативне виявлення аварійних і предаварійних ситуацій;
- облік виробництва теплової і електричної енергії;
- облік споживання енергоресурсів;
- збір, зберігання та аналіз поточної інформації;
- отримання достовірної інформації в режимі реального часу;
- зручність експлуатації;
- доступ з мережі Інтернет.

Диспетчеризація здійснюється оператором з головного пульта керування. Стан обладнання і виникнення позаштатних ситуацій відображається на графічному дисплеї за допомогою програми візуалізації технологічних процесів.

2.5. Технічне обслуговування

Для коректної та ефективної експлуатації обладнання біопаливної котельні (біопаливної ТЕЦ) необхідно забезпечити належне періодичне технічне обслуговування. Обсяг технічного обслуговування і ремонту біопаливної котельні (біопаливної ТЕЦ) визначається необхідністю підтримки працездатного стану обладнання.

До технічного обслуговування біопаливної котельні (біопаливної ТЕЦ) відносяться наступні заходи:

- періодичний огляд обладнання за встановленим графіком;
- оцінка технічного стану основного обладнання, контроль за дотриманням експлуатаційних показників;
- випробування, регулювання і налагодження обладнання;
- обслуговування захисної, контрольної та виміральної автоматики;
- оперативне вирішення питань працездатності обладнання у випадку виникнення несправностей.

Таблиця 2.5.1. Періодичність виконання робіт з технічного обслуговування біопаливних котлів

Найменування	Періодичність
очищення простору топки котла	автоматично
очищення колосникових решіток	автоматично
очищення теплообмінних поверхонь від попелу і сажі	автоматично
видалення золи з контейнеру золозбірника	не рідше одного разу в 3-5 днів
очищення димоходу	один раз в рік
очищення фільтра механічної очистки	один раз на 6 місяців

Роботи з технічного обслуговування обладнання ТЕЦ проводяться відповідно до «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж», а також інструкції з експлуатації.

3. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 1

Інвестиційний проект ІП-7 за **Варіантом 1** передбачає модернізацію районної котельні по вул. Цитрусова, 9 шляхом будівництва біопаливної котельні для ГВП на відновлювальному виді палива – гранульованому біопаливі (пеллетах) місцевого походження.

3.1. Економічний аналіз проекту

3.1.1. Оцінка капітальних витрат

Інвестиції для даного проекту умовно складаються із наступних груп:

- прямі інвестиції;
- інвестування в підготовку проекту.

Прямі інвестиції спрямовані на придбання нового обладнання, комплектуючих частин, матеріалів, виконання будівельних робіт, а також додаткові витрати: доставку, встановлення та налагоджування обладнання. Інвестування в підготовку проекту спрямовані на забезпечення та супровід проекту, на розробку проектної документації.

У розділі виконана оцінка орієнтовного рівня капітальних витрат на будівництво біопаливної котельні, що отриманий шляхом підсумовування складових всіх витрат на обладнання та роботи. Оцінка капітальних витрат зроблена на основі аналізу комерційної пропозиції від компанії HoSt B.V. (**Додаток С**). Детально вартість реалізації проекту визначається на стадії робочого проектування.

Результати розрахунків загальної орієнтованої вартості інвестицій в модернізацію по **Варіанту 1** наведено в **таблиці 3.1.1.1**.

Таблиця 3.1.1.1. Загальна орієнтована вартість інвестицій в модернізацію по **Варіанту 1**, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обладнання, матеріали, комплектуючі	тис. грн	21 023,4
2	Будівництво будівлі котельні, складу палива, підведення комунікацій	тис. грн	10 350,0
3	Монтажні роботи	тис. грн	4 743,8
4	Пусконалагоджувальні роботи	тис. грн	1 150,0
5	Проектні роботи	тис. грн	4 472,1
	Всього	тис. грн	41 739,3

В **таблиці 3.1.1.2** приведено склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 1**.

Таблиця 3.1.1.2. Склад основного та додаткового обладнання для Варіанту 1

№	Найменування	Од. виміру	Кількість
1	Сховище і система подачі палива		
1.1	Сховище палива силосного типу (150 м³)	шт.	2
1.2	Приймальний лоток	шт.	2
1.3	Система завантаження палива до силосу	шт.	2
1.4	Ланцюговий конвеєр	шт.	2
1.5	Система подачі палива до топки котла (для 2-х котлів)	шт.	2
2	Біопаливна котельня		
2.1	Автоматичний водогрійний котел HoSt	шт.	2
2.2	Пристрій приймання палива	шт.	2
2.3	Ланцюговий конвеєр для вологої золи	шт.	2
2.4	Сажна повітродувка для очищення котла	шт.	2
2.5	Система рециркуляції димових газів	шт.	2
2.6	Димосос	шт.	2
2.7	Система очищення димових газів (мультициклон)	шт.	2
2.8	Димова труба	шт.	2
2.9	Ізоляційні матеріали	к-кт	2
2.10	Матеріали і комплектуючі	к-кт	2
3	Диспетчерська система		
3.1	Система дистанційного керування технологічним процесом	к-кт	1
3.2	Система контролю і візуалізації Siemens	к-кт	1
3.3	Система SCADA	к-кт	1
3.4	Додаткові матеріали, кабелі	к-кт	1

3.1.2. Оцінка експлуатаційних витрат

До складу експлуатаційних витрат входять наступні економічні складові:

- витрати на енергоресурси;
- витрати на транспортування палива;
- витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання, на матеріали
- витрати на заробітну плату персоналу.

Результати розрахунків загальних експлуатаційних витрат наведені у таблицях:

У таблиці 3.1.2.1 наведено розрахунок загальних експлуатаційних витрат.

У таблиці 3.1.2.2 наведено розрахунок витрат на паливо.

У таблиці 3.1.2.3 наведено розрахунок витрат на транспортування палива.

У таблиці 3.1.2.4 наведено розрахунок витрат на електроенергію.

Таблиця 3.1.2.1. Експлуатаційні витрати, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість палива	тис. грн/рік	11 146,9
2	Витрати на транспортування палива	тис. грн/рік	153,5
3	Витрати на електроенергію	тис. грн/рік	672,3
4	Витрати на технічне обслуговування	тис. грн/рік	1 868,8
5	Заробітна плата персоналу	тис. грн/рік	235,2
Всього		тис. грн/рік	14 076,7

Таблиця 3.1.2.2. Витрати на паливо, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на пеллети	грн/т	1 198,2
2	Обсяг споживання пеллет	т/рік	9 303,4
	Вартість пеллет	тис. грн/рік	11 146,9

Таблиця 3.1.2.3. Витрати на транспортування палива, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обсяг палива	т/рік	9 303,4
2	Тариф на транспортування палива	грн/т	16,5
	Витрати на транспортування палива	тис. грн/рік	153,5

Таблиця 3.1.2.4. Витрати на електроенергію, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на електроенергію	грн/кВт·год	1 032,4
2	Потужність електрообладнання на власні потреби	кВт	87,5
3	Коефіцієнт завантаження обладнання		0,93
4	Фонд робочого часу	год	8 000
5	Споживання електроенергії на власні потреби	кВт·год	651,2
	Вартість витрат на електроенергію	тис. грн/рік	672,3

Витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання на поточному етапі визначаються розрахунковим методом, як фіксована частка від вартості основного та допоміжного обладнання. Остаточний річний обсяг витрат визначається на етапі впровадження проекту за уточненими даними від виробників або постачальників обладнання. В таблиці 3.1.2.5 наведені дані розрахунків витрат на обслуговування і ремонт обладнання.

Таблиця 3.1.2.5. Витрати на технічне обслуговування, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість обладнання	тис. грн	21 023,4
2	Розрахунковий коефіцієнт	рік ⁻¹	0,089
	Вартість витрат на технічне обслуговування	тис. грн/рік	1 868,8

В таблиці 3.1.2.6 наведені дані розрахунків витрат на заробітну плату персоналу.

Таблиця 3.1.2.6. Витрати на заробітну плату персоналу, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Заробітна плата одного спеціаліста	грн/міс.	3 500
2	Норматив нарахування на заробітну плату		0,40
3	Нарахування на заробітну плату	грн/міс.	1 400
4	Заробітна плата з нарахуваннями (місяць)	грн/міс.	4 900
5	Заробітна плата з нарахуваннями (рік)	грн/рік	58 800
6	Кількість спеціалістів		4
	Витрати на заробітну плату	тис. грн/рік	235,2

3.1.3. Оцінка економічного ефекту

Економічний ефект від впровадження проекту очікується за рахунок зниження вартості виробництва теплової енергії для гарячого водопостачання споживачів. Обсяг економічного ефекту розраховується як різниця доходу від впровадження проекту та експлуатаційних витрат на виробництво теплової енергії біопаливною котельнею.

Розрахунок доходу від впровадження проекту базується на очікуваному зниженні споживання природного газу існуючою котельнею на виробництво теплової енергії для ГВП споживачів.

В таблиці 3.1.1.3 наведені дані розрахунку доходу, що очікується від впровадження модернізації за **Варіантом 1**.

Таблиця 3.1.1.3. Розрахунок доходу, що очікується від впровадження **Варіанта 1**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вихідні дані		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючою котельнею	Гкал/рік	38 859,9
1.2	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючою котельнею	тис. м ³ /рік	5 277,0
1.3	Тариф на природний газ (середньозважений, 98% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м ³	1 144,3
2	Впровадження проекту		
2.1	Відпуск теплової енергії на ГВП біопаливними котлами	Гкал/рік	31 997,9
2.2	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими газовими котлами	Гкал/рік	6 862,0
2.3	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими газовими котлами	тис. м ³ /рік	931,8
3	Дохід від заміщення природного газу		
3.1	Обсяги заміщення природного газу	тис. м³/рік	4 345,2
3.2	Вартість заміщеного природного газу, без ПДВ	тис. грн/рік	4 972,3

Попередня оцінка ефективності проекту виконана за спрощеною методикою без урахування індексації вартості енергоносіїв шляхом визначення простого строку окупності проекту. Це найбільш простий метод оцінки проекту, при котрому розраховується період часу, протягом якого вигоди від проекту будуть рівними витратам на проект.

Період повернення грошей (T_o) розраховується наступним чином:

$$T_o = C_{кв} / (C_d - C_{ев}), \text{ рік,}$$

де: $C_{кв}$ – капітальні витрати, тис. грн;

C_d – дохід від впровадження проекту, тис. грн/рік;

$C_{ев}$ – вартість експлуатаційних витрат, тис. грн/рік.

Дані розрахунків економічної ефективності проекту та визначення періоду простої окупності наведені у **таблиці 3.1.1.4**.

Таблиця 3.1.1.4. Розрахунок економічного ефекту, що очікується від впровадження проекту по **Варіанту 1**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
	<i>Дохідна частина</i>		
1	Дохід від заміщення природного газу	тис. грн/рік	4 972,3
	<i>Видаткова частина</i>		
2	Капітальні витрати	тис. грн	41 739,3
3	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	14 076,7
	<i>Ефективність</i>		
4	Економічний ефект	тис. грн/рік	-9 104,4
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
5	Період простої окупності	рік	немає

Для довідки, додатково виконані розрахунки періоду простої окупності для такого сценарію впровадження проекту, коли передбачається реалізація механізму залучення субсидій держави на покриття витрат на реалізацію проектів з підвищення енергетичної ефективності у сфері споживання теплової енергії населенням.

Дані розрахунків приблизного обсягу коштів, що можуть бути отримані при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту наведені у **таблиці 3.1.1.5**. Дані розрахунків періоду простої окупності проекту з урахуванням механізму залучення субсидій держави на покриття витрат наведені у **таблиці 3.1.1.6**.

Таблиця 3.1.1.5. Дані розрахунків приблизного обсягу коштів, що можуть бути отримані при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³	4 345,2
2	Тариф на природний газ для споживачів категорії «Бюджет», без ПДВ	грн/тис. м ³	3 913,2
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 98% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м ³	1 144,3
4	Різниця тарифів на природний газ	грн/тис. м ³	2 768,9
5	Обсяг субсидії	тис. грн	12 031,2

Таблиця 3.1.1.6. Розрахунок економічного ефекту, що очікується від впровадження проекту по **Варіанту 1** (при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту)

№	Найменування	Од. вим.	Значення
	<i>Дохідна частина</i>		
1	Дохід від заміщення природного газу	тис. грн/рік	4 972,3
2	Зменшення витрат за рахунок субсидії	тис. грн	12 031,2
	<i>Видаткова частина</i>		
3	Капітальні витрати	тис. грн	41 739,3
4	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	14 076,7
	<i>Ефективність</i>		
5	Економічний ефект	тис. грн/рік	2 926,8
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
6	Період простої окупності	рік	14,3

3.2. Фінансовий аналіз проекту

Фінансовий аналіз та модель реалізації проекту мають ціль продемонструвати фінансовий вплив запропонованого інвестиційного проекту на стан міського бюджету, виявити всі пов'язані з проектом експлуатаційні зміни, виявити всі відмінності порівняно з ситуацією до реалізації проекту.

При проведенні фінансового аналізу виконавець приймає припущення, виходячи із базової ситуації по основним макроекономічним показникам (рівень інфляції, обмінні курси, ставка амортизації, зростання заробітної плати, та ін.).

Зріст цін на паливо приймається згідно з прогнозом, що викладено в **підрозділі 1.4.**

Фінансування проекту передбачається реалізувати за рахунок залучення позикових коштів. Опис схеми фінансування наведено в **підрозділі 3.2.2.**

3.2.1. Аналіз фінансових показників проекту

Методика розрахунку фінансових показників проекту базується на концепції часової вартості грошей і заснована на наступних принципах:

- Оцінка ефективності використання капіталу, що інвестується виробляється шляхом порівняння грошового потоку, який формується в процесі реалізації інвестиційного проекту і початкової інвестиції.
- Грошовий потік та капітал, що інвестується, приводяться до року початку реалізації проекту.
- Процес дисконтування грошових потоків розробляється по ставках дисконту, які визначаються особливостями інвестиційних проектів.
- У розрахунках враховується ріст тарифів на природний газ, електричну й теплову енергію на основі прогнозного сценарію, розробленого енергосервісною компанією «Екологічні Системи».

Ефективність інвестицій визначається на розрахунковому періоді щорічно за наступними показниками:

- Чистий інтегральний дисконтований дохід (NPV);
- Дисконтований строк окупності (DPP);
- Внутрішня норма рентабельності (IRR).

Інвестиції вважаються ефективними, якщо грошовий потік проекту достатній для повернення початкової суми капітальних вкладень і забезпечення необхідної віддачі на вкладений капітал. Для розрахунку показників приймається бар'єрна ставка (коефіцієнт дисконтування), що враховує ризик проекту. Коефіцієнт дисконтування для даного проекту приймається в розмірі 7%. (середня ставка ЄБРР для муніципальних проектів). У **таблиці 3.2.1.1** наведені вихідні дані для розрахунків.

Таблиця 3.2.1.1. Вихідні дані для розрахунків

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Дата початку проекту		2018
2	Період дії проекту	рік	20
3	Капітальні витрати	тис. грн	41 739
4	Обсяги економії газу	Гкал	4 345
5	Обсяги споживання пеллет	тонн	9 303
6	Споживання електроенергії	тис. кВт·год	651
7	К дисконтування		7%
8	Сума кредиту	тис. грн	41 739
9	Період повернення кредиту	рік	12
10	Відсотки по кредиту	%	5,0
11	Відстрочка платежів по кредиту	рік	2

Результати розрахунків наведені у таблицях:

У **таблиці 3.2.1.3** наведено звіт про рух грошових коштів.

У **таблиці 3.2.1.4** наведені витрати на розрахунки по кредиту.

У **таблиці 3.2.1.5** наведено розрахунок показників ефективності.

У **таблиці 3.2.1.6** зведені дані розрахунків фінансових показників.

На **рисунку 3.2.1.1** приведено графік NPV.

На **рисунку 3.2.1.2** приведена динаміка розрахунку за кредитом.

В **таблиці 3.2.1.2** наведені підсумкові дані розрахунків фінансових показників проекту.

Таблиця 3.2.1.2. Основні фінансові показники проекту

№	Найменування	Позначення	Од. вим.	Значення
1	Капітальні вкладення	Ск	тис. грн	41 739
2	Строк життя проекту	Тр	років	20
3	Коефіцієнт дисконтування	Кд	%	7%
4	Позикові кошти	Сп	тис. грн	41 739
5	Чистий дисконтований дохід	NPV	тис. грн	37 967
6	Дисконтований строк окупності	DPP	років	11,6
7	Внутрішня норма рентабельності	IRR	%	14,5%
8	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	NPVQ		0,91

Висновки за даними розрахунків показників проекту наступні:

- Чистий дисконтований дохід має позитивне значення ($NPV > 0$);
- Внутрішня норма рентабельності більше ставки дисконтування ($IRR > Кд$),
- Проект вважається привабливим для інвестування.

