

Енергосервісна  
компанія



Екологічні  
Системи

## МУНІЦИПАЛЬНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЛАН ЗАПОРІЖЖЯ

ЕС3.031.125.01.04.08

Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту  
«Переведення гарячого водопостачання Комунарського району  
на скидне тепло від ЦОС-1»

м. Запоріжжя  
2014 р.

					ЕС3. 031.125.01.04.08	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	
		20.03.2014			Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	1

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор  
ТОВ ЕСКО «Екологічні Системи»

\_\_\_\_\_ Степаненко В. А.

## МУНІЦИПАЛЬНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЛАН ЗАПОРІЖЖЯ

ЕС3.031.125.01.04.08

### Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту «Переведення гарячого водопостачання Комунарського району на скидне тепло від ЦОС-1»

від виконавця

Посада виконавця	ПІБ	Підпис	Дата
Технічний директор	Афанасьєв О. С.		
Заступник директора	Гофман Є.		
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.		

## ЗМІСТ

<b>Резюме</b> .....	<b>6</b>
<b>1. Базове дослідження існуючого стану</b> .....	<b>11</b>
1.1. Основні відомості .....	11
1.2. Технічна оцінка.....	14
1.3. Оцінка споживання енергоресурсів .....	15
1.4. Тарифний аналіз і прогноз цін на енергоносії.....	25
1.5. Фінансова оцінка споживання енергетичних ресурсів.....	28
1.6. Нормативно-правові рамки.....	29
1.7. Висновки щодо існуючого стану .....	30
<b>2. Опис проекту</b> .....	<b>31</b>
2.1. Визначення рішень щодо підвищення енергоефективності .....	31
2.2. Опис проекту за Варіантом 1 .....	32
2.3. Опис проекту за Варіантом 2.....	38
2.4. Система диспетчеризації.....	42
2.5. Технічне обслуговування .....	43
<b>3. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 1</b> .....	<b>45</b>
3.1. Економічний аналіз проекту.....	45
3.2. Фінансовий аналіз проекту .....	51
<b>4. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 2</b> .....	<b>61</b>
4.1. Економічний аналіз проекту.....	61
4.2. Фінансовий аналіз проекту .....	67
<b>5. Аналіз ризиків проекту</b> .....	<b>75</b>
5.1. Структура і управління ризиками .....	75
5.2. Аналіз чутливості проекту.....	78
<b>6. Екологічна ефективність проекту</b> .....	<b>86</b>
6.1. Оцінка зниження викидів парникових газів .....	86
6.2. Оцінка обсягів додаткового безповоротного фінансування за рахунок вуглецевого інвестора .....	88
<b>7. Оцінка соціального та екологічного впливів</b> .....	<b>90</b>
7.1. Соціальний вплив.....	90
7.2. Екологічний вплив .....	90
<b>8. Впровадження проекту</b> .....	<b>91</b>
8.1. Організація впровадження.....	91
8.2. Моніторинг виконання .....	93

- Додаток А.** Якісна характеристика вихідних стічних вод з очисних споруд ЦОС-1 КП «Водоканал» за 2012 р.
- Додаток В.** Виробничі показники котелень Комунарського р-ну за 2012 р., що ввійшли до проекту
- Додаток В.1.** Виробничі показники котельні по вул. Парамонова, 15 в за 2012 р.
- Додаток В.2.** Виробничі показники котельні по вул. Чубанова, 3д за 2012 р.
- Додатку В.3.** Виробничі показники котельні по вул. Жасмінна, 5 за 2012 р.
- Додаток В.4.** Виробничі показники котельні по вул. Дослідна станція, 78а за 2012 р.
- Додаток С.** Перелік будівель, які приєднані до котелень, що ввійшли до складу проекту
- Додаток D.** Пропозиції постачальників обладнання
- Додаток D.1.** Пропозиції постачальників теплових насосів
- Додаток D.1.1.** Пропозиції компанії «Mammoth»
- Додаток D.1.2.** Пропозиції компанії «ЭНЕРГИЯ»
- Додаток D.2.** Пропозиції постачальників теплообмінників «Oreks»
- Додаток D.3.** Пропозиції постачальників когенераційних установок
- Додаток D.3.1.** Пропозиції компанії «СИНАПС»
- Додаток D.3.2.** Пропозиції компанії «MWM»
- Додаток Е.** Розрахунок теплонасосної станції з тепловими насосами, що працюють по трикутному циклу Лоренца
- Додаток F.** Врахування впливу встановлення теплообмінників в загальному скидному лотку очищених стоків ЦОС-1 на рівень потоку води

## Перелік скорочень

ГВП – Гаряче водопостачання  
ДП – Диспетчерський пункт  
ДСТУ – Державний стандарт України  
ЕЕ – Електроенергія  
ЄБРР – Європейський банк реконструкції та розвитку;  
ЄІБ – Європейський інвестиційний банк  
ЗЕА – Запорізьке енергетичне агентство  
КГУ – Когенераційна установка  
КМУ – Кабінет міністрів України  
КП – Комунальне підприємство  
КУ – Комунальна установа  
КФВ – Німецький державний банк  
МБР – Міжнародний банк розвитку  
МТМ – Міські теплові мережі  
МФК – Міжнародна фінансова корпорація  
ОСВ – Одиниця скорочення викидів  
ПДВ – Податок на додану вартість  
ППП - Приватно-публічне партнерства  
ТЕ – Теплова енергія  
ТЕО – Техніко-економічне обґрунтування  
ТН – Теплові насоси  
ТНС – Теплонасосна станція  
т.у.п. – Тонна умовного палива  
ХВ – Холодна вода  
DPP – Дисконтований строк окупності  
IRR – Внутрішня норма рентабельності  
NPV – Чистий дисконтований дохід  
PDD – Проектна – технічна документація  
PIN – Проектна ідея або концепція проекту

## Резюме

Техніко-економічне обґрунтування інвестиційного проекту «Переведення гарячого водопостачання Комунарського району на скидне тепло від ЦОС-1» 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 Комунарського району м. Запоріжжя шляхом модернізації системи ГВП за рахунок залучення коштів інвесторів або міжнародних фінансових організацій.

Інвестиційний проект (ІП-8) передбачає будівництво теплонасосної станції (ТНС) на центральних очисних спорудах лівобережної частини Запоріжжя (ЦОС-1) для забезпечення гарячого водопостачання споживачів мешканців Комунарського району за рахунок використання потенціалу скидного тепла стічних вод.

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

- зниження споживання енергоносіїв на 4 930 т.у.п./рік або 0,7%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 1**), на 7 649 т.у.п./рік або 1,2%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 2**);
- заміщення природного газу за рахунок відновлюваних джерел енергії у обсязі 9 846 тис. м<sup>3</sup>/рік або 1,8%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 1**) або 6 732 тис. м<sup>3</sup>/рік або 1,2%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 2**).
- зниження викидів парникових газів в атмосферу на 3 298 т/рік або 0,3%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 1**), на 12 563 т/рік або 1,2%<sup>\*1</sup> (для **Варіанту 2**).

<sup>\*1</sup> – від загального обсягу в системі теплопостачання м. Запоріжжя.

До обсягу охоплення інвестиційного проекту ІП-8 підпадають системи ГВП 4-х газових котелень Комунарського р-ну:

- районна котельня по вул. Парамонова, 15в;
- районна котельня по вул. Чубанова, 3д;
- котельня по вул. Жасмінна, 5;
- котельня по вул. Дослідна станція, 78а.

Строк реалізації інвестиційного проекту ІП-8 – 2018-2020 рр.

В рамках розробки інвестиційного проекту ІП-8 розглядається два варіанти побудови ТНС на ЦОС-1:

- **Варіант 1.** Будівництво теплонасосної станції;
- **Варіант 2.** Будівництво теплонасосної станції з когенераційною установкою.

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

**Варіант 1** передбачає будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі сучасних вискооефективних теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. Забезпечення живлення теплових насосів електроенергією передбачається здійснити від міських електричних мереж.

**Варіант 2** передбачає будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі сучасних вискооефективних теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. З метою зниження вартості електроенергії, пе-

редбачається забезпечити живлення ТНС електроенергією за рахунок когенераційної газопоршневої установки (КГУ), високопотенційне тепло якої також використовується для приготування гарячої води.

Зазначене в обох варіантах обладнання працює в автоматичному режимі.

Для забезпечення надійності існуючі газові котли на розглянутих котельнях використовуються 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 використанні потенціалу скидного тепла стічних вод за допомогою вискоелективних теплових насосів.

Важливим позитивним ефектом від впровадження проекту є зниження екологічного навантаження на зовнішнє середовище за рахунок скорочення викидів парникових газів та теплового забруднення акваторії р. Дніпра.

Фінансування проекту **ІП-8** передбачається реалізувати за рахунок залучення позикових коштів. Крім того, є можливість залучення додаткового безповоротного фінансування у обсязі 467 тис. грн для **Варіанту 1** або 2 901 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 з'являється 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 тепlopостачання;
- 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-8** за Варіантом 1 наведені у **таблиці 1**.