Таблиця 3.2.1.3. Звіт про рух грошових коштів

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Рядок		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	сума
Споживання																						
Зменшення споживання газу	тис. м³		4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	82 559
Споживання електроенергії	тис. кВт-год	0,0	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	651,2	12 373,5
Споживання пеллет	тонн	0,0	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	9 303	176 764
Грошові притоки																						
Вартість економії	тис. грн	0,0	11 614	15 640	17 931	20 575	23 613	25 949	29 281	30 743	32 279	34 001	35 699	37 482	39 355	41 321	43 385	45 554	47 832	50 224	52 735	635 214
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	0,0	8 373	5 844	4 005	3 740	0	0	0													21 962
Всього притоки		0,0	19 987	21 484	21 936	24 315	23 613	25 949	29 281	30 743	32 279	34 001	35 699	37 482	39 355	41 321	43 385	45 554	47 832	50 224	52 735	657 175
Грошові відтоки																						
Повернення кредиту	тис. грн	-2 087	-2 087	-6 052	-5 843	-5 635	-5 426	-5 217	-5 009	-4 800	-4 591	-4 383	-4 174	0	0	0	0	0,0	0,0			-55 305
Виробничі витрати	тис. грн	0	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-2 257	-42 892
Вартість електроенергії	тис. грн	0,0	-843	-945	-1 039	-1 143	-1 214	-1 275	-1 339	-1 406	-1 477	-1 551	-1 629	-1 710	-1 796	-1 886	-1 981	-2 080	-2 184	-2 293	-2 408	-30 200
Вартість пеллет	тис. грн	0,0	-13462	-14 134	-14 840	-15 587	-16 361	-17 182	-18 037	-18 943	-19 894	-20 893	-21 942	-23 043	-24 200	-25 415	-26 691	-28 026	-29 427	-30 899	-32 444	-411 420
Всього відтоки	тис. грн	-2 087	-18650	-23 388	-23 980	-24 622	-25 258	-25 932	-26 642	-27 406	-28 219	-29 084	-30 002	-27 011	-28 254	-29 559	-30 930	-32 364	-33 869	-35 449	-37 109	-539 816
Баланс (приток+ відток)	тис. грн	-2 087	1 337	-1 904	-2 044	-307	-1 645	17	2 638	3 337	4 060	4 917	5 697	10 471	11 101	11 762	12 455	13 191	13 963	14 774	15 626	117 359
Розподіл економії																						
Повернення кредиту	тис. грн	2 087	2 087	6 052	5 843	5 635	5 426	5 217	5 009	4 800	4 591	4 383	4 174	0	0	0	0	0	0	0	0	55 305
Доходи компанії	тис. грн	0	802	0	0	0	0	10	1 583	2 002	2 436	2 950	3 418	6 283	6 660	7 057	7 473	7 914	8 378	8 864	9 375	75 208
Зменшення вартості	тис. грн	0	535	0	0	0	0	7	1 055	1 335	1 624	1 967	2 279	4 188	4 440	4 705	4 982	5 276	5 585	5 910	6 250	50 138
Додаткові витрати на кредит	тис. грн	2 087	0	1 904	2 044	307	1 645	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 987

Таблиця 3.2.1.4. Витрати на розрахунки по кредиту

Рядок		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сума
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Сума кредиту	тис. грн	41 739,3												41739,3
Погашення основної суми заборгованості	тис. грн	0,0	0,0	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	4 173,9	41739,3
Заборгованість по кредиту	тис. грн	41 739,3	41 739,3	37 565,3	33 391,4	29 217,5	25 043,6	20 869,6	16 695,7	12 521,8	8 347,9	4 173,9	0,0	0,0
Відсотки по кредиту	тис. грн	2 087,0	2 087,0	1 878,3	1 669,6	1 460,9	1 252,2	1 043,5	834,8	626,1	417,4	208,7	0,0	13565,3
Всього платежі	тис. грн	2 087,0	2 087,0	6 052,2	5 843,5	5 634,8	5 426,1	5 217,4	5 008,7	4 800,0	4 591,3	4 382,6	4 173,9	55304,5

Таблиця 3.2.1.5. Розрахунок показників ефективності

Рядок		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	сума	
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034		
Дохід від діяльності	тис. грн		3 424	4 148	3 800	5 328	3 781	5 235	7 647	8 137	8 651	9 300	9 871	10 471	11 101	11 762	12 455	13 191	13 963	14 774	15 626	172 663	
Капітальні витрати	тис. грн	-41 739																					
Грошові потоки проекту	тис. грн	-41 739	3 424	4 148	3 800	5 328	3 781	5 235	7 647	8 137	8 651	9 300	9 871	10 471	11 101	11 762	12 455	13 191	13 963	14 774	15 626	130 924	
Загальний дохід проекту (PV)	тис. грн	-41 739	-38 315	-34 167	-30 367	-25 039	-21 258	-16 024	-8 377	-240	8 411	17 711	27 582	38 053	49 154	60 916	73 371	86 561	100 524	115 298	130 924	130 924,1	
Простий термін окупності (PP)	рік										9,0											9,0	
Коефіцієнт дисконтування		1,00	0,93	0,87	0,82	0,76	0,71	0,67	0,62	0,58	0,54	0,51	0,48	0,44	0,41	0,39	0,36	0,34	0,32	0,30	0,28		
Дисконтований грошовий потік	тис. грн	-41 739	3 200	3 623	3 102	4 064	2 696	3 488	4 762	4 736	4 706	4 727	4 690	4 649	4 606	4 561	4 514	4 468	4 420	4 371	4 321	37 967	
Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	-41 739	-38 539	-34 916	-31 814	-27 750	-25 054	-21 566	-16 804	-12 068	-7 362	-2 635	2 055	6 704	11 311	15 872	20 386	24 854	29 275	33 646	37 967	37 967	
Дисконтований термін окупності (DPP)	рік														11,6							11,6	

Таблиця 3.2.1.6. Зведені дані розрахунків фінансових показників

№	Найменування	Позначення	Одиниці вимірювання	Значення
1	Чистий дисконтований дохід	NPV	тис. грн	37 967
2	Дисконтований строк окупності	DPP	років	11,6
3	Внутрішня норма рентабельності	IRR	%	14,5%
4	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	NPVQ		0,91

Рисунок 3.2.1.1. Графік NPV

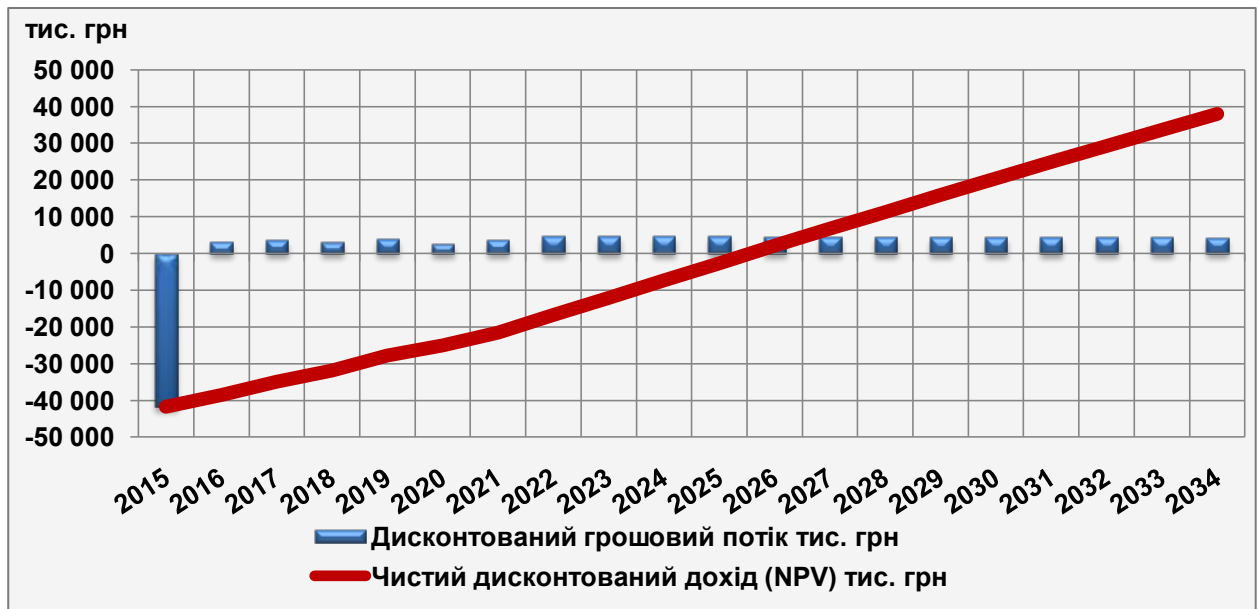
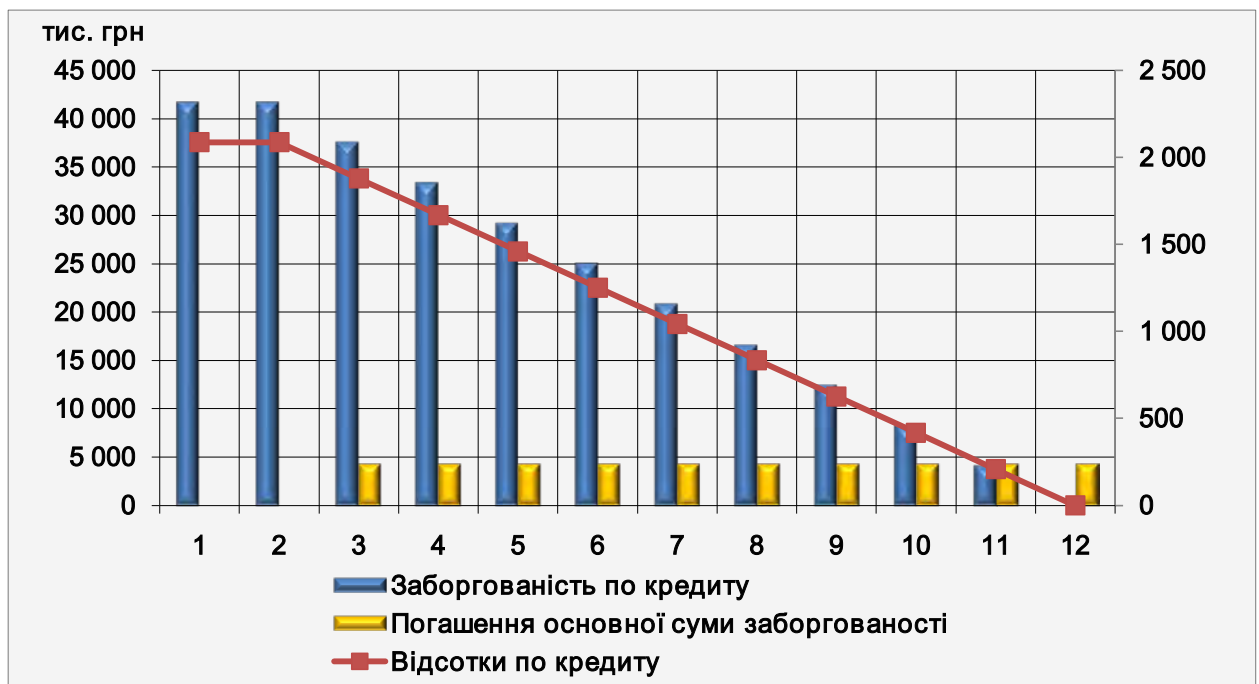


Рисунок 3.2.1.2. Динаміка розрахунків за кредитом



3.2.2. Схема фінансування проекту

Інвестиційний проект відноситься до розряду середньострокових і потребує значних коштів для його реалізації. Залучення коштів на реалізацію такого роду проекту можливо як за рахунок власних коштів підприємства так і за рахунок запозичень у великих міжнародних фінансових інститутах та іноземних державних установах, таких як Світовий банк, МФК, ЄБРР, ЄІБ, КФВ, за умови наявності муніципальної або державної гарантії.

Для реалізації проекту в якості оператора проекту може бути задіяна одна із наступних організацій:

- **Теплопостачальна компанія** (Концерн МТМ). Підприємство є власником об'єктів модернізації. Концерн є головним теплопостачальним підприємством міста. Недоліком концерну для залучення коштів є значні борги за газ.
- **Новостворена спеціалізована компанія ЗЕА** (Запорізьке Енергетичне Агентство). Пропонується модель Берлінського енергетичного агентства, де засновниками виступили федеральна Земля Берлін, дві потужні енергетичні компанії та державний банківський холдинг KfW. Ця модель дозволяє реалізувати потенціал приватно-публічного партнерства (ППП) що з'єднує можливості трьох структур – муніципалітету, бізнесу та банку. Також слід додати, що Європа майже завершила перехід на цю модель у муніципальному секторі. Недоліком ЗЕА є невипробуваність цієї схеми в Україні. **Концерн МТМ може бути серед засновників ЗЕА, як представник міста.**
- **Приватна компанія (інвестор)**. Муніципалітет, з метою залучення інвестицій для реалізації МЕР, гарантує закордонному або вітчизняному інвестору доступ на ринок послуг теплопостачання міста на належний період, також забезпечує підтримку інвестора перед національним регулятором при погодженні тарифів на теплопостачання. Недоліком є невипробуваність цієї схеми в Україні. Ще один недолік є у тому, що знижується збут теплової енергії для концерну МТМ та його доходність.

Для забезпечення реалізації проекту пропонується фінансова схема, що передбачає використання принципів перформанс-контрактинга і організації робіт на принципах ЕСКО і суттю якої є використання фактичної економії коштів, яка появляється в майбутні періоди після модернізації об'єктів, для залучення та повернення займу.

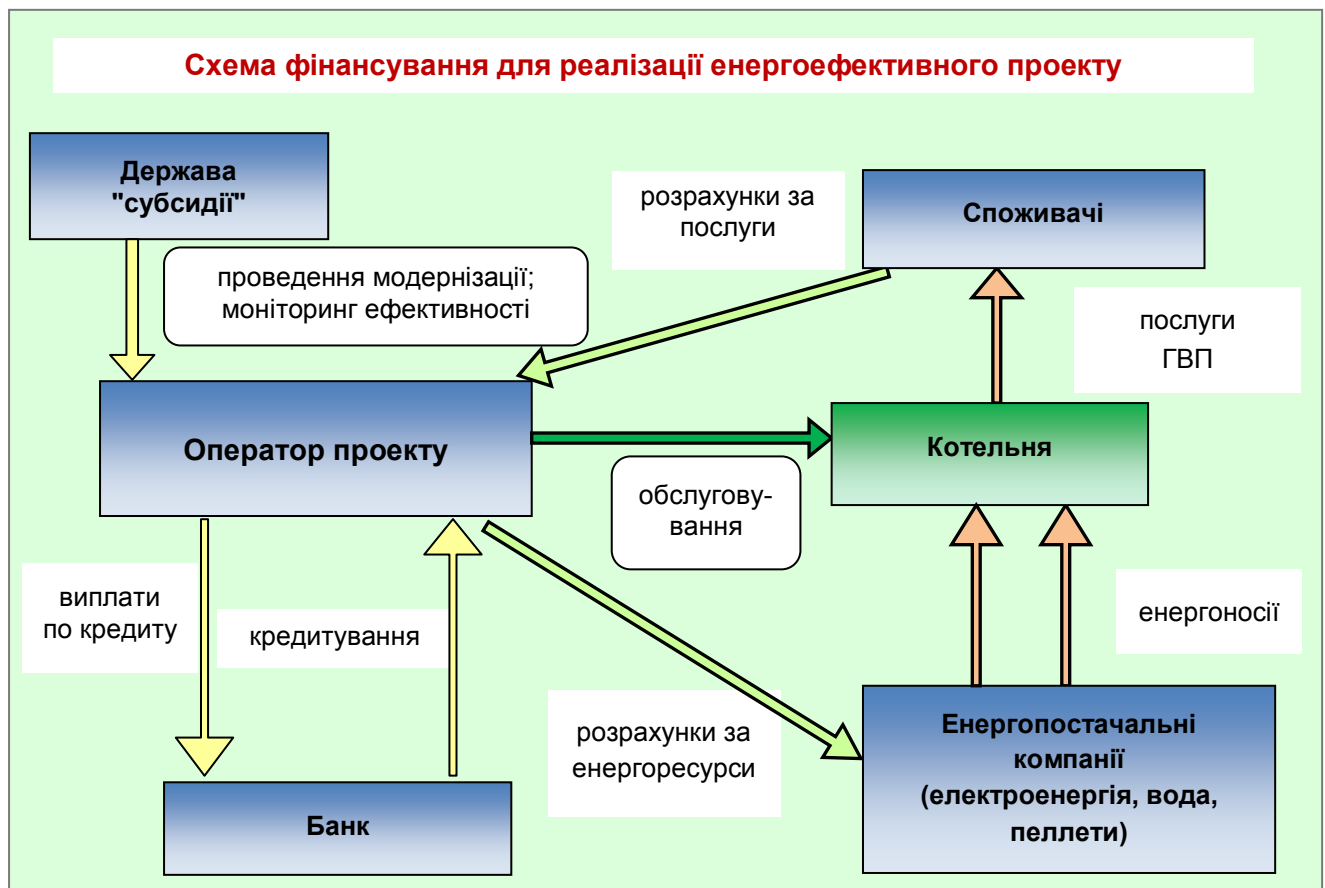
Розрахунки економічних показників показують, що обсяги економії коштів, які очікуються після впровадження проекту, за обраний період життя проекту значно перевищує об'єм інвестицій, необхідних на реалізацію цієї модернізації. Обсяги потоку коштів у період дії проекту забезпечують одночасно і виплати по погашенню займу, і зменшення платежів споживачів за надання послуг ГВП, і виплати доходу "оператору проекту" (у разі залучення до управління проектом сторонньої компанії).