Зведені дані розрахунків техніко-економічних показників проекту **ІП-8** за Варіантом 2 наведені у **таблиці 2**.

Порівняння варіантів проекту **ІП-8** за основними техніко-економічними показниками наведено у **таблиці 3**.

**Таблиця 1.** Основні техніко-економічні показники проекту **ІП-8** за **Варіантом 1**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
<b>1</b>	<b>Економічні характеристики проекту</b>		
1.1	Строк життя проекту	років	20
1.2	Строк реалізації проекту	рр.	2018-2020
1.3	Капітальні витрати	тис. грн	147 367
<b>2</b>	<b>Технічні характеристики проекту</b>		
2.1	Встановлена теплова потужність ТНС	Гкал/год	10,3
		МВт	12,0
2.2	Кількість теплових насосів	шт.	4
2.3	Середньорічний коефіцієнт перетворення ТН (COP)		5,5
<b>3</b>	<b>Експлуатаційні характеристики проекту</b>		
3.1	Виробництво теплової енергії на ГВП теплонасосною станцією	Гкал/рік	79 581
3.2	Втрати теплової енергії в новозбудованих мережах ГВП	Гкал/рік	7 425
3.3	Споживання електроенергії ТНС	тис. кВт·год/рік	18 580
3.4	Обсяг заміщення природного газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	9 846
3.5	Обсяг зниження викидів CO <sub>2</sub>	т/рік	3 298
<b>4</b>	<b>Показники ефективності</b>		
	<i>Спрощені показники</i>		
4.1	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-10 701
4.2	Період простої окупності	років	немає
	<i>Спрощені показники з урахуванням субсидії</i>		
4.3	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-10 701
4.4	Зменшення витрат за рахунок субсидії держави	тис. грн/рік	26 335
4.5	Період простої окупності	років	9,4
	<i>Показники з урахуванням дисконтування</i>		
4.6	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%
4.7	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	122 978
4.8	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	11,1
4.9	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	14,7%
4.10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		0,83



**Таблиця 2. Основні техніко-економічні показники проекту ІП-8 за Варіантом 2**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Економічні характеристики проекту</b>		
1.1	Строк життя проекту	років	20
1.2	Строк реалізації проекту	рр.	2018-2020
1.3	Капітальні витрати	тис. грн	164 860
2	<b>Технічні характеристики проекту</b>		
2.1	Загальна встановлена теплова потужність ТНС	Гкал/год	12,0
2.2	Встановлена теплова потужність теплових насосів	Гкал/год	10,3
		МВт	12,0
2.3	Кількість теплових насосів	шт.	4
2.4	Середньорічний коефіцієнт перетворення ТН (COP)		5,5
2.5	Встановлена електрична потужність КГУ	МВт	2,0
2.6	Встановлена теплова потужність КГУ	Гкал/год	1,7
3	<b>Експлуатаційні характеристики проекту</b>		
3.1	Виробництво теплової енергії ТНС на ГВП всього, у т.ч.:	Гкал/рік	86 771
	• тепловими насосами	Гкал/рік	72 867
	• насосною станцією	Гкал/рік	13 904
3.2	Втрати теплової енергії в новозбудованих мережах ГВП	Гкал/рік	7 425
3.3	Споживання електроенергії ТНС, всього, у т.ч.:	тис. кВт·год/рік	17 160
3.4	Виробництво електроенергії КГУ	тис. кВт·год/рік	16 649
3.5	Споживання природного газу КГУ	тис. м <sup>3</sup> /рік	4 083
3.6	Обсяг зниження споживання природного газу на існуючих котельнях	тис. м <sup>3</sup> /рік	10 814
3.7	Обсяг заміщення природного газу (з урахуванням споживання КГУ)	тис. м <sup>3</sup> /рік	6 732
3.8	Обсяг зниження викидів CO <sub>2</sub>	т/рік	12 563
4	<b>Показники ефективності</b>		
	<i>Спрощені показники</i>		
4.1	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	3 517
4.2	Період простої окупності	років	немає
	<i>Спрощені показники з урахуванням субсидії</i>		
4.3	Економічний ефект від впровадження проекту	тис. грн/рік	-7 403
4.4	Зменшення витрат за рахунок субсидії держави	тис. грн/рік	28 923
4.5	Період простої окупності	років	7,7
	<i>Показники з урахуванням дисконтування</i>		
4.6	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%
4.7	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	269 809
4.8	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	8,1
4.9	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	20,5%
4.10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		1,64

**Таблиця 3.** Порівняння варіантів проекту **ІП-8** за основними техніко-економічними показниками

№	Найменування	Од. вим.	Варіант 1 ТНС	Варіант 2 ТНС+КГУ
1	Строк життя проекту	років	20	20
2	Капітальні витрати	тис. грн	147 367	164 860
3	Виробництво теплової енергії	Гкал	79 581	86 771
4	Обсяг заміщення природного газу	тис. м <sup>3</sup>	9 846	6 732
5	Обсяг зниження викидів CO <sub>2</sub>	т/рік	3 298	12 563
6	Коефіцієнт дисконтування	%	7,0%	7,0%
7	Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	122 978	269 809
8	Дисконтований термін окупності (DPP)	років	11,1	8,1
9	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	14,7%	20,5%
10	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу (NPVQ)		0,83	1,64

## 1. Базове дослідження існуючого стану

### 1.1. Основні відомості

#### Географічне положення та кліматичні умови м. Запоріжжя

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 сухувійними 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 (-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.

Середня температура води в Дніпрі біля міста (Дніпровське водосховище) дорівнює: червень +21°C, липень +24°C, серпень +22°C, вересень +19°C. В окремі дні температура води досягає +27...+28°C.

#### 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 пе-

					ЕС3. 031.125.01.04.08	Лист
					Муниципальный энергетический план Запоріжжя	
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	11

редбачає 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.

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%.

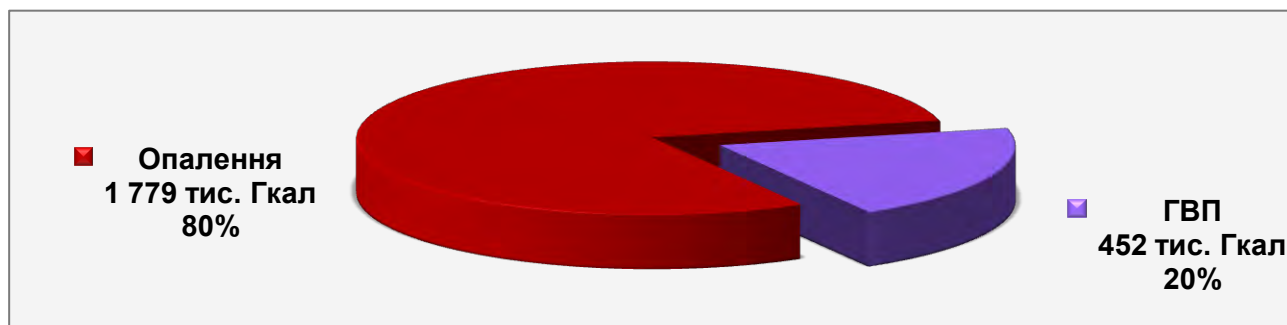
Характеристики підключених абонентів до системи централізованого теплопостачання Концерну «МТМ» приведені в **таблиці 1.1.1.**

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

№ з/п	Групи споживачів	Опалювальна площа м <sup>2</sup>	Підключене теплове навантаження			Річне споживання теплової енергії в 2012 році		
			Опалення	ГВП	Всього	Опалення	ГВП	Всього
			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
<b>Всього</b>		<b>16 031</b>	<b>1 167,9</b>	<b>169,4</b>	<b>1 337,2</b>	<b>1 779,3</b>	<b>451,7</b>	<b>2 231,0</b>

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

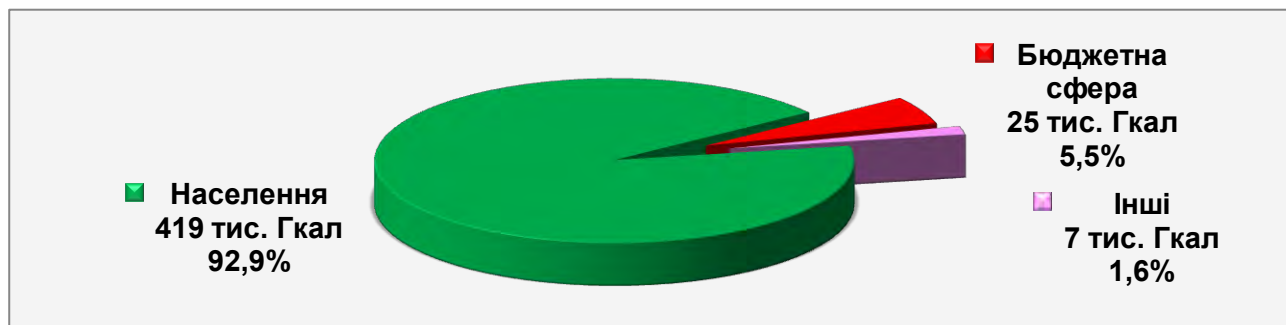


Відпуск теплової енергії на гаряче водопостачання (далі – ГВП) відбувається цілий рік, з плановими перервами на профілактично ремонтні роботи. В балансі відпуску теплової енергії споживачам ГВП займає близько **20%**.

Концерн «МТМ» надає послуги з централізованого теплопостачання 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 <sup>3</sup>	тис. чол.	м <sup>3</sup> /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
<b>Всього</b>		<b>7 121,6</b>	<b>472,325</b>	<b>15,1</b>	<b>41,3</b>

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).

## 1.2. Технічна оцінка

### 1.2.1. Оцінка стану існуючих джерел теплової енергії

У сферу охоплення проекту передбачається включити будинки Комунарського району, що отримують централізоване тепlopостачання від котелень Концерну «МТМ» по вул. Парамонова, 15в, вул. Чубанова, 3д, вул. Жасмінна, 5 та вул. Дослідна станція, 78а. Загальні характеристики вище названих котелень приведені в таблиці 1.2.1.1.

**Таблиця 1.2.1.1.** Загальні характеристики котелень

№ з/п	Найменування котельні	Встановлена потужність котельні Гкал/год	Загальне підключене навантаження на ГВП			
			Населення	Бюджетна сфера	Інші споживачі	Всього
			Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год
1	Парамонова, 15в	175,0	14,952	1,766	0,256	<b>16,975</b>
2	Жасмінна, 5	24,9	0,669	0,229	0,548	<b>1,446</b>
3	Дослідна станція, 78а	10,5	0,399	0,005	0,015	<b>0,419</b>
4	Чубанова, 3д	19,5	11,330	0,410	0,195	<b>11,936</b>
<b>Всього по котельним</b>		<b>229,9</b>	<b>27,351</b>	<b>2,409</b>	<b>1,014</b>	<b>30,77</b>

Котельні по вул. Парамонова, 15в та вул. Жасмінна, 5 мають закриту, 2-х трубну систему тепlopостачання, залежну схему підключення теплових мереж до споживачів. Котельня по вул. Чубанова, 3д, має відкриту 2-х трубну мережу, забезпечує лише послуги ГВП (без тепlopостачання). Котельня по вул. Дослідна станція, 78а має закриту, 4-х трубну систему тепlopостачання та залежну схему підключення теплових мереж до споживачів.

На котельнях в загальній кількості перебувають у експлуатації 12 котлів та 1 у резерві. В таблиці 1.2.1.2 приведені загальні характеристики котлів.

**Таблиця 1.2.1.2.** Загальні характеристики котлів

№	Адреса котельні	Тип котлів, кількість	Рік встановлення котлів	ККД котлів	Встановлена потужність котлів Гкал/год (МВт)
1	Кот. Парамонова, 15в	КВГМ-30-150М * <sup>1</sup>	1984	92	35
		КВ-ГМ-35-150М * <sup>1</sup>	1985	92	35
		КВ-ГМ-30-150М * <sup>1</sup>	1985	92	35
		ПТВМ-30М-4	1972	91	35
		ПТВМ-30М-4 (резерв)	1974		35
2	Кот. Жасмінна, 5	ТВГ-8М	1983	92	8,3
		ТВГ-8М	1983	91	8,3
		ТВГ-8М	1983	91	8,3
3	Кот. Дослідна станція, 78а	КВ-Г-7,56-150	1998	90	6,5
		КВ-Г-4,65-150	1993	90	4
4	Кот. Чубанова, 3д	КВГ-7,56	1985	91	6,5
		КВГ-7,56	2008	91	6,5
		КВ-Г-7,56-150	2007	92	6,5

\*<sup>1</sup> – модель ПТВМ-30М-4

Більшість котлів, встановлених в період 70 – 80-х років, морально та фізично застаріли.

### 1.3. Оцінка споживання енергоресурсів

В даному підрозділі розглядається значення 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 котелень по вул. Парамонова, 15в, вул. Чубанова, 3д, вул. Жасмінна, 5 та вул. Дослідна станція, 78а приведено в **таблиці 1.3.1.1.**

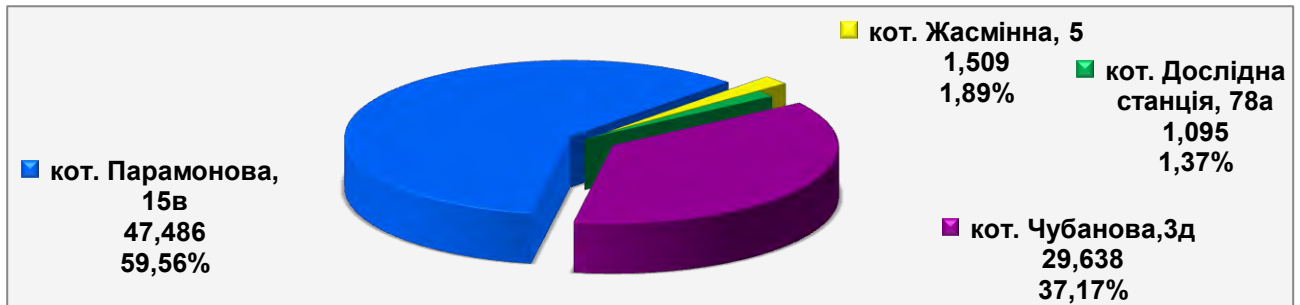
**Таблиця 1.3.1.1.** Виробничі показники котелень Концерну «МТМ» за рік

№	Найменування	Од. вим.	Парамонова 15в	Жасмінна, 5	Дослідна станція 78а	Чубанова, 3д	Всього по котельним
1	Виробництво теплової енергії всього	Гкал	245 007,15	20 432,66	6 822,40	50 423,38	<b>322 685,58</b>
2	Витрати на власні потреби	Гкал	5 390,16	449,52	150,09	1 112,67	<b>7 102,44</b>
3	Відпуск теплової енергії з колекторів	Гкал	239 616,99	19 983,14	6 672,30	49 310,71	<b>315 583,14</b>
4	Втрати в мережах	Гкал	36 973,27	3 975,41	1 456,37	11 499,17	<b>53 904,22</b>
5	<i>Корисний відпуск теплової енергії, всього, в т.ч.:</i>	<i>Гкал</i>	<i>196 219,49</i>	<i>16 552,17</i>	<i>4 907,27</i>	<i>110 901,12</i>	<i>328 580,05</i>
6	<b>На Опалення, ВСЬОГО, в т.ч.</b>	<b>Гкал</b>	<b>148 733,85</b>	<b>15 043,46</b>	<b>3 812,04</b>	<b>81 263,30</b>	<b>248 852,65</b>
6.1.	Населення	Гкал	124 562,61	9 743,96	3 246,94	71 912,38	<b>209 465,88</b>
6.2.	Бюджетна сфера	Гкал	18 070,67	2 501,07	462,07	6 847,20	<b>27 881,01</b>
6.3.	Інші споживачі	Гкал	6 100,56	2 798,44	103,04	2 503,71	<b>11 505,75</b>
7	<b>На ГВП, ВСЬОГО, в т.ч.:</b>	<b>Гкал</b>	<b>47 485,65</b>	<b>1 508,71</b>	<b>1 095,23</b>	<b>29 637,82</b>	<b>79 727,41</b>
7.1.	Населення	Гкал	44 532,80	944,29	1 068,58	29 012,44	<b>75 558,12</b>
7.2.	Бюджетна сфера	Гкал	2 725,68	405,35	22,66	544,28	<b>3 697,96</b>
7.3.	Інші споживачі	Гкал	227,17	159,07	3,99	81,09	<b>471,33</b>
8	Витрати природного газу	тис.м <sup>3</sup>	32 770,46	2 758,61	949,62	6 585,57	<b>43 064,26</b>
9	Витрати електроенергії	тис. кВт·год	5 839,85	448,83	370,34	1 528,89	<b>8 187,91</b>
10	Витрати холодної води на ГВП	тис.м <sup>3</sup>	71,69		0,38	0,12	<b>72,19</b>
11	Питомі витрати газу	м <sup>3</sup> /Гкал	136,76	138,05	142,32	133,55	136,46
12	Питомі витрати ЕЕ	кВт·год/Гкал	24,37	22,46	55,50	31,01	25,95
13	<b>Приєднане навантаження на опалення</b>	<b>Гкал/год</b>	<b>91,062</b>	<b>12,552</b>	<b>2,428</b>	<b>53,685</b>	<b>159,727</b>
13.1	Населення	Гкал/год	72,757	6,112	1,998	48,106	128,973
13.2	Бюджетна сфера	Гкал/год	13,193	1,474	0,372	3,478	18,518
13.3	Інші споживачі	Гкал/год	5,112	4,966	0,058	2,100	12,236
14	<b>Приєднане навантаження на ГВП</b>	<b>Гкал/год</b>	<b>16,975</b>	<b>1,446</b>	<b>0,419</b>	<b>11,936</b>	<b>30,775</b>
14.1	Населення	Гкал/год	14,952	0,669	0,399	11,330	27,351
14.2	Бюджетна сфера	Гкал/год	1,766	0,229	0,005	0,410	2,409
14.3	Інші споживачі	Гкал/год	0,256	0,548	0,015	0,195	1,014

Перелік будівель, які приєднані до котельень, що ввійшли до складу проекту, приведені в **Додатку С**.