Умови, що необхідні для реалізації фінансової схеми:

- Наявність банку, який згоден надати кредит на 12 років з річною процентною ставкою не вище 7 %.
- Введення принципів перформанс-контрактинга у розрахунках за послуги ГВП. Затвердження базового тарифу на послугу ГВП і забезпечення його незмінності на період життя проекту. Забезпечення використання фактичної економії на погашення боргу та на обслуговування проекту.
- Можливість задіяти механізм залучення додаткових коштів, що направлялися державою для субсидування енергетичних компаній (на покриття різниці закупівельних цін на газ), для покриття витрат на реалізацію проекту.
- Залучення до управління обраного оператора проекту, що забезпечує наступне:
 - Бере кредит і здійснює виплати по займу.
 - Здійснює модернізацію об'єкту теплопостачання.
 - Забезпечує експлуатацію і обслуговування об'єкту.
 - Забезпечує надання послуг з ГВП, отримує кошти за надані послуги.
 - Проводить розрахунки за енергоресурси, забезпечує виділення та розподіл економії.

Фінансова схема показана на **рисунку 3.2.2.1**.

Рисунок 3.2.2.1. Фінансова схема



Графік, що ілюструє динаміку повернення кредиту та надходження доходів від отриманої економії наведено на **рисунку 3.2.2.2**. Для аналізу на рисунку наведено графік чистого доходу, як різниці між економією і витратами.

На **рисунку 3.2.2.3** наведено графік, що ілюструє загальну динаміку руху грошових коштів у відповідності з таблицею "Рух грошових коштів". На рисунку область графіку "економія" відображається як складова з 3 частин, на які вона розподіляється. Для аналізу на рисунку наведено наступні дані про вартість:

- базова лінія, вартість електроенергії при існуючому стані, що буде без проведення модернізації;
- після реалізації, вартість електроенергії, що стане після проведення модернізації;
- повернення кредиту, кошти, що направлені на розрахунки по кредиту;
- доходи компанії, доходи, що залишаються у керуючої компанії;
- зменшення вартості, доходи, що зменшують вартість енергозабезпечення.

Рисунок 3.2.2.2. Графік балансу доходів та витрат

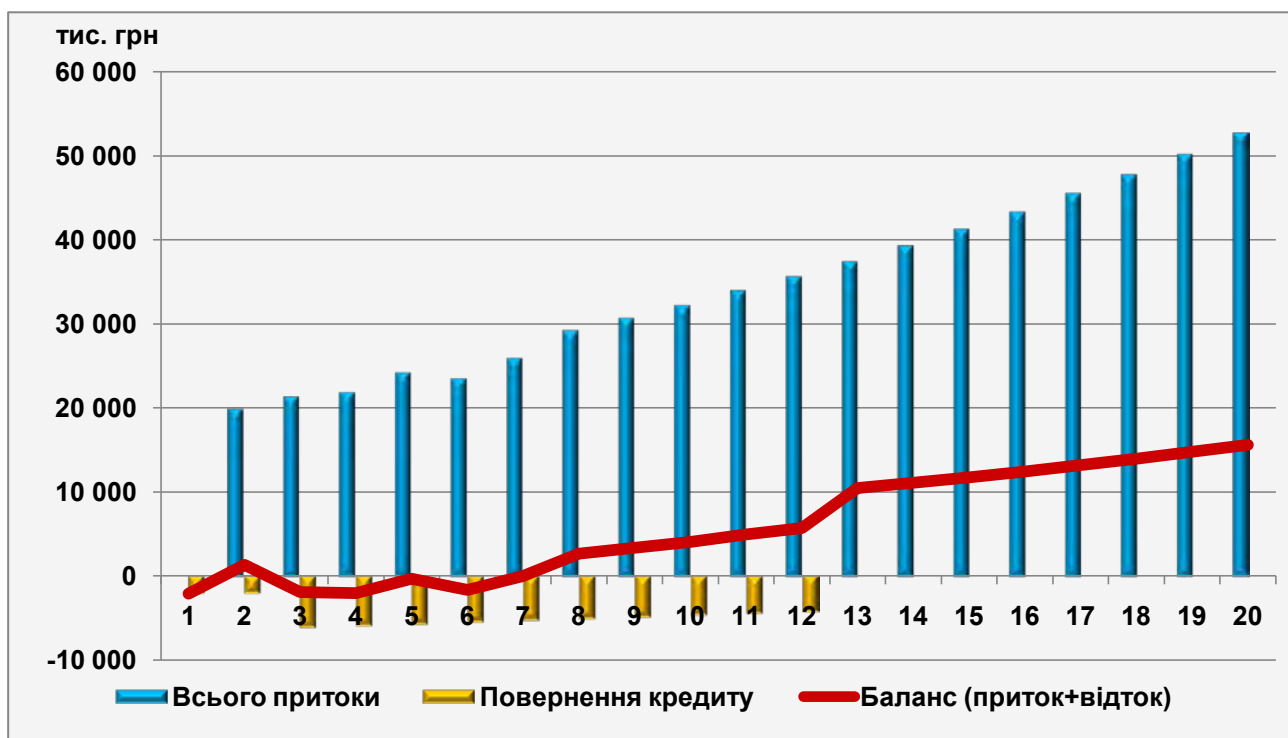
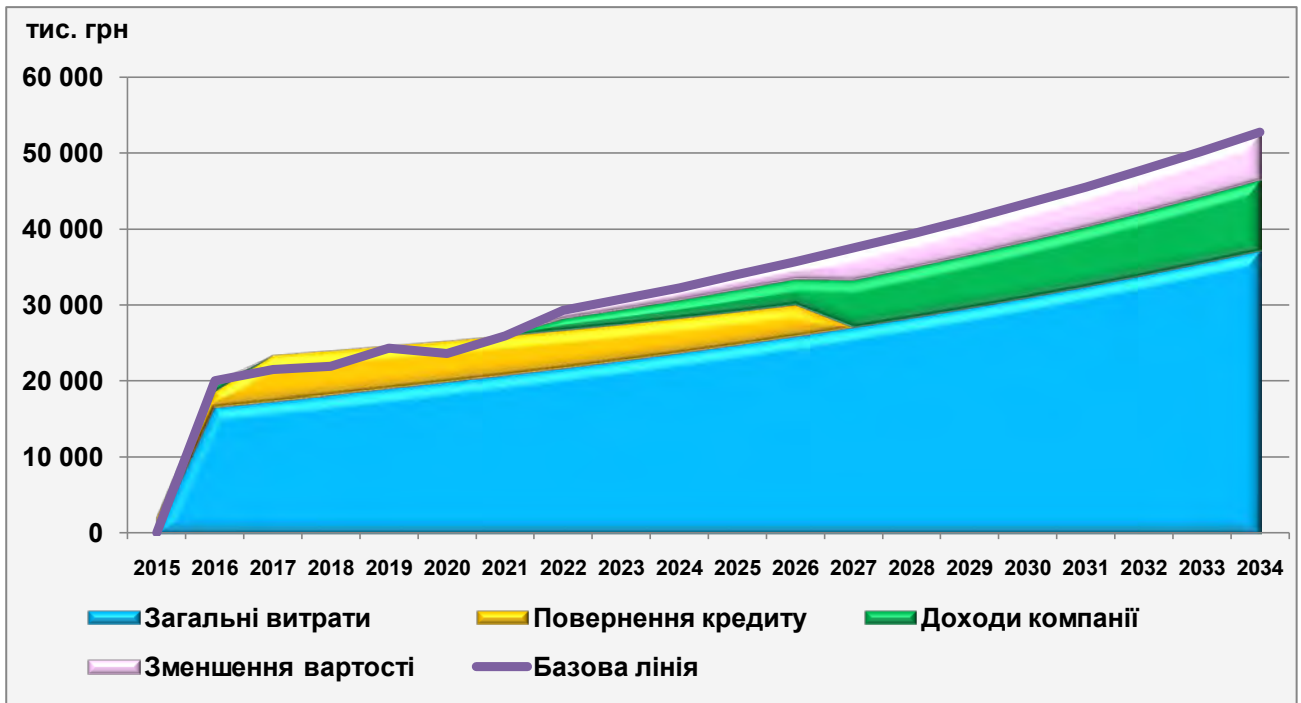


Рисунок 3.2.2.3. Динаміка руху грошових коштів

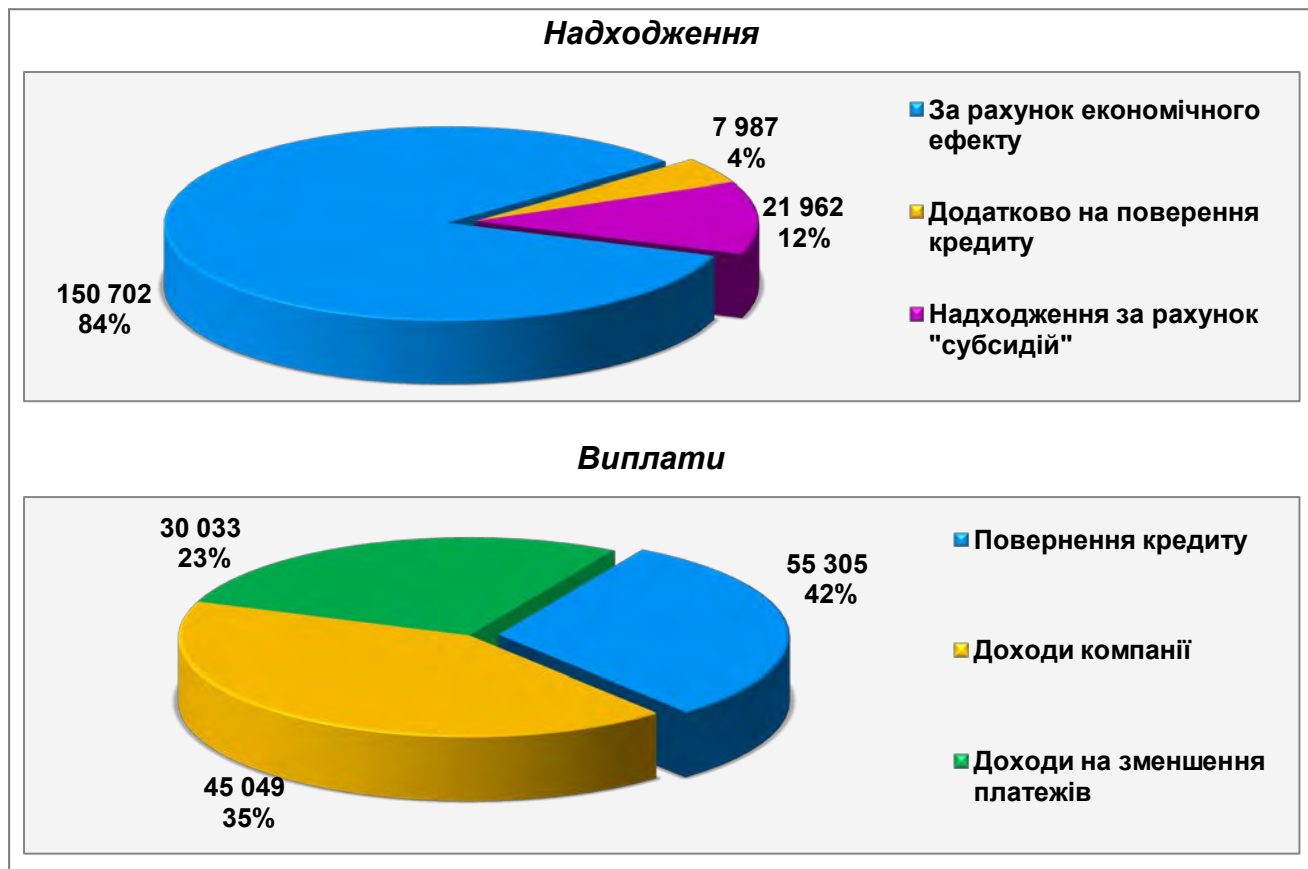


В таблиці 3.2.2.1 наведені дані, що характеризують обсяги коштів які формуються у період дії проекту по основним статтям надходжень та виплат і розподілу платежів. Діаграми на **рисунок 3.2.2.4** схематично ілюструють структуру та співвідношення коштів по статтям надходжень та виплат.

Таблиця 3.2.2.1. Баланс коштів за період дії проекту

Стаття	Одиниці вимірювання	Сума
Надходження		
За рахунок економічного ефекту	тис. грн	150 702
Додатково на повернення кредиту	тис. грн	7 987
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	21 962
Всього	тис. грн	180 650
Виплати		
Повернення кредиту	тис. грн	55 305
Доходи компанії	тис. грн	75 208
Доходи на зменшення платежів	тис. грн	50 138
Всього	тис. грн	180 650

Рисунок 3.2.2.4. Структура та співвідношення коштів по статтям надходжень та виплат

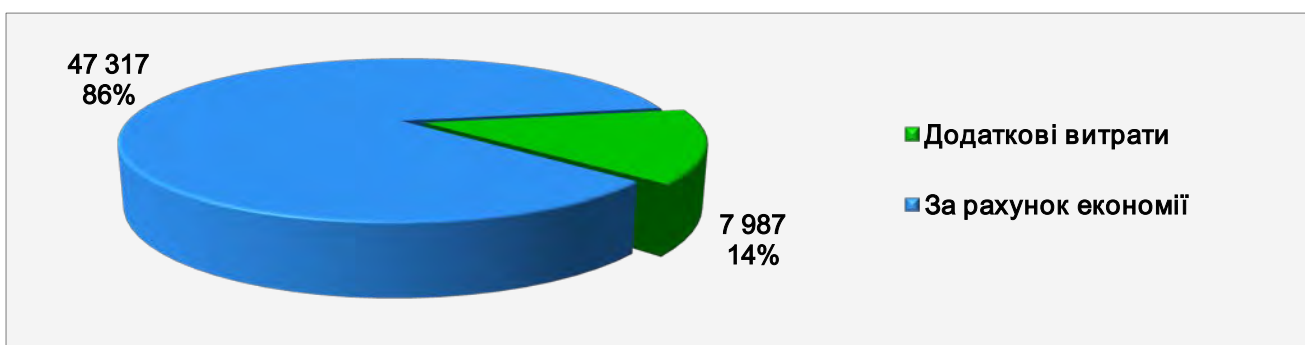


В таблиці 3.2.2.2 і на діаграмі на **рисунку 3.2.2.5** наведені дані, що характеризують обсяги коштів які накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту.

Таблиця 4.1.2.2. Структура джерел коштів, що накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту

Стаття надходжень	Одиниці вимірювання	Сума
Додаткові витрати	тис. грн	7 987
За рахунок економії	тис. грн	47 317
Всього	тис. грн	55 305

Рисунок 3.2.2.5. Структура джерел коштів, що накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту



4. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 2

Інвестиційний проект ІП-7 за **Варіантом 2** передбачає модернізацію районної котельні по вул. Цитрусова, 9 шляхом будівництва біопаливної теплоелектроцентралі (ТЕЦ) для ГВП на відновлювальному виді палива – гранульованому біопаливі (пеллеттах) місцевого походження.

4.1. Економічний аналіз проекту

4.1.1. Оцінка капітальних витрат

Інвестиції для даного проекту умовно складаються із наступних груп:

- прямі інвестиції;
- інвестування в підготовку проекту.

Прямі інвестиції спрямовані на придбання нового обладнання, комплектуючих частин, матеріалів, виконання будівельних робіт, а також додаткові витрати: доставку, встановлення та налагоджування обладнання. Інвестування в підготовку проекту спрямовані на забезпечення та супровід проекту, на розробку проектної документації.

У розділі виконана оцінка орієнтовного рівня капітальних витрат на будівництво біопаливної ТЕЦ, що отриманий шляхом підсумовування складових всіх витрат на обладнання та роботи. Оцінка капітальних витрат зроблена на основі аналізу комерційної пропозиції від компанії HoSt B.V. (**Додаток С**). Детально вартість реалізації проекту визначається на стадії робочого проектування.

Результати розрахунків загальної орієнтованої вартості інвестицій в модернізацію по **Варіанту 2** наведено в **таблиці 4.1.1.1**.

Таблиця 4.1.1.1. Загальна орієнтована вартість інвестицій в модернізацію по **Варіанту 2**, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обладнання, матеріали, комплектуючі	тис. грн	63 250,0
2	Будівництво будівлі ТЕЦ, складу палива, підведення комунікацій	тис. грн	10 350,0
3	Монтажні роботи	тис. грн	4 744,8
4	Пусконаладжувальні роботи	тис. грн	3 378,1
5	Проектні роботи	тис. грн	9 807,6
	Всього	тис. грн	91 528,5

В **таблиці 4.1.1.2** приведено склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 2**.

Таблиця 4.1.1.2. Склад основного та додаткового обладнання для Варіанту 2

№	Найменування	Од. вим.	Кількість
1	Сховище і система подачі палива		
1.1	Сховище палива силосного типу (150 м³)	шт.	2
1.2	Приймальний лоток	шт.	2
1.3	Система завантаження палива до силосу	шт.	2
1.4	Ланцюговий конвеєр	шт.	2
1.5	Система подачі палива до топки котельної установки	шт.	1
2	Котлоагрегат		
2.1	Автоматичний паровий котел HoSt	шт.	1
2.2	Пристрій приймання палива	шт.	1
2.3	Ланцюговий конвеєр для вологої золи	шт.	1
2.4	Економайзер	шт.	1
2.5	Сажна повітродувка для очищення котлоагрегату	шт.	1
2.6	Система рециркуляції димових газів	шт.	1
2.7	Димосос	шт.	1
2.8	Система очищення димових газів (мультициклон)	шт.	1
2.9	Димова труба	шт.	1
2.10	Ізоляційні матеріали	к-кт	1
2.11	Матеріали і комплектуючі	к-кт	1
3	Турбоагрегат		
3.1	Парова турбіна	шт.	1
3.2	Електричний генератор (6 кВ)	шт.	1
3.3	Паровий конденсатор	шт.	1
3.4	Живильний насос	шт.	2
3.5	Конденсатний насос	шт.	2
3.6	Деаератор	шт.	1
3.7	Блок очищення води	шт.	1
3.8	Паропроводи та інші трубопроводи	к-кт	1
3.9	Ізоляційні матеріали	к-кт	1
4	Диспетчерська система		
4.1	Система контролю і візуалізації Siemens	к-кт	1
4.2	Система SCADA	к-кт	1
4.3	Система дистанційного керування технологічним процесом	к-кт	1
4.4	Додаткові матеріали, кабелі	к-кт	1

4.1.2. Оцінка експлуатаційних витрат

До складу експлуатаційних витрат входять наступні економічні складові:

- витрати на енергоресурси;
- витрати на транспортування палива;
- витрати на транзит електроенергії;
- витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання, на матеріали
- витрати на заробітну плату персоналу.

Результати розрахунків загальних експлуатаційних витрат наведені у таблицях:

У **таблиці 4.1.2.1** наведено розрахунок загальних експлуатаційних витрат.

У **таблиці 4.1.2.2** наведено розрахунок витрат на паливо.

У таблиці 4.1.2.3 наведено розрахунок витрат на транспортування палива.

Таблиця 4.1.2.1. Експлуатаційні витрати для Варіанту 2, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість палива	тис. грн/рік	13 933,6
2	Витрати на транспортування палива	тис. грн/рік	191,9
3	Витрати на технічне обслуговування	тис. грн/рік	1 925,0
4	Заробітна плата персоналу	тис. грн/рік	235,2
Всього		тис. грн/рік	16 285,7

Таблиця 4.1.2.2. Витрати на паливо для ТЕЦ, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на пеллети	грн/т	1 198,2
2	Обсяг споживання пеллет	т/рік	11 629,2
Вартість пеллет		тис. грн/рік	13 933,6

Таблиця 4.1.2.3. Витрати на транспортування палива для ТЕЦ, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обсяг палива	т/рік	11 629,2
2	Тариф на транспортування палива	грн/т	16,5
Витрати на транспортування палива		тис. грн/рік	191,9

Витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання на поточному етапі визначаються розрахунковим методом, як фіксована частка від вартості основного та допоміжного обладнання. Остаточний річний обсяг витрат визначається на етапі впровадження проекту за уточненими даними від виробників або постачальників обладнання.

В таблиці 4.1.2.4 наведені дані розрахунків витрат на обслуговування і ремонт обладнання

Таблиця 4.1.2.4. Витрати на технічне обслуговування, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість обладнання	тис. грн	63 250,0
2	Розрахунковий коефіцієнт	рік ⁻¹	0,030
Вартість витрат на технічне обслуговування		тис. грн/рік	1 925,0

Таблиця 4.1.2.5. Витрати на заробітну плату персоналу, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Заробітна плата одного спеціаліста	грн/міс.	3 500
2	Норматив нарахування на заробітну плату		0,40
3	Нарахування на заробітну плату	грн/міс.	1 400
4	Заробітна плата з нарахуваннями (місяць)	грн/міс.	4 900
5	Заробітна плата з нарахуваннями (рік)	грн/рік	58 800
6	Кількість спеціалістів	чол.	4
Витрати на заробітну плату		тис. грн/рік	235,2

4.1.3. Оцінка економічного ефекту

Економічний ефект від впровадження проекту очікується за рахунок зниження вартості виробництва теплової енергії для гарячого водопостачання споживачів та отримання додаткового доходу від продажу електроенергії. Обсяг економічного ефекту розраховується як різниця доходу від впровадження проекту та вартості експлуатаційних витрат на комбіноване виробництво теплової та електричної енергії біопаливною ТЕЦ. Розрахунок доходу від впровадження проекту базується на очікуваному зниженні споживання природного газу існуючою котельною на виробництво теплової енергії для ГВП споживачів, а також від реалізації електроенергії, що виробляється біопаливною ТЕЦ, за «зеленим» тарифом до енергосистеми України.

В таблиці 4.1.3.1 наведені дані розрахунку доходу, що очікується від впровадження проекту за **Варіантом 2**.

Таблиця 4.1.3.1. Розрахунок доходу, що очікується від впровадження **Варіанта 2**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вихідні дані		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючою котельною	Гкал/рік	38 859,9
1.2	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючою котельною	тис. м ³ /рік	5 277,0
1.3	Тариф на природний газ (середньозважений, 98% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м ³	1 144,3
1.4	"Зелений" тариф на електроенергію, що вироблена з біомаси (для об'єктів, введених в експлуатацію з 01.01.2015 р.), без ПДВ	грн/тис. кВт·год	1 210,1
2	Впровадження проекту		
2.1	Відпуск теплової енергії на ГВП біопаливною ТЕЦ	Гкал/рік	31 997,9
2.2	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими газовими котлами	Гкал/рік	6 862,0
2.3	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими газовими котлами	тис. м ³ /рік	931,8
2.4	Виробництво електроенергії біопаливною ТЕЦ	тис. кВт·год/рік	8 838,2
2.5	Споживання електроенергії на власні потреби ТЕЦ	тис. кВт·год/рік	814,0
3	Дохід від впровадження проекту		
3.1	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³ /рік	4 345,2
3.2	Обсяг корисного відпуску електроенергії	тис. кВт·год/рік	8 024,2
3.3	Вартість заміщеного природного газу, без ПДВ	тис. грн/рік	4 972,3
3.4	Вартість реалізації електроенергії, без ПДВ	тис. грн/рік	9 710,2
	Загальний дохід, без ПДВ	тис. грн/рік	14 682,5

Попередня оцінка ефективності проекту виконана за спрощеною методикою без урахування індексації вартості енергоносіїв шляхом визначення простого строку окупності проекту. Це найбільш простий метод оцінки проекту, при якому розраховується період часу, протягом якого вигоди від проекту будуть рівними витратам на проект.

Період повернення грошей (T_0) розраховується наступним чином:

$$T_0 = C_{кв} / (C_d - C_{ев}), \text{ рік,}$$

де: $C_{кв}$ – капітальні витрати, тис. грн;

C_d – дохід від впровадження проекту, тис. грн/рік;

$C_{ев}$ – вартість експлуатаційних витрат, тис. грн/рік.

Дані розрахунків економічної ефективності проекту та визначення періоду простої окупності наведені у **таблиці 4.1.3.2.**

Таблиця 4.1.3.2. Розрахунок економічного ефекту, що очікується від впровадження проекту по **Варіанту 2**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
	<i>Дохідна частина</i>		
1	Дохід від заміщення природного газу	тис. грн/рік	4 972,3
2	Дохід від продажу електроенергії	тис. грн/рік	9 710,2
	<i>Видаткова частина</i>		
2	Капітальні витрати	тис. грн	91 528,5
3	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	16 285,7
	<i>Ефективність</i>		
4	Економічний ефект	тис. грн/рік	-1 603,2
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
	Період простої окупності	рік	немає

Для довідки, додатково виконані розрахунки періоду простої окупності для такого сценарію впровадження проекту, коли передбачається реалізація механізму залучення субсидій держави на покриття витрат на реалізацію проектів з підвищення енергетичної ефективності у сфері споживання теплової енергії населенням. Дані розрахунків приблизного обсягу коштів, що можуть бути отримані при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту наведені у **таблиці 4.1.3.3.** Дані розрахунків періоду простої окупності проекту з урахуванням механізму залучення субсидій держави на покриття витрат наведені у **таблиці 4.1.3.4.**

Таблиця 4.1.3.3. Дані розрахунків приблизного обсягу коштів, що можуть бути отримані при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³	4 345,2
2	Тариф на природний газ для споживачів категорії «Бюджет», без ПДВ	грн/тис. м ³	3 913,2
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 98% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м ³	1 144,3
4	Різниця тарифів на природний газ	грн/тис. м ³	2 768,9
	Обсяг субсидії	тис. грн	12 031,2

Таблиця 4.1.3.4. Розрахунок економічного ефекту, що очікується від впровадження проекту по **Варіанту 2** (при реалізації механізму залучення субсидій держави для реалізації проекту)

№	Найменування	Од. вим.	Значення
	<i>Дохідна частина</i>		
1	Дохід від заміщення природного газу	тис. грн/рік	4 972,3
2	Дохід від продажу електроенергії	тис. грн/рік	9 710,2
3	Зменшення витрат за рахунок субсидії	тис. грн	12 031,2
	<i>Видаткова частина</i>		
4	Капітальні витрати	тис. грн	91 528,5
5	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	16 285,7
	<i>Ефективність</i>		
6	Економічний ефект	тис. грн/рік	10 428,0
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
	Період простої окупності	рік	8,8

4.2. Фінансовий аналіз проекту

Фінансовий аналіз та модель реалізації проекту мають ціль продемонструвати фінансовий вплив запропонованого інвестиційного проекту на стан міського бюджету, виявити всі пов'язані з проектом експлуатаційні зміни, виявити всі відмінності порівняно з ситуацією до реалізації проекту.

При проведенні фінансового аналізу виконавець приймає припущення, виходячи із базової ситуації по основним макроекономічним показникам (рівень інфляції, обмінні курси, ставка амортизації, зростання заробітної плати, та ін.). Зріст цін на паливо приймається згідно з прогнозом, що викладено в **підрозділі 1.4**. Фінансування проекту передбачається реалізувати за рахунок залучення позикових коштів. Опис схеми фінансування наведено в **підрозділі 3.2.2**.

4.2.1. Аналіз фінансових показників проекту

Методика розрахунку фінансових показників проекту базується на концепції часової вартості грошей і заснована на наступних принципах:

- Оцінка ефективності використання капіталу, що інвестується виробляється шляхом порівняння грошового потоку, який формується в процесі реалізації інвестиційного проекту і початкової інвестиції.
- Грошовий потік та капітал, що інвестується, приводяться до року початку реалізації проекту.
- Процес дисконтування грошових потоків розробляється по ставках дисконту, які визначаються особливостями інвестиційних проектів.
- У розрахунках враховується ріст тарифів на природний газ, електричну й теплову енергію на основі прогнозного сценарію, розробленого енергосервісною компанією "Екологічні Системи".

Ефективність інвестицій визначається на розрахунковому періоді щорічно за наступними показниками:

- Чистий інтегральний дисконтований дохід (NPV);
- Дисконтований строк окупності (DPP);
- Внутрішня норма рентабельності (IRR).

Інвестиції вважаються ефективними, якщо грошовий потік проекту достатній для повернення початкової суми капітальних вкладень і забезпечення необхідної віддачі на вкладений капітал. Для розрахунку показників приймається бар'єрна ставка (коефіцієнт дисконтування), що враховує ризик проекту. Коефіцієнт дисконтування для даного проекту приймається в розмірі 7%. (середня ставка ЄБРР для муніципальних проектів). У **таблиці 4.2.1.1**. наведені вихідні дані для розрахунків. В **таблиці 4.2.1.2** наведені підсумкові дані розрахунків фінансових показників проекту.

Таблиця 4.2.1.1. Вихідні дані для розрахунків

№	Показник	Од. вим.	Значення
1	Дата початку проекту		2018
2	Період дії проекту	рік	20
3	Капітальні витрати	тис. грн	91 529
4	Обсяги економії газу	тис. м ³	4 345
5	Виробництво електроенергії	тис. кВт·год	8 024
6	Споживання пеллет	тонн	11 629
7	К дисконтування		7%
8	Сума кредиту	тис. грн	91 529
9	Період повернення кредиту	рік	12
10	Відсотки по кредиту	%	5,0
11	Відстрочка платежів по кредиту	рік	2

Результати розрахунків наведені у таблицях:

У **таблиці 4.2.1.3** наведено звіт про рух грошових коштів.

У **таблиці 4.2.1.4** наведені витрати на розрахунки по кредиту.

У **таблиці 4.2.1.5** наведено розрахунок показників ефективності.

У **таблиці 4.2.1.6** зведені дані розрахунків фінансових показників.

На **рисунку 4.2.1.1** приведено графік NPV.

На **рисунку 4.2.1.2** приведена динаміка розрахунку за кредитом.

Таблиця 4.2.1.2. Основні фінансові показники проекту

№	Найменування	Позначення	Од. вим.	Значення
1	Капітальні вкладення	Ск	тис. грн	91 529
2	Строк життя проекту	Тр	років	20
3	Коефіцієнт дисконтування	Кд	%	7%
4	Позикові кошти	Сп	тис. грн	91 529
5	Чистий дисконтований дохід	NPV	тис. грн	133 112
6	Дисконтований строк окупності	DPP	років	8,7
7	Внутрішня норма рентабельності	IRR	%	18,9%
8	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	NPVQ		1,45

Висновки за даними розрахунків показників проекту наступні:

- Чистий дисконтований дохід має позитивне значення ($NPV > 0$);
- Внутрішня норма рентабельності більше ставки дисконтування ($IRR > Кд$);
- Проект вважається привабливим для інвестування.

Таблиця 4.2.1.3. Звіт про рух грошових коштів

Рядок	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	сума	
Споживання																						
Зменшення споживання газу	тис. м³		4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	4 345	82 559
Виробництво електроенергії	тис. кВт-год	0,0	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	8 024,2	152 459,3
Споживання пеллет	тонн	0,0	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	11 629	220 955
Грошові притоки																						
Вартість економії	тис. грн	0,0	11 614	15 640	17 931	20 575	23 613	25 949	29 281	30 743	32 279	34 001	35 699	37 482	39 355	41 321	43 385	45 554	47 832	50 224	52 735	635 214
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	0,0	8 373	5 844	4 005	3 740	0	0	0													21 962
Надходження від реалізації електроенергії	тис. грн		10 392	11 639	12 803	14 083	14 962	15 713	16 496	17 324	18 194	19 107	20 066	21 074	22 132	23 243	24 410	25 630	26 912	28 258	29 670	372 106
Всього притоки		0,0	30 379	33 123	34 739	38 398	38 575	41 663	45 776	48 067	50 473	53 108	55 765	58 556	61 487	64 564	67 795	71 185	74 744	78 481	82 405	1 029 281
Грошові відтоки																						
Повернення кредиту	тис. грн	-4 576	-4 576	-13 272	-12 814	-12 356	-11 899	-11 441	-10 983	-10 526	-10 068	-9 610	-9 153	0	0	0	0	0,0	0,0			-121 275
Виробничі витрати	тис. грн	0	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-2 352	-44 690
Вартість пеллет	тис. грн	0,0	-16 827	-17 667	-18 550	-19 483	-20 451	-21 477	-22 547	-23 679	-24 868	-26 116	-27 427	-28 804	-30 251	-31 769	-33 364	-35 033	-36 784	-38 623	-40 555	-514 275
Всього відтоки	тис. грн	-4 576	-23 756	-33 291	-33 716	-34 192	-34 701	-35 271	-35 882	-36 557	-37 288	-38 079	-38 932	-31 156	-32 603	-34 121	-35 716	-37 385	-39 136	-40 976	-42 907	-680 240
Баланс (приток+ відток)	тис. грн	-4 576	6 623	-168	1 023	4 206	3 874	6 392	9 894	11 510	13 185	15 029	16 833	27 400	28 884	30 442	32 079	33 800	35 608	37 506	39 499	349 041
Розподіл економії																						
Повернення кредиту	тис. грн	4 576	4 576	13 272	12 814	12 356	11 899	11 441	10 983	10 526	10 068	9 610	9 153	0	0	0	0	0	0	0	0	121 275
Доходи компанії	тис. грн	0	3 974	0	614	2 523	2 324	3 835	5 936	6 906	7 911	9 017	10 100	16 440	17 330	18 265	19 247	20 280	21 365	22 503	23 699	212 271
Зменшення вартості	тис. грн	0	2 649	0	409	1 682	1 550	2 557	3 958	4 604	5 274	6 012	6 733	10 960	11 554	12 177	12 831	13 520	14 243	15 002	15 799	141 514
Додаткові витрати на кредит	тис. грн	4 576	0	168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4 745