На **рисунок 1.3.1.1** зображена структура розподілу корисного відпуску теплової енергії на ГВП котельними, що входять до проекту за 2012 рік.

**Рисунок 1.3.1.1.** Структура розподілу корисного відпуску теплової енергії на ГВП котельними, що входять до проекту за рік, тис. Гкал

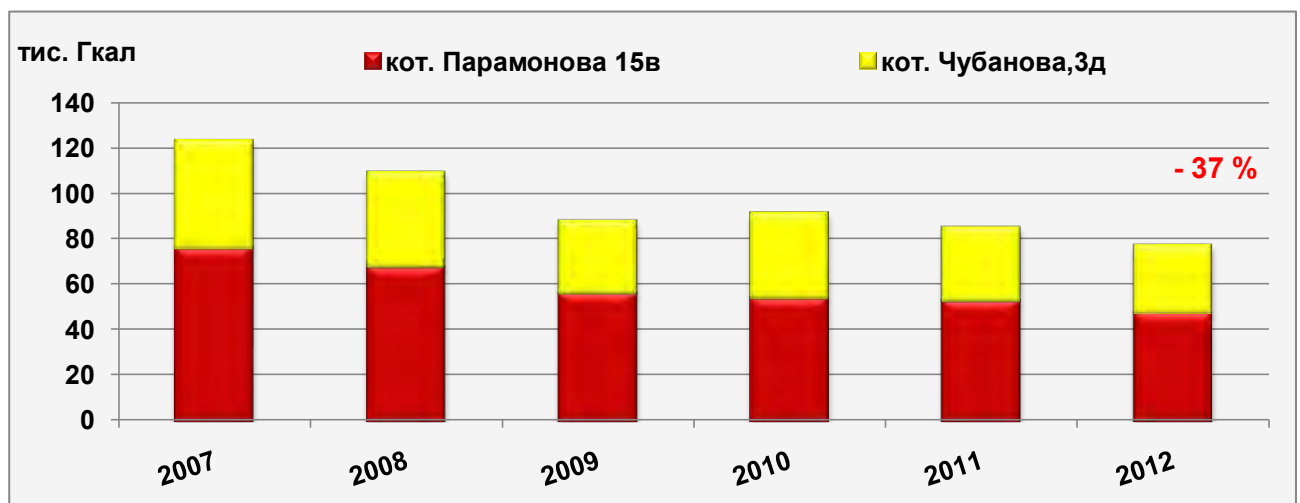


Котельні по вул. Парамонова, 15в та вул. Чубанова, 3д відпускають більшу частину теплової енергії на ГВП споживачам, що становить 97 % від корисного відпуску котельень, що входять до проекту. В **таблиці 1.3.1.2** та на **рисунок 1.3.1.2** приведений корисний відпуск теплової енергії на ГВП котельними по вул. Парамонова, 15в та вул. Чубанова, 3д в період 2007 – 2012 рр.

**Таблиця 1.3.1.2.** Корисний відпуск теплової енергії на ГВП котельними по вул. Парамонова, 15в та вул. Чубанова, 3д в період 2007 – 2013 рр.

№	Найменування	Од.вим.	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	кот. Парамонова 15в	тис. Гкал	75,789	67,541	56,018	53,737	52,593	47,486
2	кот. Чубанова, 3д	тис. Гкал	47,297	41,630	31,644	37,535	32,238	29,638
<b>Всього по двом котельнях</b>		<b>тис. Гкал</b>	<b>123,086</b>	<b>109,171</b>	<b>87,663</b>	<b>91,272</b>	<b>84,830</b>	<b>77,123</b>

**Рисунок 1.3.1.2.** Корисний відпуск на ГВП котельними по вул. Парамонова, 15в та вул. Чубанова, 3д в період 2007 – 2013 рр.





Впродовж шести років споживання теплової енергії на ГВП знизилось на 37%. Такий спад споживання пояснюється оснащенням споживачів вузлами обліку, переходом абонентів на автономне ГВП (встановлення електроводонагрівачів) та зменшенням численності населення міста (за офіційними даними майже на 3% з 2007 по 2012 рр.).

Обсяги помісячного виробництва теплової енергії сумарно чотирма котельними по вул. Парамонова, 15в, вул. Чубанова, 3д, вул. Жасмінна, 5 та вул. Дослідна станція, 78а 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	тис. Гкал	тис. Гкал	%	тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал
Січень	55,069	53,857	7,710	14%	61,968	52,129	9,840
Лютий	61,628	60,272	7,642	13%	73,178	63,688	9,490
Березень	47,762	46,711	7,969	17%	51,913	42,410	9,503
Квітень	17,183	16,805	3,308	20%	14,141	6,017	8,124
Травень	6,434	6,292	1,273	20%	5,480		5,480
Червень	7,935	7,759	2,854	37%	4,060		4,060
Липень	6,960	6,806	2,305	34%	4,234		4,234
Серпень	6,607	6,462	2,123	33%	3,852		3,852
Вересень	8,932	8,735	2,590	30%	4,561		4,561
Жовтень	13,472	13,175	3,139	24%	9,981	4,520	5,461
Листопад	36,517	35,713	6,174	17%	36,417	29,535	6,882
Грудень	54,188	52,996	6,817	13%	58,794	50,553	8,241
<b>Всього</b>	<b>322,686</b>	<b>315,583</b>	<b>53,904</b>	<b>17%</b>	<b>328,580</b>	<b>248,853</b>	<b>79,727</b>

Втрати в мережах складають від 13 до 37 %, відносно до значення відпуску теплової енергії з колекторів.

### 1.3.2. Обсяги водовідведення та потенціал теплової енергії стічних вод

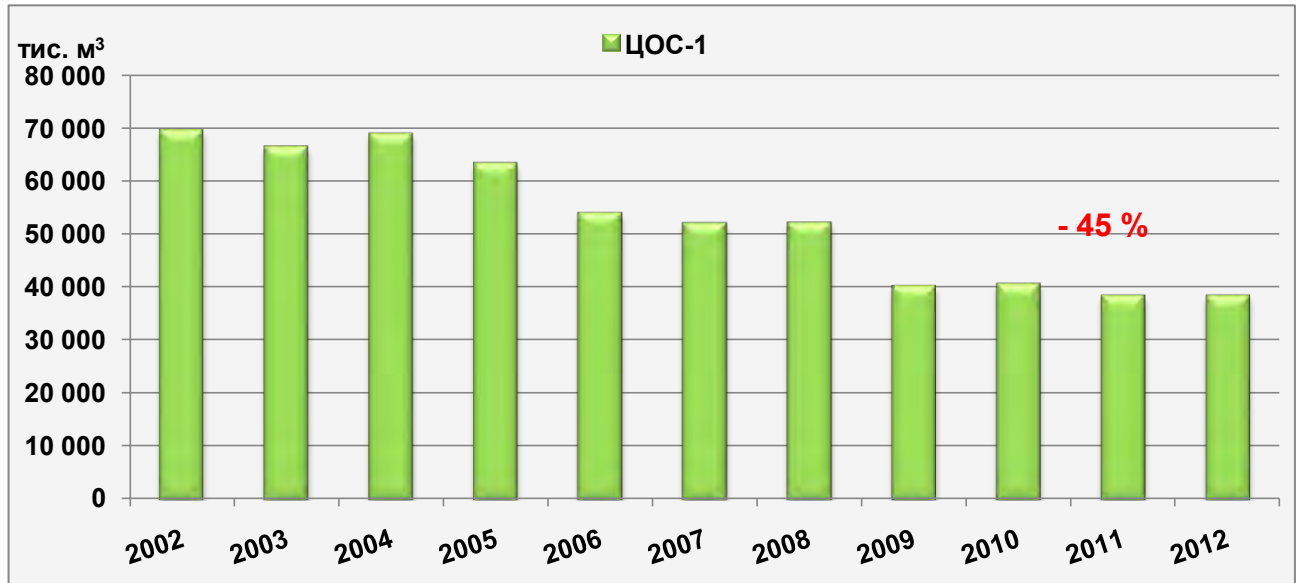
Водопостачання та водовідведення у м. Запоріжжя здійснюється комунальним підприємством «Водоканал» (КП «Водоканал»). Стічні води міста через систему каналізаційних колекторів і насосних станцій надходять на очисні споруди. Стічні води лівобережної частини міста проходять механічне та біологічне очищення на Центральній очисній споруді – ЦОС-1, проектною потужністю 280 тис.м<sup>3</sup>/добу.