Таблиця 4.2.1.4. Витрати на розрахунки по кредиту

Рядок		1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	сума
Сума кредиту	тис. грн	91 529												91 529
Погашення основної суми заборгованості	тис. грн	0	0	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	9 153	91 529
Заборгованість по кредиту	тис. грн	91 529	91 529	82 376	73 223	64 070	54 917	45 764	36 611	27 459	18 306	9 153	0	0
Відсотки по кредиту	тис. грн	4 576	4 576	4 119	3 661	3 203	2 746	2 288	1 831	1 373	915	458	0	29 747
Всього платежі	тис. грн	4 576	4 576	13 272	12 814	12 356	11 899	11 441	10 983	10 526	10 068	9 610	9 153	121 275

Таблиця 4.2.1.5. Розрахунок показників ефективності

Рядок		1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	сума	
Дохід від діяльності	тис. грн		11 199	13 103	13 837	16 562	15 773	17 833	20 877	22 036	23 253	24 639	25 986	27 400	28 884	30 442	32 079	33 800	35 608	37 506	39 499	470 316	
Капітальні витрати	тис. грн	-91 529																					
Грошові потоки проекту	тис. грн	-91 529	11 199	13 103	13 837	16 562	15 773	17 833	20 877	22 036	23 253	24 639	25 986	27 400	28 884	30 442	32 079	33 800	35 608	37 506	39 499	378 788	
Загальний дохід проекту (PV)	тис. грн	-91 529	-80 329	-67 226	-53 389	-36 827	-21 055	-3 221	17 656	39 692	62 945	87 585	113571	140971	169855	200297	232376	266176	301 783	339 289	378 788	378 788	
Простий термін окупності (PP)	рік								7,2													7,2	
Коефіцієнт дисконтування		1,00	0,93	0,87	0,82	0,76	0,71	0,67	0,62	0,58	0,54	0,51	0,48	0,44	0,41	0,39	0,36	0,34	0,32	0,30	0,28		
Дисконтований грошовий потік	тис. грн	-91 529	10 467	11 445	11 295	12 635	11 246	11 883	13 001	12 825	12 648	12 525	12 346	12 166	11 986	11 806	11 627	11 449	11 272	11 097	10 922	133 112	
Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	-91 529	-81 062	-69 617	-58 322	-45 687	-34 441	-22 558	-9 557	3 268	15 916	28 442	40 788	52 953	64 939	76 745	88 372	99 821	111 094	122 191	133 112	133 112	
Дисконтований термін окупності (DPP)	рік									8,7												8,7	

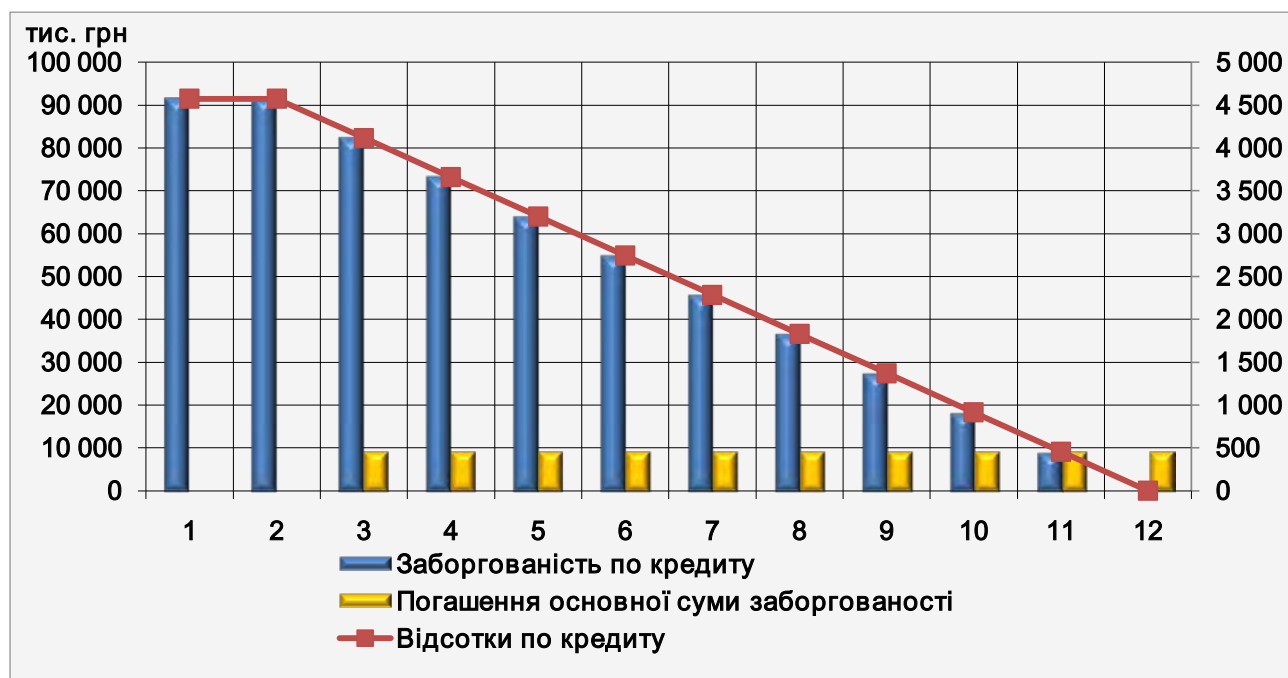
Таблиця 4.2.1.6. Зведені дані розрахунків фінансових показників

№	Найменування	Позначення	Од. вим.	Значення
1	Чистий дисконтований дохід	NPV	тис. грн	133 112
2	Дисконтований строк окупності	DPP	років	8,7
3	Внутрішня норма рентабельності	IRR	%	18,9%
4	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	NPVQ		1,45

Рисунок 4.2.1.1. Графік NPV



Рисунок 4.2.1.2. Динаміка розрахунків за кредитом



4.2.2. Схема фінансування проекту

Інвестиційний проект відноситься до розряду середньострокових і потребує значних коштів для його реалізації. Залучення коштів на реалізацію такого роду проекту можливо як за рахунок власних коштів підприємства так і за рахунок запозичень у великих міжнародних фінансових інститутах та іноземних державних установах, таких як Світовий банк, МФК, ЄБРР, ЄІБ, КФВ, за умови наявності муніципальної або державної гарантії.

Загальний опис схеми фінансування наведено в **підрозділі 3.1.2.**

Графік, що ілюструє динаміку повернення кредиту та надходження доходів від отриманої економії наведено на **рисунку 4.2.2.1.** Для аналізу на рисунку наведено графік чистого доходу, як різниці між економією і витратами.

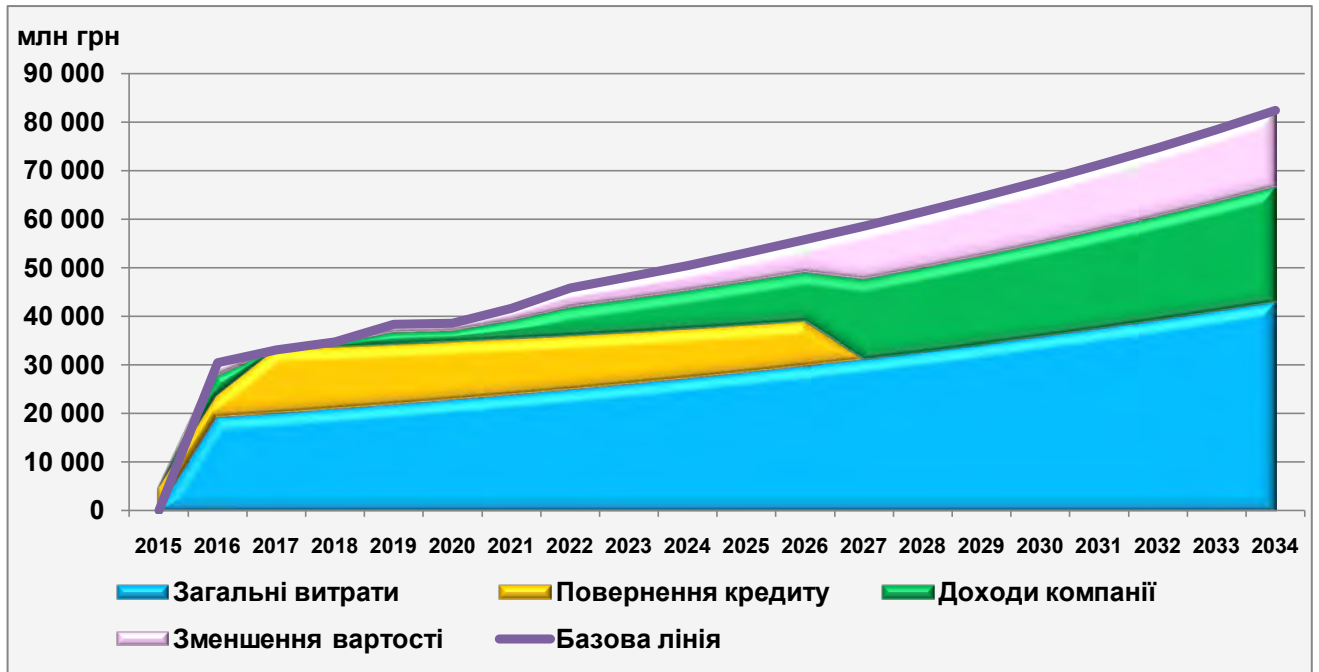
На **рисунку 4.2.2.2.** наведено графік, що ілюструє загальну динаміку руху грошових коштів у відповідності з таблицею "Рух грошових коштів". На рисунку область графіку "економія" відображається як складова з 3 частин, на які вона розподіляється. Для аналізу на рисунку наведено наступні дані про вартість:

- базова лінія, вартість електроенергії при існуючому стані, що буде без проведення модернізації;
- після реалізації, вартість електроенергії, що стане після проведення модернізації;
- повернення кредиту, кошти, що направлені на розрахунки по кредиту;
- доходи компанії, доходи, що залишаються у керуючої компанії;
- зменшення вартості, доходи, що зменшують вартість енергозабезпечення.

Рисунок 4.2.2.1. Графік балансу доходів та витрат



Рисунок 4.2.2.2. Динаміка руху грошових коштів



В таблиці 4.2.2.1 наведені дані, що характеризують обсяги коштів які формуються у період дії проекту по основним статтям надходжень та виплат і розподілу платежів. Діаграми на **рисунок 4.2.2.3** схематично ілюструють структуру та співвідношення коштів по статтям надходжень та виплат.

В таблиці 4.2.2.2 і на діаграмі на **рисунок 4.2.2.4** наведені дані, що характеризують обсяги коштів які накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту.

Таблиця 4.2.2.1. Баланс коштів за період дії проекту

Найменування	Од. вим.	Сума
Надходження		
За рахунок економічного ефекту	тис. грн	76 249
Додатково на повернення кредиту	тис. грн	4 745
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	21 962
Надходження від реалізації електроенергії	тис. грн	372 106
Всього	тис. грн	475 061
Виплати		
Повернення кредиту	тис. грн	121 275
Доходи компанії	тис. грн	212 271
Доходи на зменшення платежів	тис. грн	141 514
Всього	тис. грн	475 061

Таблиця 4.2.2.2. Структура джерел коштів, що накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту

Стаття надходжень	Од. вим.	Сума
Додаткові витрати	тис. грн	4 745
За рахунок економії	тис. грн	116 530
Всього	тис. грн	121 275

Рисунок 4.2.2.3. Структура та співвідношення коштів по статтям надходжень та виплат

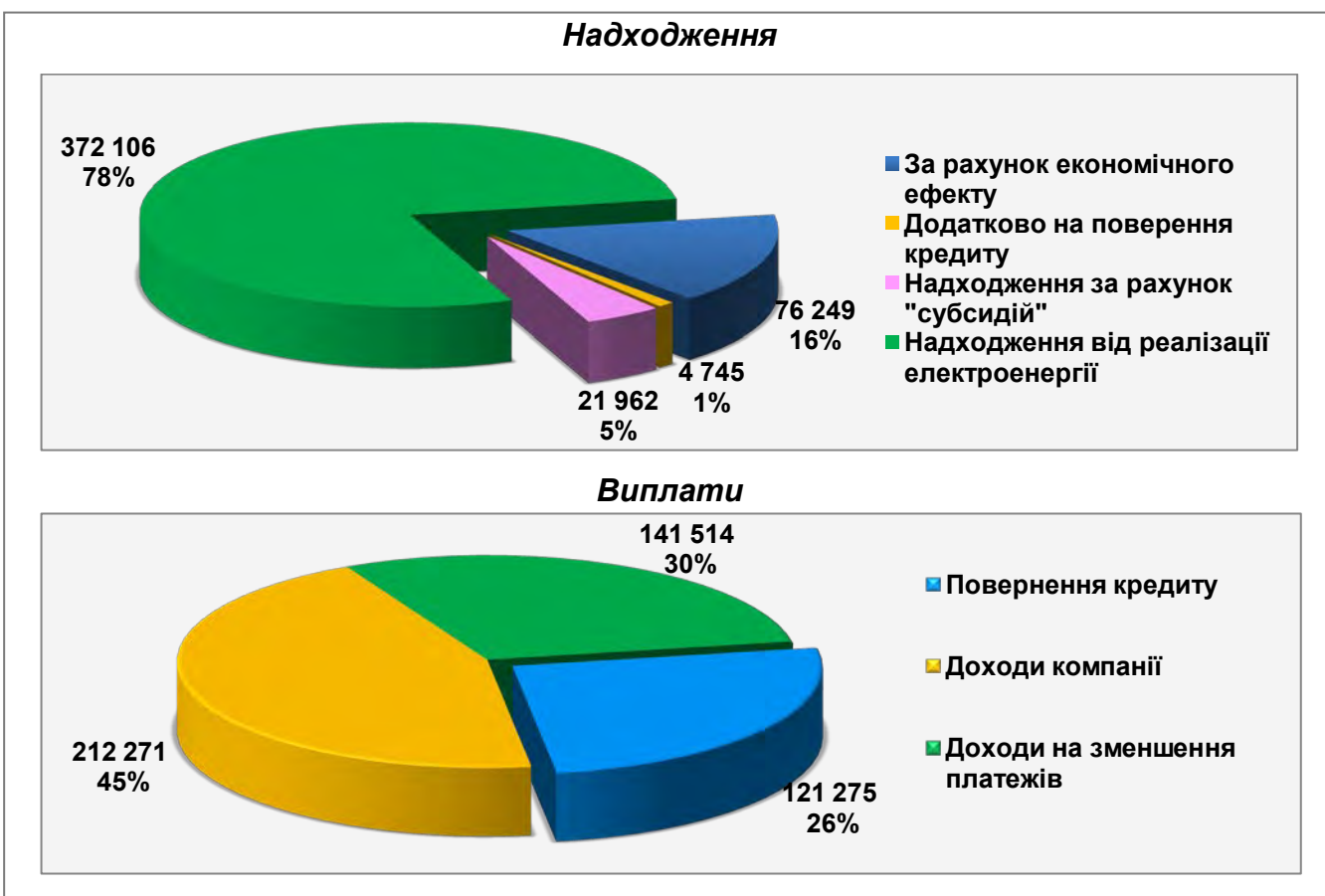
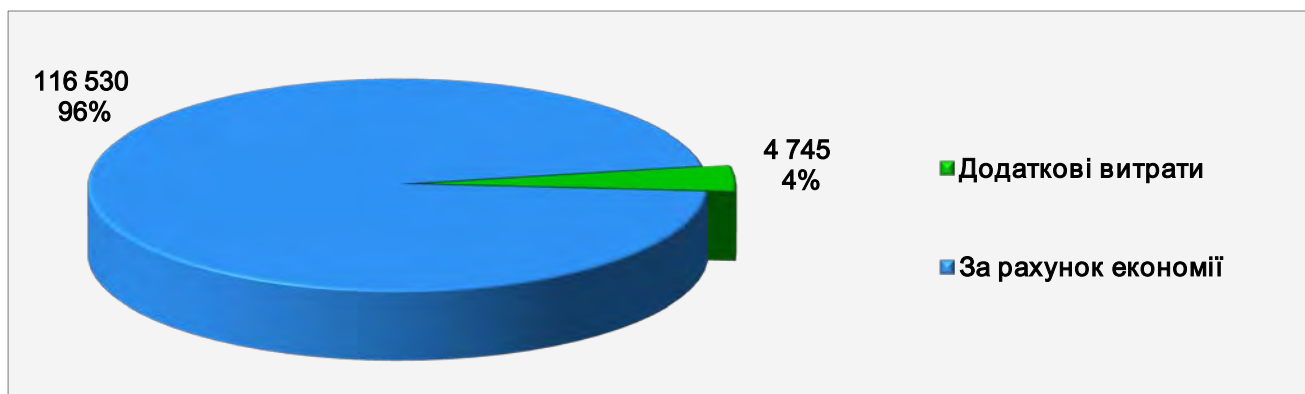


Рисунок 4.2.2.4. Структура джерел коштів, що накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту



5. Аналіз ризиків проекту

5.1. Структура і управління ризиками

Основні ризики стисло викладені нижче, однак не можуть бути перераховані або оцінені всі потенційні ризики, у тому числі економічні, політичні та інші, а також ті, що наразі невідомі, або ті, які наразі здаються несуттєвими.

Технічні ризики. До технічних ризиків відносяться порушення графіка будівельних робіт, перевищення встановленого рівня витрат на етапах розробки проекту і будівництва, недостатньо ефективного здійснення робіт і збільшення експлуатаційних витрат понад очікуваного рівня.

Найбільш серйозний ризик у зв'язку з проектами підвищення енергетичної ефективності на фазі експлуатації полягає в отриманні меншої економії в порівнянні з очікуваним рівнем. Це призводить до того, що у цього проекту буде більший термін окупності, ніж це передбачалося. В свою чергу це призведе до того, що коефіцієнт обслуговування боргу - показник, який відповідає за спроможність позичальника вчасно та повністю розрахуватись за кредитним зобов'язанням, знизиться. Залежно від умов кредитних угод, ув'язнених з позичальником, нижчий коефіцієнт обслуговування боргу може змусити кредиторів відкликати надані позики. При відкликанні позики позичальник повинен виплатити усю непогашену частину позики, замість оплати згідно раніше обумовленої схеми.

Законодавчі ризики. Система законодавства в Україні зазнає постійних змін. Розвиток законодавства йде швидкими темпами, але не завжди збігається з тенденціями розвитку ринку, що приводить до виникнення непослідовності і протиріч і, зрештою, створює ризики, відсутні при досконалішій та стабільнішій системі законодавства європейських країн. До числа ризиків, властивих українській системі законодавства, можна віднести наявність невідповідностей і протиріч між законами, Указами Президента України і нормативно-правовими актами Уряду і відомств; відсутність або суперечливість інструкцій судових або адміністративних органів при тлумаченні норм права тощо.

Законодавча база України дуже неефективна в сфері енергетичних проектів та енергозбереження. Багато інструментів, у т.ч. фінансових, в умовах України не працюють (схеми ЕСКО, револьверні фонди, тощо). Причиною є відсутність законодавчих умов, або недосконалість законодавчої бази.

Регуляторні ризики. *Ризик прогнозних рівнів цін на енергоносії.* На сьогоднішній момент затвердження тарифів на електричну енергію знаходиться під жорстким регуляторним наглядом з боку НКРЕ. Ризики, пов'язані з державним регулюванням, полягають у тому, що процес формування тарифів є непрозорий, не має чітких методик і, отже, непередбачуваний і загроза для потенційних інвесторів по втручанню держави та прийняття економічно недоцільних тарифів ще дуже велика.

Ризик, що відноситься до цін на енергоносії є найбільш значним ризиком для енергоефективних проектів. Нижчі в порівнянні з рівнем, що очікувався, ціни на енер-

гоносії підірвуть прибуткову частину проекту підвищення енергетичної ефективності, оскільки вона заснована на грошовій вартості економії енергії. Уряд України субсидує ціни на енергоносії для певних груп споживачів (населення), що створює для банків або інвесторів невизначеність на період дії проектів.

Ризики, що відносяться до умов роботи над проектом. Економічні, регулюючі або правові і політичні чинники в сукупності складають умови, в яких здійснюється розробка, будівництво і експлуатація проектів підвищення енергетичної ефективності. Такі ризики або підконтрольні уряду країни або в цілому не підконтрольні нікому.

Інфляційний ризик. Як високі, так низькі темпи інфляції можуть створювати фінансові ризики для енергетичних проектів з огляду на те, що витрати здійснюють, як правило, на початковому етапі, а дохід починають отримувати на наступних стадіях реалізації проекту. В період будівництва за проектом вищі темпи інфляції в порівнянні з тими, що очікувалися, можуть викликати збільшення витрат за проектом, що можливо зумовить необхідність додаткових капітальних зобов'язань з боку позичальників або кредиторів. На етапі експлуатації і функціонування нижчі темпи інфляції здатні привести до зменшення економії витрат за проектом, що призведе до збільшення терміну його окупності.

Валютні ризики. Проект фінансується за рахунок кредитів міжнародних фінансово-кредитних організацій. Позичальники повинні погашати такі капітальні зобов'язання коштами в іноземній валюті, але доходи від діяльності вони отримують в українській валюті. Існує ризик, що обмінний курс може змінюватися протягом періоду реалізації проекту не таким чином, яким був прогнозований. Зріст обмінного курсу може призвести до неможливості позичальника своєчасно та в повному обсязі розрахуватись за кредитом, наданим в іноземній валюті. У своєї історії українська валюта вже знала, як періоди різких обвалів, так і періоди нічим не спровокованого зміцнення.

Дозвільні ризики. Дозвільні ризики пов'язані з розробкою проекту. Такі ризики, відносяться до отримання санкцій, дозволів і інших узгоджень, необхідних для остаточного оформлення фінансування.

Кредитні ризики. Кредитні операції пов'язані з потенційними ризиками, які необхідно враховувати при прийнятті рішення про видачу кредиту. Підприємства комунальної власності характеризуються негнучкою тарифною політикою, низькою прозорістю фінансових потоків житлово-комунального господарства й міста в цілому, можливою відсутністю в потенційних позичальників кредитної історії, що заважає оцінці ризиків надання кредитів.

Також, можливі низькі показники платоспроможності і внутрішньої ліквідності, труднощі забезпечення ефективного використання коштів, у зв'язку із чим імовірні наступні види кредитних ризиків:

- **Ризик непогашення кредиту.** Існує ймовірність невиконання позичальником умов кредитного договору: повного й своєчасного повернення основної суми боргу, а також виплати відсотків і комісійних. Потрібні додаткові заходи з боку держави та міста по блокуванню цієї групи ризиків.

- **Ризик прострочення платежів.** Існує ймовірність затримки повернення кредиту й несвоєчасної виплати відсотків. Ризик прострочення платежів може трансформуватися в ризик непогашення.
- **Ризик забезпечення кредиту.** Розглядається при настанні ризику непогашення кредиту й проявляється в недостатності гарантій або доходу, отриманого від реалізації наданого банку забезпечення кредиту, для повного задоволення боргових вимог банку до позичальника.

Кредитні ризики більші, якщо замовниками проектів є малі та погано капіталізовані компанії з короткою кредитною історією. Малі енергетичні компанії, які тільки починають бізнес, малі міста як замовники проектів енергоефективності мають досить високі кредитні ризики.

Найбільші ризики енергетичних проектів є у зменшенні фактичних доходів ніж у порівнянні з проектними рівнями. Низький коефіцієнт обслуговування боргу може спонукати кредитора відізвати позику.

Кредитори також віддають перевагу перевіреним технічним рішенням, які на підставі комерційно перевірених прецедентів знижують ризики проектів та документально підтверджують обсяги економії або зниження втрат енергоресурсів.

Політичні ризики. Уряд країни, де здійснюється проект, може надати гарантії політичного ризику. Такі гарантії включають гарантований викуп проекту у разі його експропріації, припинення платежів у разі відмови від реалізації проекту, причиною якої були дії уряду. Але в Україні такі гарантії отримати нереально. Тому замовниками проекту може бути оформлене страхування політичних ризиків в таких багатосторонніх організаціях, як Багатостороннє агентство інвестиційних гарантій, таких двосторонніх установах, як Американська корпорація по приватних інвестиціях за кордоном, експортно-кредитних установах і приватних страхових компаніях.

Управління ризиками. Традиційні механізми управління ризиками включають створення гарантій повернення боргу, контракти «під ключ», страхування ризиків, створення страхових фондів та інше.

До нетрадиційних механізмів відносяться державні гарантії, спеціальні страхові і резервні фонди.

Одним з варіантів управління валютними ризиками є валютне страхування з боку експортно-кредитних установ або багатосторонніх банків розвитку. Тому що гарантії держави в цьому випадку даремні.

Одним із способів зведення до мінімуму ризиків, що відноситься до цін на енергоносії, для кредиторів є вибір таких джерел позикового фінансування, які пристосовані до умов ризику цієї країни. Проектам, запропонованим для умов, що характеризуються більшою мірою ризику, можливо, доведеться отримувати позикове фінансування у таких кредиторів, як багатосторонні банки розвитку (МБР) та інші міжнародні фінансово-кредитні організації.

Для зведення до мінімуму законодавчих ризиків для проекту за участю іноземних партнерів потрібно дуже ретельно розписати механізм, за яким такі партнери могли б на законних підставах здійснювати і експлуатувати проект, спрямований на підвищення енергетичної ефективності, і отримувати дохід від його реалізації. В такому випадку можуть бути потрібні додаткові узгодження від центральних і місцевих органів державної влади.

5.2. Аналіз чутливості проекту

Для урахування факторів невизначеності і ризиків проекту проведено аналіз чутливості основних показників ефективності проекту **ІП-7** до варіацій тих параметрів, значення котрих по чинникам, що не контролюються на даному етапі проектування, можуть змінюватися або не можуть бути визначені достатньо надійно.

Оцінюється коливання значень економічних показників проекту **ІП-7**:

- дисконтований строк окупності (DPP);
- внутрішня норма рентабельності (IRR);
- коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ);

Аналізується чутливість економічних показників проекту **ІП-7** до в залежності до зміни наступних параметрів проекту:

- вартість капітальних вкладень;
- економія природного газу.

Аналіз чутливості проведений на основі розрахунку залежності економічних показників проекту (DPP, IRR, NPVQ) від зміни параметрів проекту в діапазоні $\pm 30\%$ з кроком 10%.

Аналіз чутливості основних економічних показників проекту за **Варіантом 1**

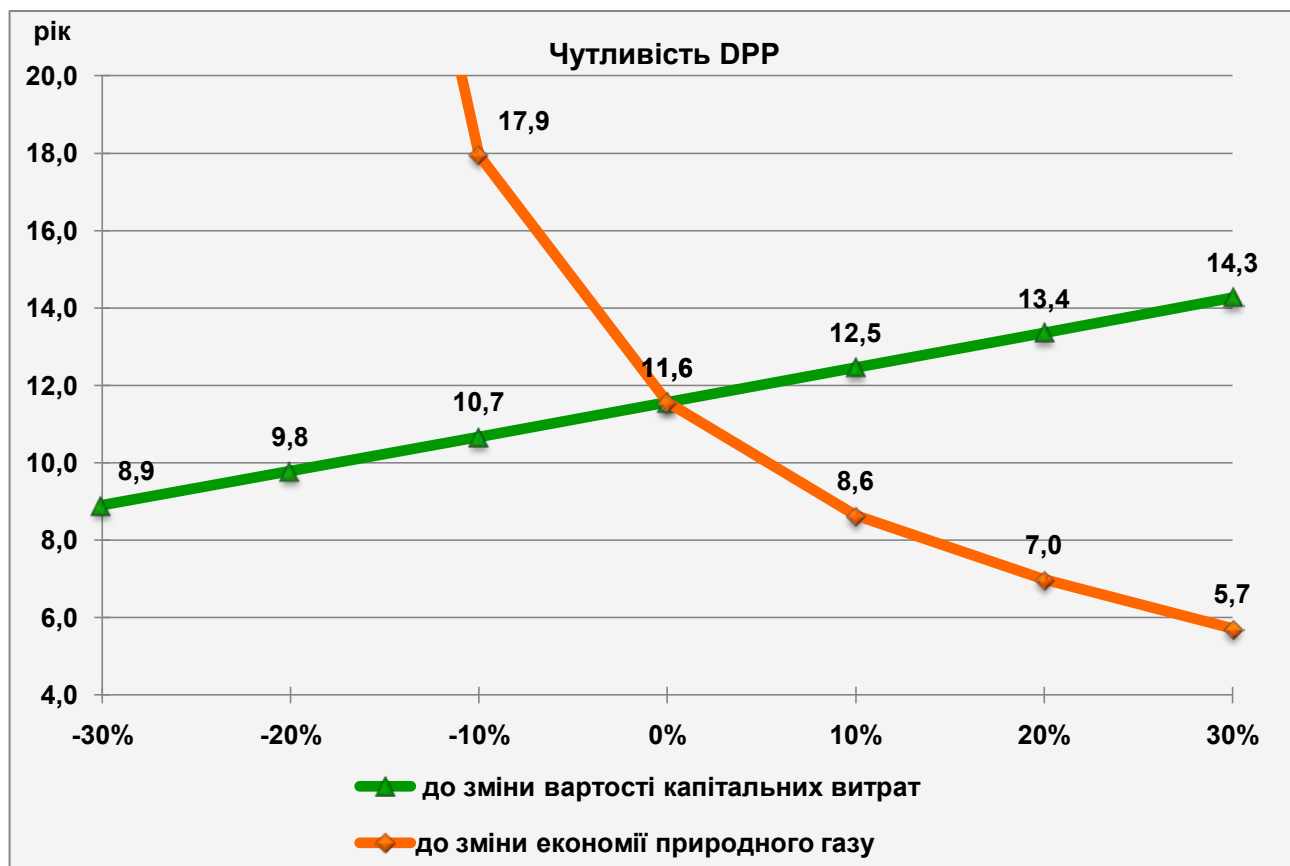
Згідно **Варіанту 1** передбачається будівництво котельні на базі автоматичних водогрійних котлів сумарною тепловою потужністю 4,3 Гкал/год, що використовують в якості палива гранульоване біопаливо (пеллети).

При проведенні аналізу чутливості основних економічних показників проекту (DPP, IRR, NPVQ) за **Варіантом 1** в якості базової сценарію прийняті наступні параметри проекту:

- вартість капітальних вкладень складає 41 739 тис. грн;
- обсяг економії природного газу складає 4 345 тис. м³.

На **рисунках 5.2.1, 5.2.2 та 5.2.3** наведені графіки, на яких демонструється залежність основних економічних показників від зміни розглянутих параметрів проекту за **Варіантом 1**.

Рисунок 5.2.1. Аналіз чутливості дисконтованого строку окупності (DPP) за **Варіантом 1**



Для базового сценарію (0%) дисконтований строк окупності (DPP) складає 11,6 років.

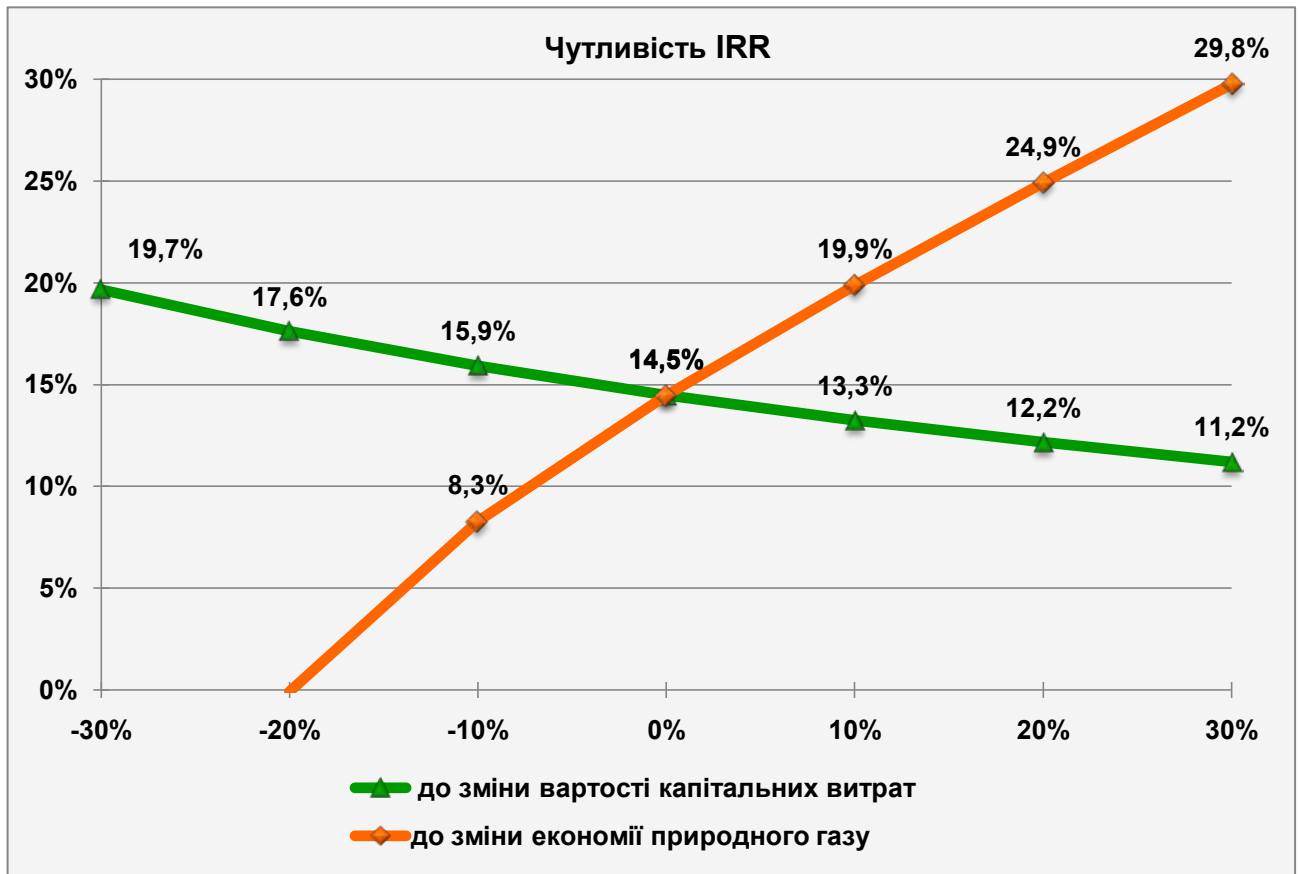
Як видно з **рисунку 5.2.1** значення дисконтованого строку окупності (DPP) прямо пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 1**, дисконтований строк окупності збільшиться, що негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 1**, позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни дисконтованого строку окупності в межах від 8,9 до 14,3 років, що не є критичним для економічної привабливості проекту за **Варіантом 1**.