В **таблиці 1.3.2.1** та **рисунку 1.3.2.1** приведені загальні обсяги стічних вод, що пройшли очистку на ЦОС-1 за період 2002 – 2012 рр.

**Таблиця 1.3.2.1.** Обсяги стічних вод, що пройшли очистку на ЦОС-1

Найменування	Обсяг стоків по роках, тис. м <sup>3</sup>										
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ЦОС-1	69 416	66 196	68 710	63 069	53 738	51 777	51 929	39 946	40 355	38 163	38 194

**Рисунок 1.3.2.1.** Обсяги стічних вод, що пройшли очистку на ЦОС-1



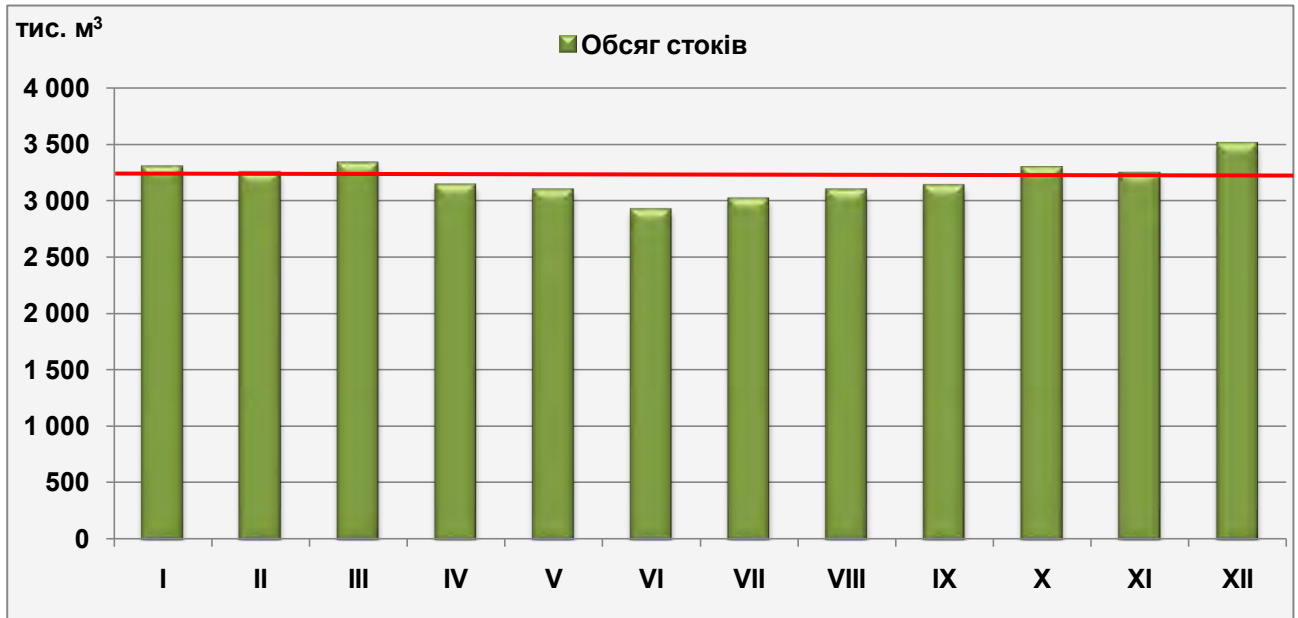
За останні 10 років обсяги стічних вод зменшилися майже 2 рази, що рівняється кратності зменшення споживання води.

В таблиці 1.3.2.2 та на рисунках 1.3.2.2 та 1.3.2.3 приведені помісячний обсяг очищених стоків та середньодобові показники температури очищення стоків на ЦОС-1 за 2012 рік.

**Таблиця 1.3.2.2.** Місячний обсяг очищених стоків та середньодобові показники температури очищених стоків на ЦОС-1 в 2012 р.

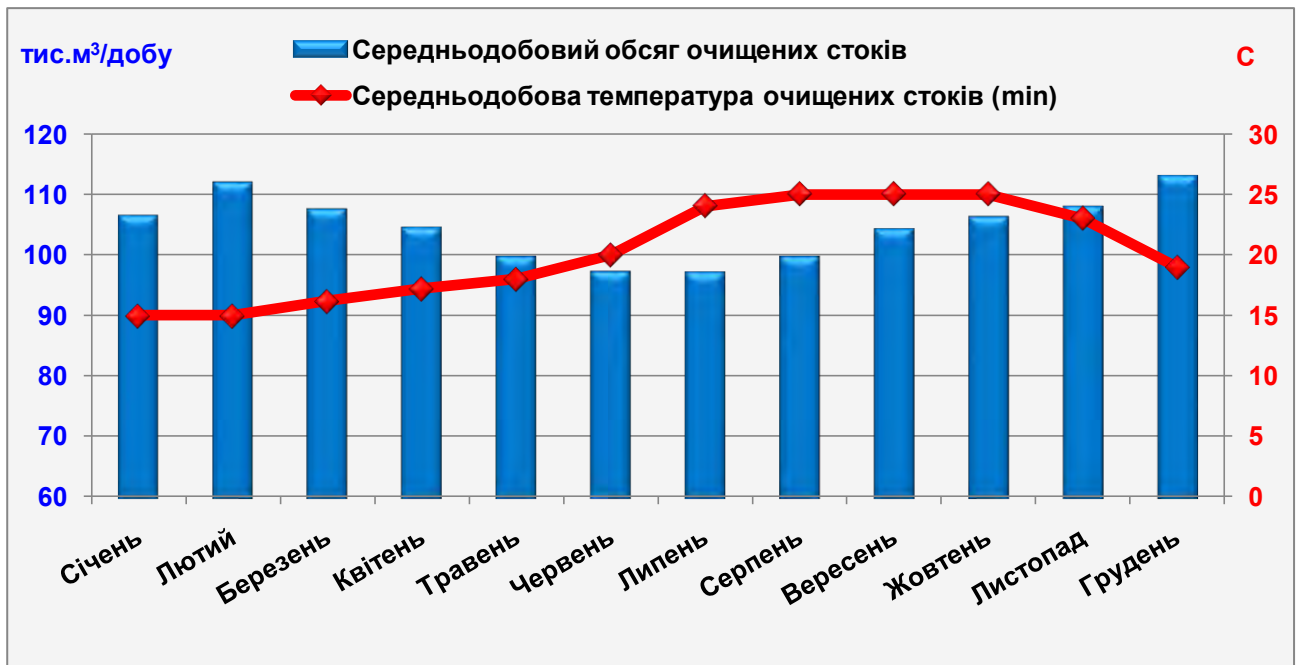
Місяць		Обсяг стоків	Середньодобовий обсяг очищених стоків	Середньодобова температура очищених стоків (min)
		тис. м <sup>3</sup>	тис.м <sup>3</sup> /добу	°С
Січень	I	3 290,7	106	+15,0
Лютий	II	3 238,2	112	+15,0
Березень	III	3 323,4	107	+16,2
Квітень	IV	3 126,2	104	+17,2
Травень	V	3 085,1	100	+18,0
Червень	VI	2 910,1	97	+20,0
Липень	VII	3 003,0	97	+24,0
Серпень	VIII	3 083,8	100	+25,0
Вересень	IX	3 121,5	104	+25,0
Жовтень	X	3 285,7	106	+25,0
Листопад	XI	3 230,8	108	+23,0
Грудень	XII	3 495,2	113	+19,0
<b>Середнє значення</b>		<b>3 183,3</b>	<b>104,3</b>	<b>+20,2</b>

**Рисунок 1.3.2.2.** Місячний обсяг очищених стоків на ЦОС-1 в 2012 р.



Місячний обсяг очищених стоків на ЦОС-1 протягом року має стабільну динаміку та знаходиться на рівні 3 200 тис. м<sup>3</sup> в місяць.

**Рисунок 1.3.2.3.** Середньодобові показники очищених стоків на ЦОС-1 в 2012 р.



Середньодобова температура очищених стоків знаходиться в межах +15...+25°C. Найвищі значення припадають на серпень, вересень та жовтень, а найнижчі – на січень та лютий.