Значення дисконтованого строку окупності (DPP) обернено пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 1**, дисконтований строк окупності зменшиться, що позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

Зменшення обсягу економії природного газу на 5% і більше призведе до відсутності економічної привабливості проекту за **Варіантом 1** для інвестування.

Рисунок 5.2.2. Аналіз чутливості внутрішньої норми рентабельності (IRR)



Для базового сценарію (0%) внутрішня норма рентабельності (IRR) складає 14,5%.

Як видно з **рисунку 5.2.2** значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) прямо пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 1**, внутрішня норма рентабельності збільшиться, що позитивно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразиться на економічній привабливості проекту.

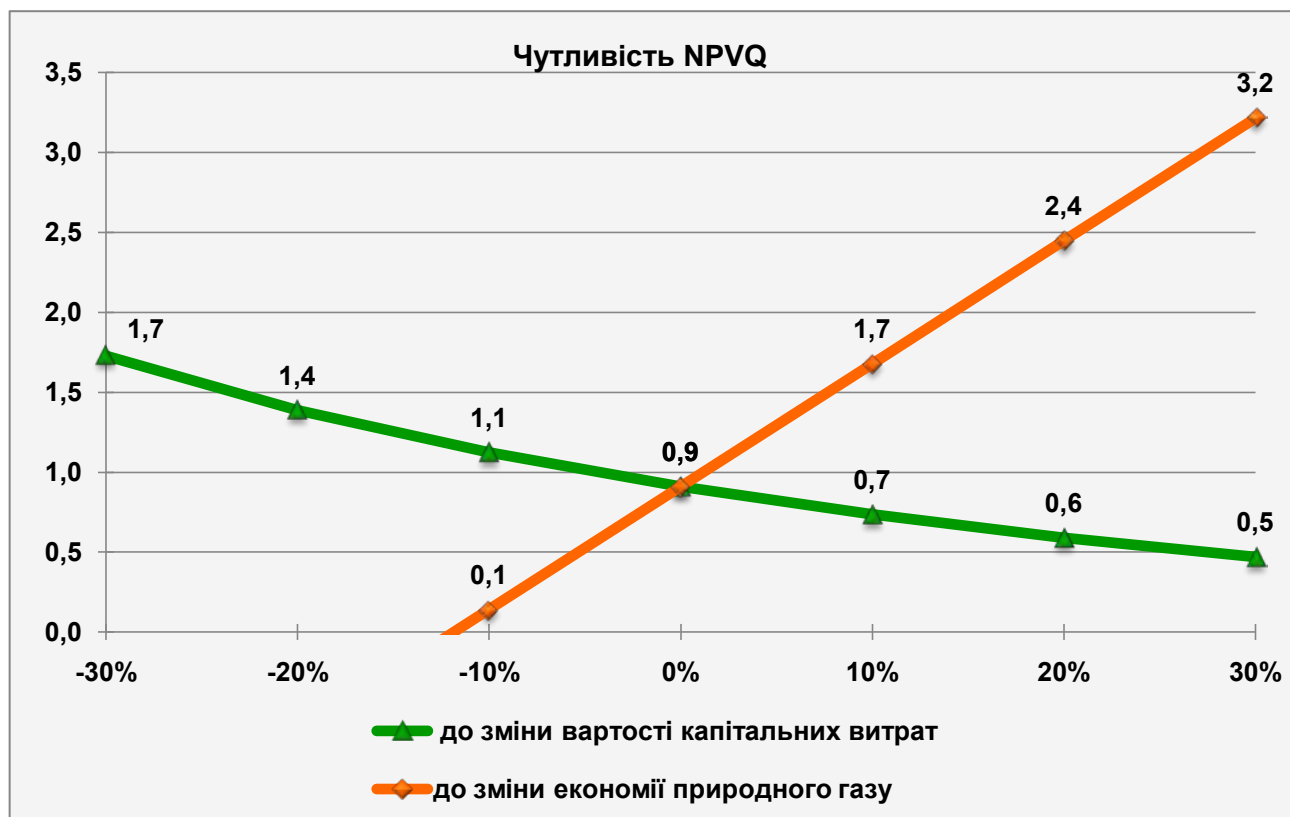
Зменшення обсягу економії природного газу на понад 10% призведе до відсутності економічної привабливості проекту за **Варіантом 1** для інвестування.

Значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) обернено пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за Варіантом 1, внутрішня норма рентабельності зменшиться, що негативно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 1**, позитивно відобразиться на економічній привабливості проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни значення внутрішньої норми рентабельності в межах від 11,2% до 19,7%, що характери-

зує проект за **Варіантом 1** як стійкий до коливання вартості капітальних вкладень в заданих межах.

Рисунок 5.2.3. Аналіз чутливості коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ)



Для базового сценарію (0%) коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ) складає 0,9.

Як видно з **рисунку 5.2.3** значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ) прямо пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 1**, коефіцієнт чистого дисконтованого доходу збільшиться, що позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

Зменшення обсягу економії природного газу на понад 5% поставить проект за **Варіантом 1** у ряд інвестиційних проектів з низьким рівнем конкурентоздатності.

Значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ) обернено пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 1**, коефіцієнт чистого дисконтованого доходу зменшиться, що негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 1**, позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу в межах від 0,5 до 1,7, що не критично впливатиме на конкурентоздатність проекту за Варіантом 1 на ряду з іншими.

Аналіз чутливості основних економічних показників проекту за Варіантом 2

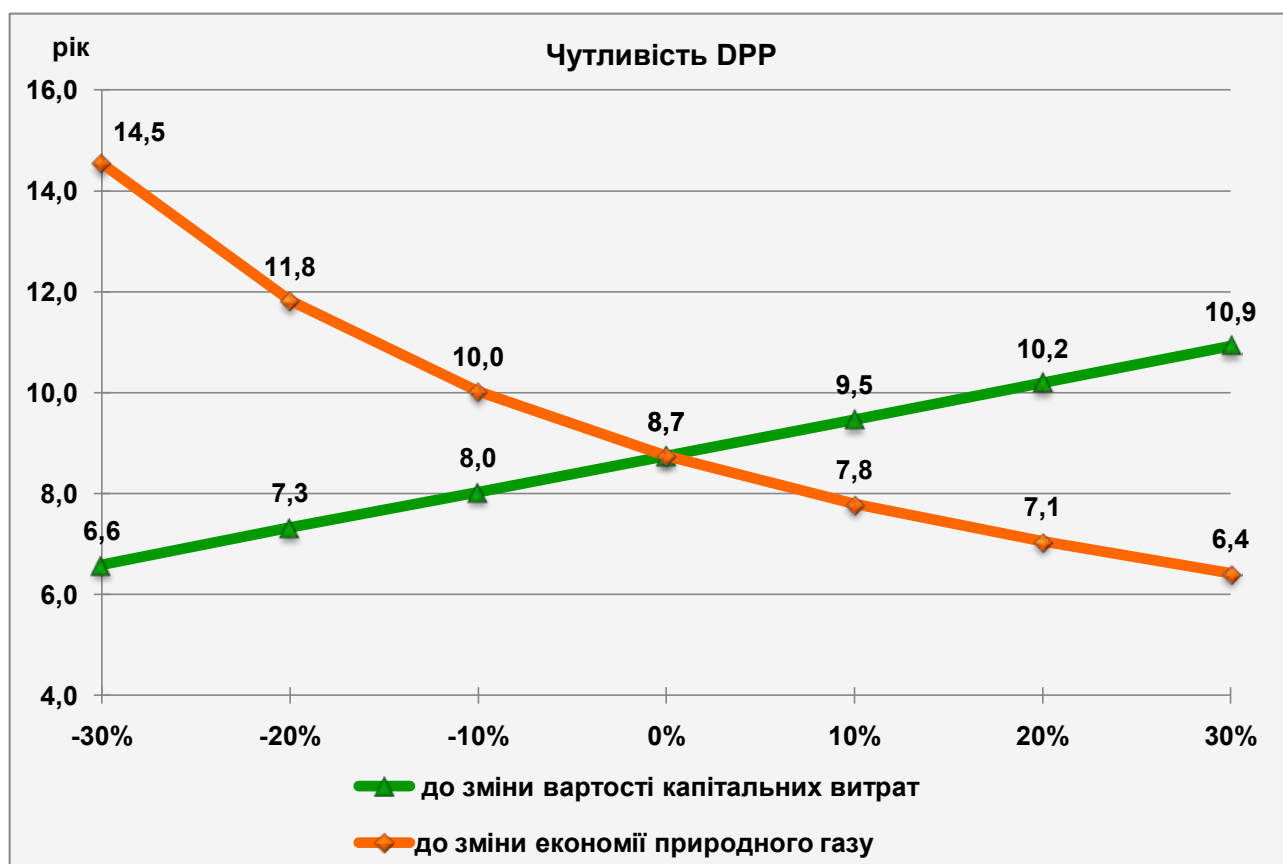
Згідно **Варіанту 2** передбачається будівництво теплоелектроцентралі тепловою потужністю 4,3 Гкал/год (5,0 МВт_т) та електричною потужністю 1,2 МВт_е, що працює на гранульованому біопаливі (пеллетах).

При проведенні аналізу чутливості основних економічних показників проекту (DPP, IRR, NPVQ) за **Варіантом 2** в якості базової сценарію прийняті наступні параметри проекту:

- вартість капітальних вкладень складає 91 529 тис. грн;
- обсяг економії природного газу складає 4 345 тис. м³.

На **рисунках 5.2.4, 5.2.5 та 5.2.6** наведені графіки, на яких демонструється залежність основних економічних показників від зміни розглянутих параметрів проекту за **Варіантом 2**.

Рисунок 5.2.4. Аналіз чутливості дисконтованого строку окупності (DPP) за **Варіантом 2**



Для базового сценарію (0%) дисконтований строк окупності (DPP) складає 8,7 років.

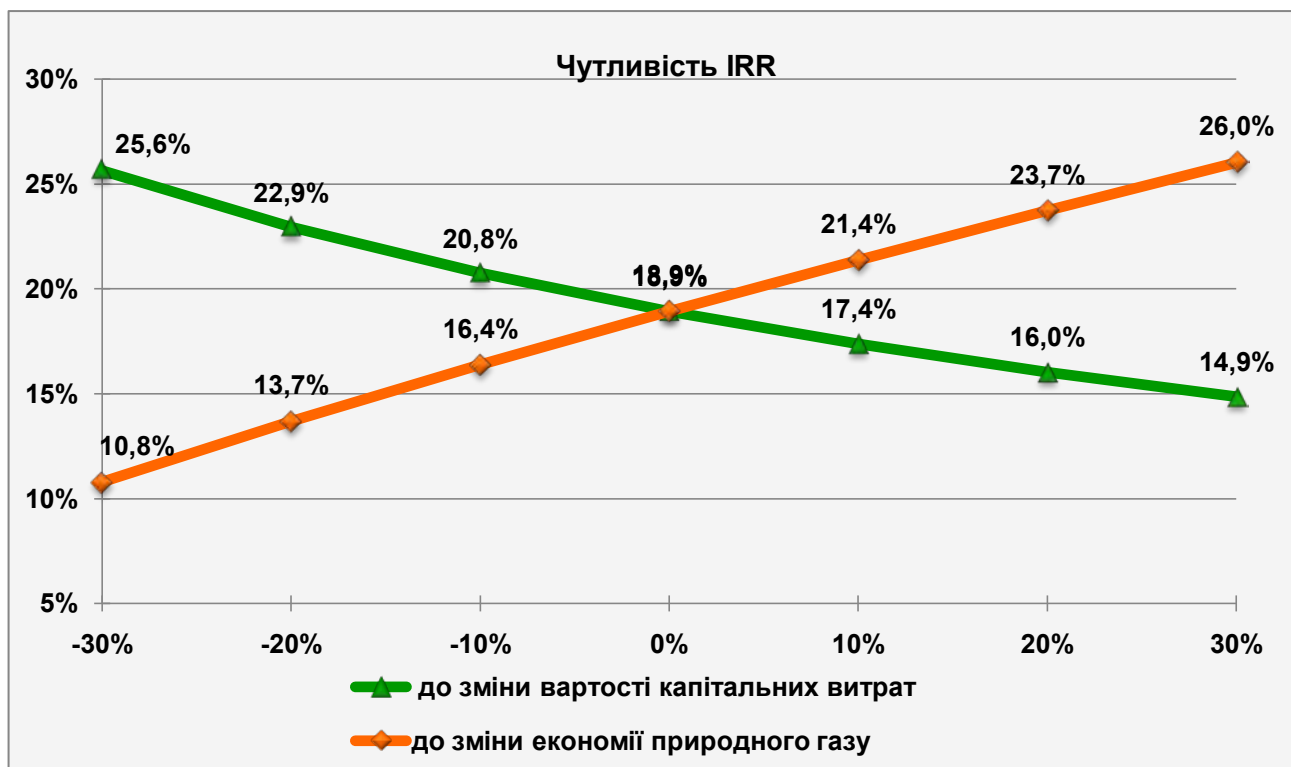
Як видно з **рисунку 5.2.4** значення дисконтованого строку окупності (DPP) прямо пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2**, дисконтований строк окупності збільшиться. Збільшення дисконтованого терміну окупності негативно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2** підвищать економічну привабливість проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни дисконтованого строку окупності в межах від 6,6 до 10,9 років, що не є критичним для економічної привабливості проекту за **Варіантом 2**.

Значення дисконтованого строку окупності (DPP) обернено пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 2**, дисконтований строк окупності зменшиться, що позитивно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразиться на економічній привабливості проекту.

Зміна обсягу економії природного газу в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни дисконтованого строку окупності в межах від 6,4 до 14,5 років. Така зміна не є критичною для економічної привабливості проекту за **Варіантом 2**.

Рисунок 5.2.5. Аналіз чутливості внутрішньої норми рентабельності (IRR) за **Варіантом 2**



Для базового сценарію (0%) внутрішня норма рентабельності (IRR) складає 18,9%.

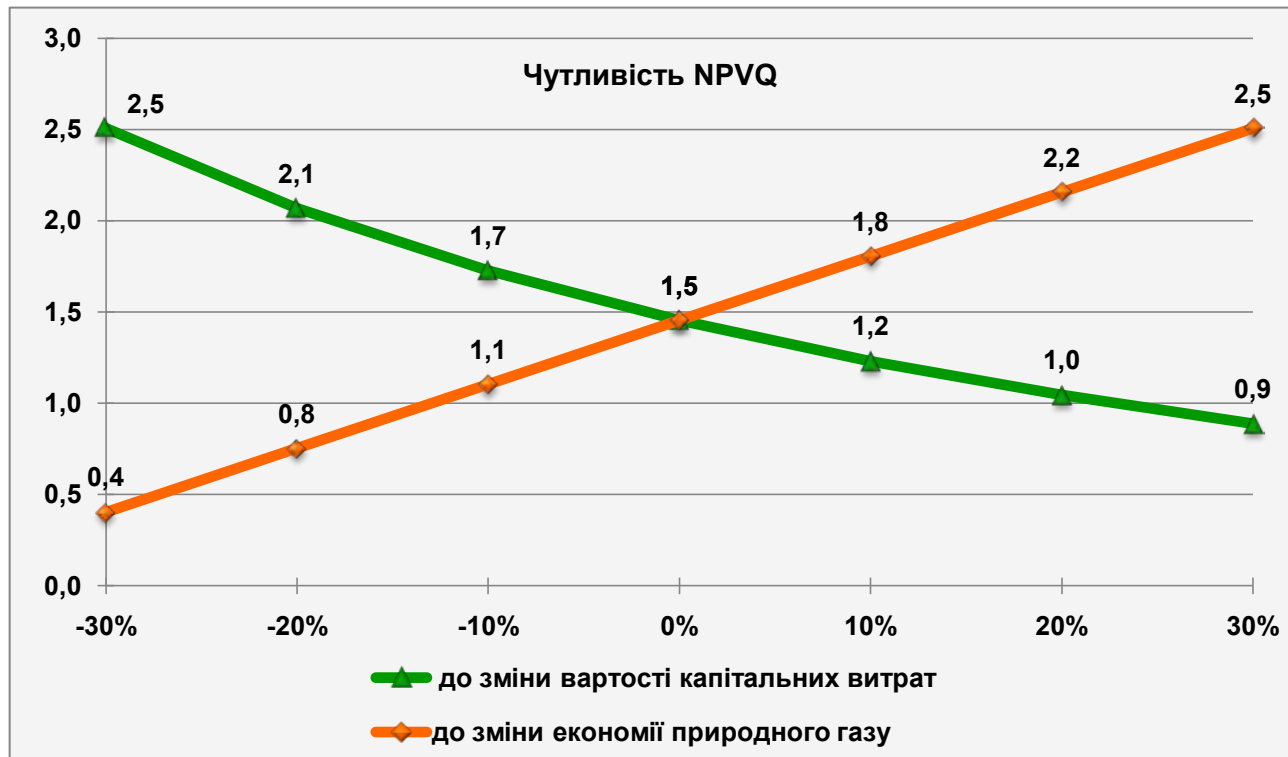
Як видно з **рисунку 5.2.5** значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) прямо пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 2**, внутрішня норма рентабельності збільшиться, що позитивно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразиться на економічній привабливості проекту.