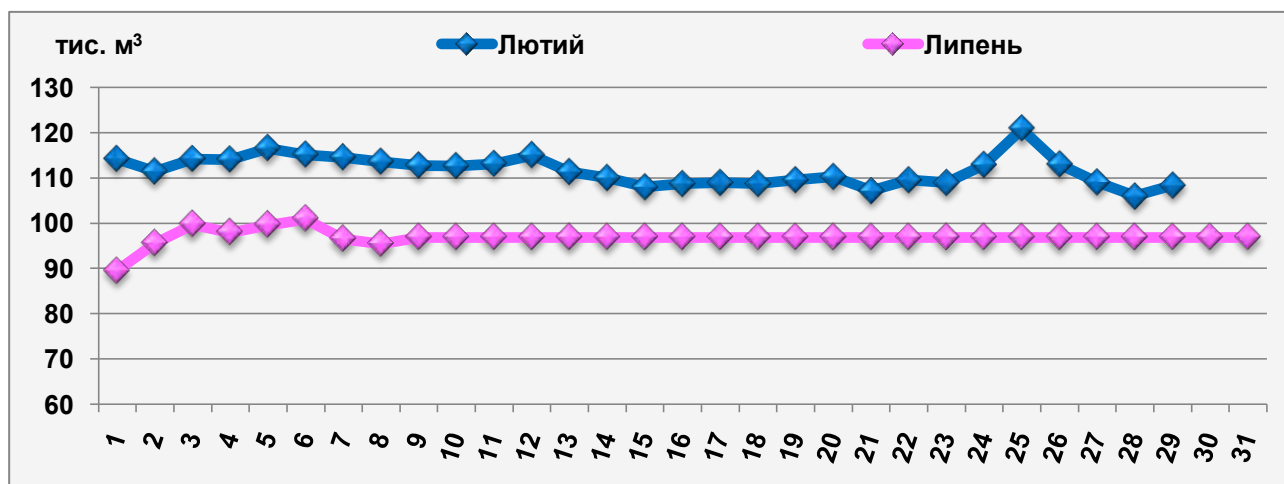
Дані про щодобовий обсяг очищених стоків на ЦОС-1 протягом 2 місяців (лютий та липень) 2012 р. приведені в таблиці 1.3.2.3 та на рисунку 1.3.2.4.

**Таблиця 1.3.2.3.** Дані про щодобовий обсяг очищених стоків на ЦОС-1 за лютий та липень 2012 р.

Дата	Стоки, тис. м <sup>3</sup>		Дата	Стоки, тис. м <sup>3</sup>		
	Лютий	Липень		Лютий	Липень	
1	114,112	89,560	17	109,024	96,870 *	
2	111,402	95,541	18	108,706	96,870 *	
3	114,093	99,687	19	109,603	96,870 *	
4	114,083	97,857	20	110,312	96,870 *	
5	116,532	99,591	21	107,203	96,870 *	
6	115,042	100,888	22	109,585	96,870 *	
7	114,489	96,467	23	108,913	96,870 *	
8	113,506	95,365	24	112,885	96,870 *	
9	112,724	96,870 *	25	120,711	96,870 *	
10	112,650	96,870 *	26	112,946	96,870 *	
11	113,128	96,870 *	27	109,124	96,870 *	
12	114,966	96,870 *	28	105,988	96,870 *	
13	111,272	96,870 *	29	108,408	96,870 *	
14	110,030	96,870 *	30		96,870 *	
15	108,004	96,870 *	31		96,870 *	
16	108,783	96,870 *	<b>Всього за місяць</b>		<b>3 238,224</b>	<b>3 002,966</b>

\* У липні 2012 р., у зв'язку з відключенням для ремонту витратомірів очищених стоків, облік очищених стоків виконувався згідно акта №19 по середньому значенню різниці кількості вхідних стоків та очищених стоків, узятих за період з 01.2010р. по 03.2013р.

**Рисунок 1.3.2.4.** Графік щодобових обсягів очищених стоків на ЦОС-1 за лютий та липень 2012 р.



Обсяг комунально-побутових стоків м. Запоріжжя, що проходять через центральні очисні споруди лівобережної частини (ЦОС-1), практично не змінюється протягом місяця. Середній показник об'єму стоків за лютий становить 111,663 тис. м<sup>3</sup>, за липень – 96,870 тис. м<sup>3</sup>.

На **рисунках 1.3.2.5 та 1.3.2.6** показані добові профілі обсягу очищених стоків, для робочого і вихідного дня.

**Рисунок 1.3.2.5.** Профіль обсягу очищених стоків для вихідного дня (неділя, 8 вересня)



Мінімальне значення швидкості стічних вод у вихідний день припадає близько 5 години ранку та становить 1600 м<sup>3</sup>/год, а максимальне – 6100 м<sup>3</sup>/год, близько 22 години.

**Рисунок 1.3.2.6.** Профіль обсягу очищених стоків для буднього дня (п'ятниця, 13 вересня)



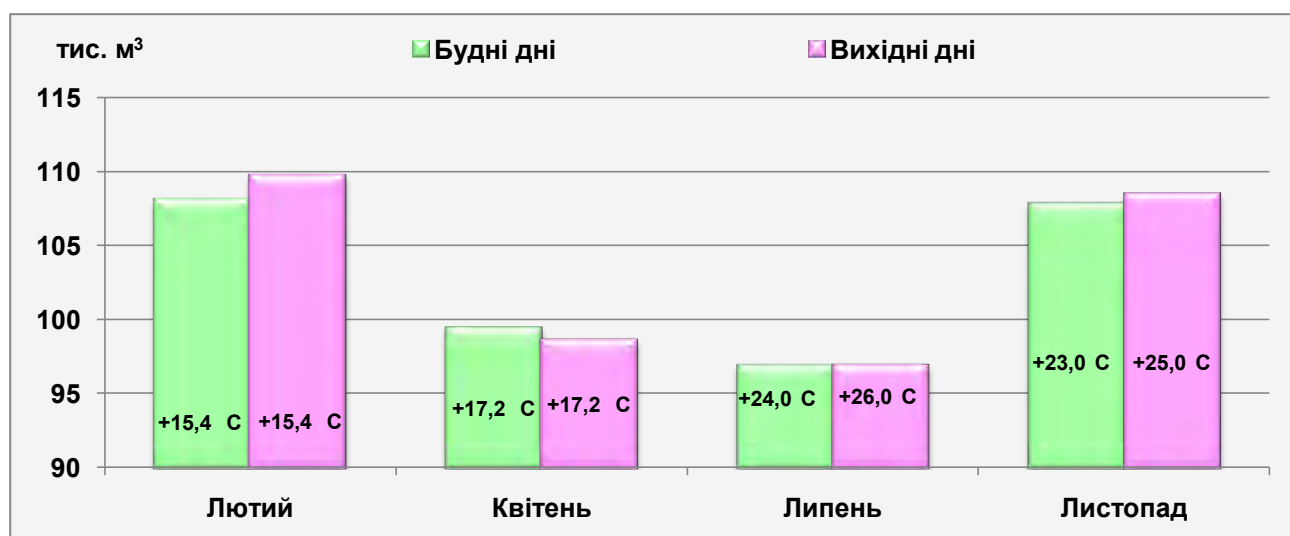
Мінімальне значення обсягів стічних вод у будній день припадає близько 7 години ранку та становить 1700 м<sup>3</sup> /год, а максимальне – 5600 м<sup>3</sup> /год, близько 11 години дня.

Добовий обсяг стоків за днями тижня та їх середня добова температура представлені в таблиці 1.3.2.4 та на **рисунку 1.3.2.7.**

**Таблиця 1.3.2.4.** Добовий обсяг стоків та середня добова температура очищених стоків на ЦОС-1 в 2012 р.

Найменування	Місяці року			
	Лютий	Квітень	Липень	Листопад
<b>Будні дні (середа)</b>				
дата	15 лютого	18 квітня	11 липня	21 листопада
добовий обсяг стоків, м <sup>3</sup>	108 004	99 404	96 870	107 717
сер. температура стоків, °С	+15,4	+17,2	+24,0	+23,0
<b>Вихідні дні (неділя)</b>				
дата	19 лютого	22 квітня	22 липня	11 листопада
добовий обсяг стоків, м <sup>3</sup>	109 603	98 558	96 870	108 397
сер. температура стоків, °С	+15,4	+17,2	+26,0	+25,0

**Рисунок 1.3.2.7.** Добовий обсяг стоків та середня добова температура очищених стоків на ЦОС-1 в 2012 р.



Згідно з вихідними даними (таблиця 1.3.2.4) добовий обсяг та температура очищених стоків на мають значної залежності від днів тижня.

Температура стоків коливається в залежності від сезону року, але такі коливання незначні і навіть в холодні періоди року температура не знижалася нижче +15 °С. Враховуючи значні обсяги стоків і досить високу температуру стічних вод можна передбачити наявність значного потенціалу утилізації скидного тепла ЦОС-1.

Нижче приведений розрахунок потенціалу утилізації скидного тепла ЦОС-1, згідно формули:

$$Q = M \cdot c \cdot (T_2 - T_1), \text{ ккал/год}$$

де, M – об'єм очищених стоків за годину, м<sup>3</sup>/год;

c – питома теплоємність води при +20°С, ккал/(кг·°С);

T<sub>2</sub> – температура до утилізації, °С;

T<sub>1</sub> – температура після утилізації, °С.

Обсяги скидання стоків на місяць становлять в середньому понад 3 200 тис. м<sup>3</sup>. Швидкість стоків становлять у середньому 4 000 м<sup>3</sup>/год. Мінімальні значення швидкості стоків, зафіксовані на добовому графіку на ЦОС-1, складають 1 500 м<sup>3</sup>/год.

Дані розрахунку оцінки технічно доступного потенціалу теплової енергії, яку можна отримати зі стоків, при мінімальному та середньому обсязі очищених комунально-побутових стоків, наведені в **таблицях 1.3.2.5 та 1.3.2.6**.