Зменшення обсягу економії природного газу на 30 % знизить значення внутрішньої норми рентабельності до 10,8%. Такий спад не є критичним для економічної привабливості проекту за **Варіантом 2** для інвестування.

Значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) обернено пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2**, внутрішня норма рентабельності зменшиться, що негативно відобразиться на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2**, позитивно відобразиться на економічній привабливості проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни значення внутрішньої норми рентабельності в межах від 14,9% до 25,6%, що характеризує проект за **Варіантом 2** як стійкий до коливання вартості капітальних вкладень в заданих межах.

Рисунок 5.2.6. Аналіз чутливості коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ) за **Варіантом 2**



Для базового сценарію (0%) коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ) складає 1,5.

Як видно з **рисунок 5.2.6** значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ) прямо пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за **Варіантом 2**, коефіцієнт чистого дисконтованого доходу збільшиться, що позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження обсягу економії природного газу негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

При зменшенні обсягу економії природного газу на 30 % проект за **Варіантом 2** характеризується як інвестиційний проект із задовільним рівнем конкурентоздатності.

Значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу (NPVQ) обернено пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2**, коефіцієнт чистого дисконтованого доходу зменшиться, що негативно відобразатиметься на економічній привабливості проекту. В свою чергу, зниження вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за **Варіантом 2**, позитивно відобразатиметься на економічній привабливості проекту.

Зміна вартості капітальних вкладень в діапазоні $\pm 30\%$ призведе до зміни значення коефіцієнту чистого дисконтованого доходу в межах від 0,9 до 2,5, що критично не впливатиме на конкурентоздатність проекту за **Варіантом 2**.

6. Екологічна ефективність проекту

6.1. Оцінка зниження викидів парникових газів

Впровадження енергоефективних заходів призведе до заміщення природного газу у системі тепlopостачання відновлювальними джерелами енергії, зниження споживання газу на існуючих котельнях. Зниження споживання енергоресурсів сприяє непрямому (опосередкованому) зменшенню викидів парникових газів в місцевій системі тепlopостачання.

Непряме зменшення викидів CO₂ шляхом зменшення споживання газу на існуючих котельнях розраховується за наступними формулами:

Зменшення викидів = Зниження споживання енергоресурсів · коефіцієнт викидів

Вихідні дані для розрахунків обсягів зменшення викидів наведені в таблиці 6.1.1.

Таблиця 6.1.1. Вихідні дані для розрахунку

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Значення
1	Коефіцієнт переведення газу	м ³ /кВт·год	9,239
2	Коефіцієнт переведення паливних пеллет	тонн/МВт·год	4,582
3	Коефіцієнт розрахунку викидів CO ₂ при спалюванні природного газу* ¹	тонн/МВт·год	0,202
4	Коефіцієнт викидів CO ₂ при виробництві електричної енергії на національному рівні* ²	тонн/МВт·год _e	0,896
5	Коефіцієнт розрахунку викидів CO ₂ при спалюванні пеллет* ³	тонн/МВт·год	0,000

*¹ – стандартні коефіцієнти викидів при спаленні викопного палива наведені в Посібниках Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (МГЕЗК, 2006 рік).

*² – коефіцієнт викидів CO₂ для ОЕС України наведений у звіті «Standardized emission factors for the Ukrainian electricity grid» (Version 5, 02 February 2007) developed by Global Carbon B.V.

*³ – стандартний коефіцієнт викидів CO₂ для біопалива (біомаси) дорівнює нулю, за умови, що обсяг CO₂, який утворюється в процесі згорання палива рослинного походження, дорівнює обсягу поглинання CO₂ рослиною в процесі її відновлення.

6.1.1. Оцінка зниження викидів парникових газів за Варіантом 1

Розрахункові показники економії енергоресурсів та пов'язаного з цим зменшення обсягу викидів CO₂ емісії від впровадження енергоефективних заходів наведені в таблиці 6.1.1.1.

Таблиця 6.1.1.1. Обсяг зниження викидів CO₂ за рахунок впровадження проекту за Варіантом 1

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 1 Біопаливна котельня
1	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³ /рік	4 345
		МВт·год/рік	40 145
2	Споживання електроенергії на систему подачі та зберігання палива	МВт·год/рік	651
3	Споживання паливних пеллет біопаливною котельною	тонн/рік	9 303
		МВт·год/рік	42 632
4	Зменшення викидів CO ₂ за рахунок заміщення газу	тонн/рік	8 109
5	Збільшення викидів CO ₂ за рахунок споживання електроенергії	тонн/рік	584
6	Збільшення викидів CO ₂ за рахунок споживання пеллет	тонн/рік	0
7	Загальне зменшення викидів CO₂ при впровадженні проекту	тонн/рік	7 526

Встановлення біопаливної котельні призведе до зменшення викидів CO₂ на 8 109 тонн в рік за рахунок заміщення газу. Для виробництва теплової енергії з мережі споживається електрична енергія, що впливає на збільшення викидів CO₂ на 584 тонни в рік. При впровадженні проекту загальне зменшення викидів складатиме 7 526 тонн CO₂ в рік.

6.1.2. Оцінка зниження викидів парникових газів за Варіантом 2

Розрахункові показники економії енергоресурсів та пов'язаного з цим зменшення обсягу викидів CO₂ емісії від впровадження енергоефективних заходів наведені в таблиці 6.1.2.1.

Таблиця 6.1.2.1. Обсяг зниження викидів CO₂ за рахунок впровадження проекту за Варіантом 2

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 2 Біопаливна ТЕЦ
1	Обсяг заміщення природного газу	тис. м ³ /рік	4 345
		МВт·год/рік	40 145
2	Обсяг корисного відпуску електроенергії	МВт·год/рік	8 024
3	Споживання паливних пеллет біопаливною ТЕЦ	тонн/рік	11 629
		МВт·год/рік	53 290
4	Зменшення викидів CO ₂ , в т.ч.:	тонн/рік	15 299
4.1	• за рахунок заміщення газу	тонн/рік	8 109
4.2	• за рахунок виробництва електроенергії	тонн/рік	7 190
5	Збільшення викидів CO ₂ за рахунок споживання пеллет	тонн/рік	0
6	Загальне зменшення викидів CO₂ при впровадженні проекту	тонн/рік	15 299

Встановлення біопаливної ТЕЦ призведе до зменшення викидів CO₂ на 8 109 тонн в рік за рахунок заміщення газу. Виробництво електричної енергії на біопаливній ТЕЦ призведе до зниження викидів CO₂ на 7 190 тонн в рік за рахунок використання паливних пеллет. При впровадженні проекту загальне зменшення викидів складатиме 15 299 тонн CO₂ в рік.

6.2. Оцінка обсягів додаткового безповоротного фінансування за рахунок вуглецевого інвестора

При реалізації проекту виникає можливість співфінансування за рахунок вуглецевого інвестора. Реалізація проекту дозволить зменшити споживання газу й скоротити викиди двоокису вуглецю. За рахунок продажу квот на викиди парникових газів можна отримати грошові кошти для компенсації витрат на реалізацію проекту.

Вартість від продажу річних квот на викиди залежить від зменшення викидів CO₂ і ціни одиниці скорочення викидів (ОСВ) на європейському вуглецевому ринку. Очікуваний дохід від продажу квот розраховується як добуток вартості від продажу річних квот на викиди та періоду дії проекту, за винятком витрат на розробку PIN, PDD.

На **рисунку 6.2.1** приведено тенденція зниження цін ОСВ в період 2010 – 2012 рр. У розрахунках прийнято, що усереднена вартість ОСВ на європейському вуглецевому ринку в 2013 році буде становити 3,3 доларів за тунну.

Рисунок 6.2.1. Ціна ОСВ на європейському вуглецевому ринку в період 2010 – 2012 рр.



Джерело: www.ier.com.ua/files/Projects/2011/1_Biomass/26.10.2012_presentations/Kramar_Biomass_RU.pdf

Розрахунковим періодом для оцінки обсягів додаткового інвестування прийнятий період перших десяти років експлуатації об'єктів, до 2023 р. включно.

Також, у розрахунках прийнято, що проектні витрати на розробку PIN, PDD, менеджмент супроводу та інші витрати до початку фактичного фінансування складуть 50 000 доларів США. Дані про потенціал додаткового фінансування за **Варіантом 1** та **Варіантом 2** наведені в таблиці 6.2.1.

Таблиця 6.2.1. Оцінка додаткового фінансування проекту за рахунок «зелених інвестицій»

№ з/п	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 1 Біопаливна котельня	Варіант 2 Біопаливна ТЕЦ
1	Зменшення викидів CO ₂	тонн/рік	7 526	15 299
2	Ціна ОСВ на європейському вуглецевому ринку	дол. США/ тонн	3,3	3,3
3	Курс долара	грн/дол. США	8,0	8,0
4	Вартість від продажу річних квот на викиди (п.4 = п.1·п.2)	дол. США	24 716	50 244
5	Розрахунковий період	років	10	10
6	Витрати на розробку PIN, PDD	дол. США	50 000	50 000
7	Очікуваний дохід від продажу квот (п.7 = п.4 · п.5 - п.6)	дол. США	197 160	452 443
		тис. грн	1 577	3 620

Реалізація проектів в повному обсязі може принести до 1 577 тис. грн при **Варіанті 1** та 3 620 тис. грн при **Варіанті 2** додаткового фінансування за рахунок «зелених інвестицій» за період дії проекту.

7. Екологічний і соціальний вплив

Розробка будь-якого проекту включає розгляд екологічних і соціальних впливів на місто і населення.

7.1. Соціальний вплив

Успішна реалізація проекту буде мати позитивний вплив на соціальний стан міста.

Система ГВП за допомогою котлів на гранульованому паливі забезпечуватиме надійне, безперебійне та якісне постачання споживачів гарячою водою. Це опосередковано впливає на небажання населення вчасно оплачувати комунальні послуги та зменшить розмір заборгованості.

Обладнання, яке планується встановити, є повністю безпечне. В його конструкцію входять спеціальні датчики, які контролюють рівень температури в котлі, антивибухні клапани та клапани групи безпеки по теплоносію. Також забезпечена повна автоматизація роботи та механізація подачі сипучого палива, тобто не потрібне залучення допоміжного обслуговуючого персоналу.

Котли на гранульованому паливі відповідають санітарно-гігієнічним нормам для приміщень. Димові гази не викликають появу алергій.

Така система ГВП має великий термін експлуатації – 20 років і більше без необхідності в капітальному ремонті - і простий монтаж. Пеллети легкі в транспортуванні. Найважливішим є те, що реалізація проекту зацікавить населення в використанні альтернативних джерел енергії.

Але система має і недоліки. Цей проект має чималі капіталовкладення і потребує залучення інвестиційних коштів, якщо не буде профінансований з міського бюджету. Також, зберігання пеллет потребує виділення спеціальної території.

Підсумовуючи, можна стверджувати, що успішне впровадження проекту принесе користь як його ініціаторам, так і споживачам.

7.2. Екологічний вплив

Впровадження системи ГВП на гранульованому паливі матиме позитивний екологічний вплив на місто та населення.

Заміна газових котлів на твердопаливні котли зменшить використання природного газу. Це призведе до зменшення викидів CO₂ та інших шкідливих продуктів горіння, адже саме централізована система опалення на ГВП є одним з основних джерел забруднення міста.

Обладнання екологічно чистим і безпечним, а також пожежо- і вибухобезпечним. Зменшення втрат палива знизить теплове забруднення навколишнього середовища.

Використання гранульованого палива покращить вирішення проблеми утилізації відходів. Також, зольні залишки, які утворюються в процесі горіння, є відмінним добривом для ґрунту.

8. Впровадження проекту

8.1. Організація впровадження

Реалізація інвестиційного проекту починається з моменту відкриття кредитної лінії обраною фінансовою установою (банком). Зобов'язання щодо організації впровадження проекту бере на себе установа, яка залучає кредитні кошти, в даному випадку «Запорізьке Енергетичне Агентство» (організація, яку планується створити для керування енергоефективними проектами). В даному інвестиційному проекті пропонується два варіанти модернізації існуючої системи приготування гарячої води:

Варіант 1 – будівництво біопаливної котельні;

Варіант 2 – будівництво біопаливної ТЕЦ.

Проект в обох варіантах реалізується у чотири етапи:

- розроблення робочого проекту;
- закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту;
- монтаж обладнання;
- пусканалагоджувальні роботи.

На **першому етапі** здійснюється виконання проектних робіт з будівництва біопаливної котельні (ТЕЦ), зазначеної в ТЕО, починаючи з технічного завдання на проектування. Виконується вибір постачальників матеріалів, надходять комерційні пропозиції виробників, формуються замовлені специфікації, складається кошторисна документація.

На **другому етапі** здійснюється придбання укомплектованої біопаливної котельні (ТЕЦ) зі складом живе дно і системою диспетчерського керування та допоміжного обладнання і матеріалів.

На **третьому етапі** здійснюється модернізація існуючої системи приготування гарячої води: монтаж біопаливної котельні (ТЕЦ) зі складом і системи диспетчерського керування. Для ТЕЦ окремо передбачається система включення до централізованої електричної мережі.

На **четвертому етапі** виконуються налагоджувальні роботи із запуску оновленої системи приготування гарячої води, налагодження системи диспетчеризації та комерційного обліку енергоресурсів, випробування на міцність, здача об'єктів в експлуатацію.

План-графік виконання робіт з реалізації інвестиційного проекту за обома варіантами наведено в **таблиці 8.1.1**, варіанти впровадження проекту виділені різними кольорами. Інвестиційний план, що включає склад і зміст основних етапів робіт, вартість капвкладень по першому варіанту, наведено в **таблиці 8.1.2**. Інвестиційний план, що включає склад і зміст основних етапів робіт, вартість капвкладень по другому варіанту, наведено в **таблиці 8.1.3**.

Таблиця 8.1.1. План-графік реалізації інвестиційного проекту

Проект	Обсяг впровадження	2018	2019	2020
Інвестиційний проект «Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району на гранульоване паливо»	1 біопаливна котельня 1 біопаливна ТЕЦ			
розроблення робочого проекту				
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту				
будівництво будівлі котельні та складу палива				
монтаж обладнання				
пусконалагоджувальні роботи				

Таблиця 8.1.2. Фінансовий план реалізації інвестиційного проекту (Варіант 1)

Проект	Обсяг фінансування (тис. грн)	2018	2019	2020
Інвестиційний проект «Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району на гранульоване паливо»	41 739	25 496	10 350	5 894
розроблення робочого проекту	4 472	4 472		
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту	21 023	21 023		
монтаж обладнання	10 350		10 350	
будівництво будівлі котельні та складу палива	4 744			4 744
пусконалагоджувальні роботи	1 150			1 150

Таблиця 8.1.3. Фінансовий план реалізації інвестиційного проекту (Варіант 2)

Проект	Обсяг фінансування (тис. грн)	2018	2019	2020
Інвестиційний проект «Переведення гарячого водопостачання Шевченківського району на гранульоване паливо»	91 529	73 057	10 350	8 122
розроблення робочого проекту	9 807	9 807		
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту	63 250	63 250		
монтаж обладнання	10 350		10 350	
будівництво будівлі котельні та складу палива	4 744			4 744
пусконалагоджувальні роботи	3 378			3 378

8.2. Моніторинг виконання

Після завершення робіт із реалізації проектного напрямку або окремого проекту необхідно виконувати кількісну та якісну оцінку досягнутих результатів. Оцінка виконується шляхом порівняння даних по об'єктах до і після виконання проекту. Оцінка управління та виконання ведеться на основі таких показників ефективності:

- Досягнення попередньо заявлених якісних цілей та задач проекту;
- Досягнення попередньо заявлених кількісних цілей та задач проекту;
- Створення умов для повторного застосування;
- Вплив проекту на інші сектори, що пов'язані із забезпеченням ГВП будівель;
- Ефективність управління проектами.

Перелік пропонованих процедур моніторингу наведено в **таблиці 8.2.1**. Періодичність моніторингу може становити місяць, квартал, рік.

Таблиця 8.2.1. Перелік пропонованих процедур моніторингу та виконавців

Найменування процедури моніторингу	Виконавець
Контроль даних споживання гарячої води за звітний період, порівняння з лімітами, нормативами.	Відповідальна особа у концерні МТМ Відповідальна особа у Запорізькому Енергетичному Агентстві
Контроль даних енергоспоживання та обсягів виробництва гарячої води за звітний період, порівняння з лімітами, нормативами.	Відповідальна особа у концерні МТМ Відповідальна особа у Запорізькому Енергетичному Агентстві
Контроль досягнення показників ефективності (зниження споживання енергоресурсів, підвищення якості послуг теплозабезпечення)	Відповідальна особа у Запорізькому Енергетичному Агентстві Відповідальна особа у відділі енергоменеджменту
Контроль досягнення фінансових показників ефективності (дотримання графіка повернення запозичених коштів)	Відповідальна особа у Запорізькому Енергетичному Агентстві Відповідальна особа у відділі енергоменеджменту