**Таблиця 1.3.2.5.** Потенціал теплової потужності в стічних водах

№ з/п	Найменування	Од.вим.	Мінімальне споживання	Середнє споживання
1	Кількість води (за годину)	м <sup>3</sup> /год	<b>1 500,0</b>	<b>4 000,0</b>
2	Питома теплоємність	ккал/(кг·°С)	1	1
3	Температура до	°С	+20	+20
4	Температура після	°С	+17	+17
5	Перепад температур	°С	<b>3</b>	<b>3</b>
6	Тепловий потенціал	Гкал/год	4,5	12,0

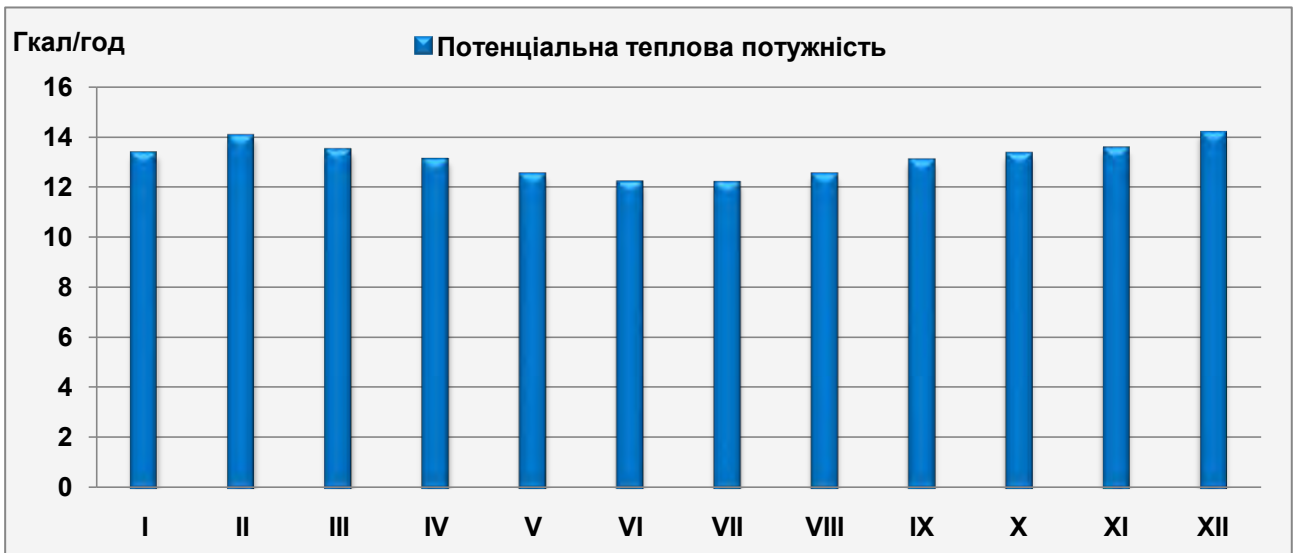
**Таблиця 1.3.2.6.** Технічно доступний потенціал теплової енергії стічних вод

Місяць		Середньодобовий обсяг очищених стоків		Середньодобова температура очищених стоків (min)	Температура після теплообмінника	Потенціальна теплова потужність	Потенціал теплової енергії стічних вод
		тис.м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /годину	°С	°С	Гкал/год	тис. Гкал
Січень	I	106	4 425	+15,0	+12,0	13,3	9,9
Лютий	II	112	4 653	+15,0	+12,0	14,0	9,4
Березень	III	107	4 467	+16,2	+13,2	13,4	10,0
Квітень	IV	104	4 342	+17,2	+14,2	13,0	9,4
Травень	V	100	4 146	+18,0	+15,0	12,4	9,3
Червень	VI	97	4 042	+20,0	+17,0	12,1	8,7
Липень	VII	97	4 036	+24,0	+21,0	12,1	9,0
Серпень	VIII	100	4 146	+25,0	+22,0	12,4	9,3
Вересень	IX	104	4 333	+25,0	+22,0	13,0	9,4
Жовтень	X	106	4 417	+25,0	+22,0	13,3	9,9
Листопад	XI	108	4 488	+23,0	+20,0	13,5	9,7
Грудень	XII	113	4 698	+19,0	+16,0	14,1	10,5
<b>Середнє значення, за рік</b>		<b>104,3</b>	<b>4 347,3</b>	<b>+20,2</b>	<b>+17,2</b>	<b>13,0</b>	<b>114,2</b>

Потенціал теплової енергії стічних вод пораховано із врахуванням планових перерв на профілактично ремонтні роботи, що складають 360 годин в рік.

На **рисунках 1.3.2.8 та 1.3.2.9** наведено потенціал утилізації скидного тепла ЦОС-1 з помісячним інтервалом

**Рисунок 1.3.2.8.** Потенціальна теплова потужність в стічних водах



**Рисунок 1.3.2.9.** Технічно доступний потенціал теплової енергії стічних вод



### 1.3.3. Оцінка споживання теплової енергії на ГВП

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 1.3.3.1** та на **рисунку 1.3.3.1**.

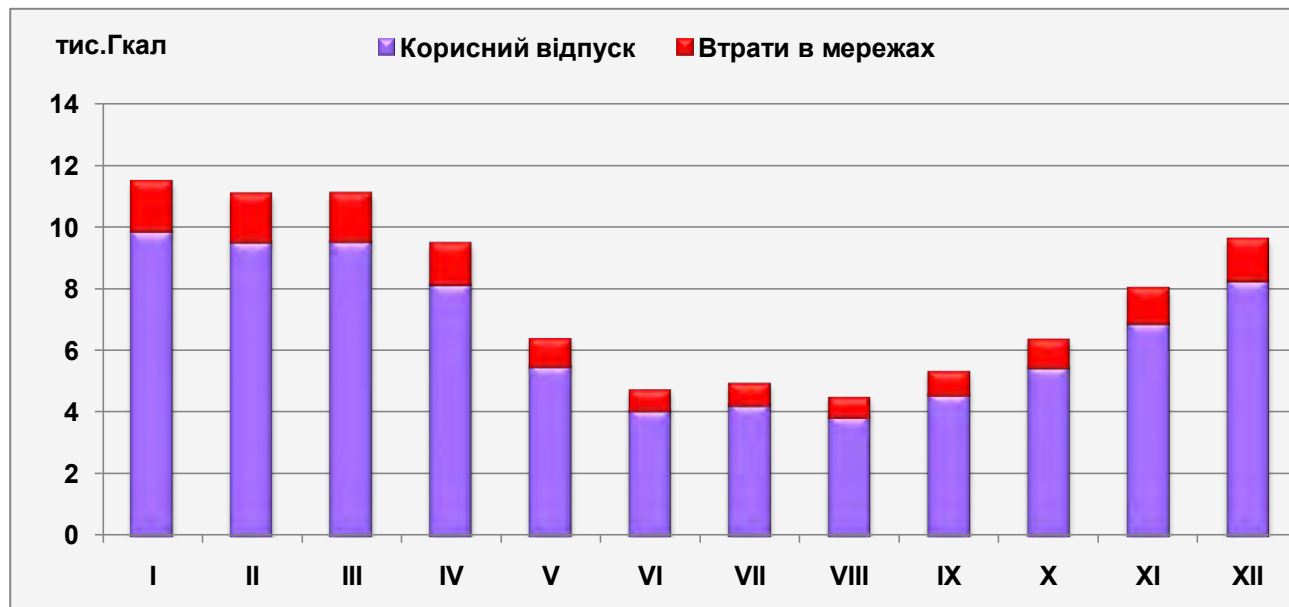
Відпуск теплової енергії на ГВП з колекторів приведений з урахуванням втрат в мережах, що становлять 16,4 % відносно корисного відпуску.



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

Місяць		Корисний відпуск ТЕ на ГВП, в т.ч.:	кот. Чубанова, 3д	кот. Парамонова, 15в	кот. Жасміна, 5	кот. Дослідна, на станція, 78а	Втрати в мережах	Відпуск ТЕ на ГВП (з колекторів)	Середньогодинна потужність на ГВП	Споживання газу на приготування ГВ
		тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал	тис. Гкал	Гкал/год	тис. м <sup>3</sup>
Січень	I	9,84	3,50	5,84	0,36	0,14	1,61	11,45	15,4	1 563,0
Лютий	II	9,49	3,62	5,44	0,30	0,13	1,56	11,05	16,4	1 507,4
Березень	III	9,50	3,65	5,44	0,29	0,13	1,56	11,06	14,9	1 509,5
Квітень	IV	8,12	3,14	4,84	0,03	0,11	1,33	9,46	13,1	1 290,4
Травень	V	5,48	2,17	3,22		0,08	0,90	6,38	9,5	870,5
Червень	VI	4,06	1,47	2,54		0,05	0,67	4,73	7,3	644,9
Липень	VII	4,23	1,53	2,65		0,05	0,69	4,93	7,3	672,5
Серпень	VIII	3,85	1,42	2,39		0,05	0,63	4,48	6,7	612,0
Вересень	IX	4,56	1,65	2,84		0,07	0,75	5,31	8,2	724,5
Жовтень	X	5,46	1,95	3,41	0,03	0,07	0,90	6,36	8,5	867,4
Листопад	XI	6,88	2,44	4,10	0,25	0,10	1,13	8,01	11,1	1 093,2
Грудень	XII	8,24	3,10	4,78	0,25	0,10	1,35	9,59	12,9	1 309,0
<b>Всього</b>		<b>79,73</b>	<b>29,6</b>	<b>47,49</b>	<b>1,51</b>	<b>1,10</b>	<b>13,08</b>	<b>92,81</b>	<b>11,0</b>	<b>10 879,5</b>

**Рисунок 1.3.3.1. Річний графік відпуску теплової енергії з колекторів на потреби ГВП (Розрахункове базове значення)**



#### 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 01.01.2014 р.

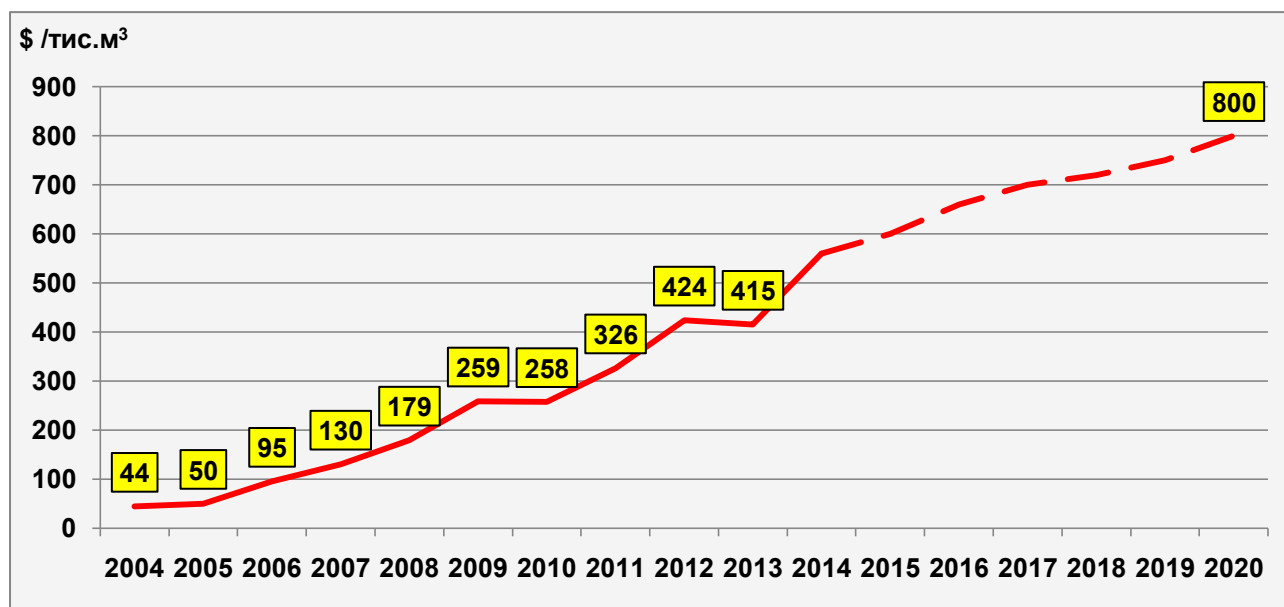
Електроенергія	Газ		
	Населення	Бюджетна сфера	Середньозважений*
2 клас	гн/тис. м <sup>3</sup>	гн/тис. м <sup>3</sup>	гн/тис. м <sup>3</sup>
грн/кВт·год	гн/тис. м <sup>3</sup>	гн/тис. м <sup>3</sup>	гн/тис. м <sup>3</sup>
1,03	1 091	3 913	1 239

\*"Середньозважений" - тариф на газ, що розраховується як усереднений з врахуванням співвідношення споживання теплової енергії між населенням (95 %) та бюджетною сферою (5%) від котельень, що входять до проекту

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.

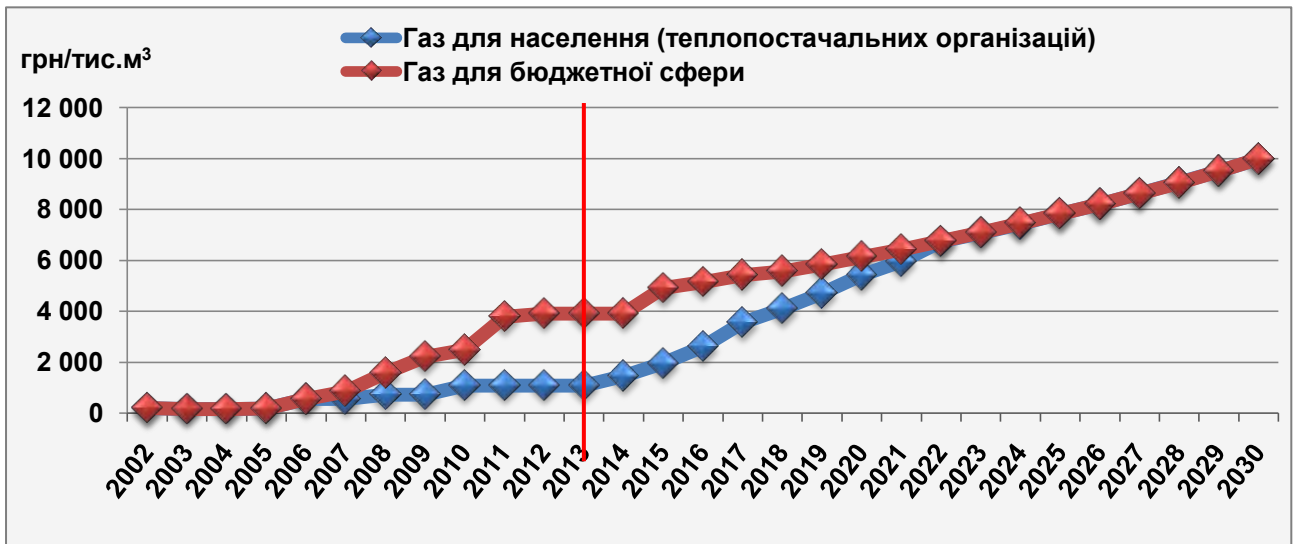
На **рисунку 1.4.1.1** приведений прогноз зростання цін на природний газ. Прогноз був виконаний енергосервісною компанією «Екологічні Системи» в 2004 році і допрацьований в 2006 році. Наступний прогноз відкоригований за результатами Харківських угод та угоди 2013 року, що значно змінили базову формулу 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



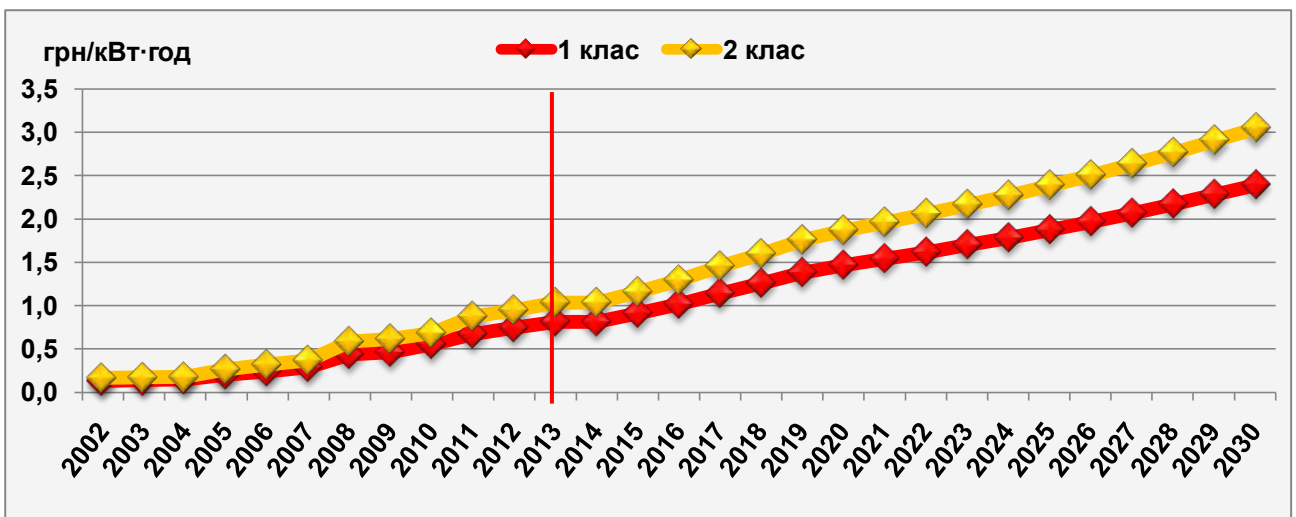
Прогноз росту тарифів на енергоресурси в період до 2030 р. приведений на **рисунках 1.4.1.1- 1.4.1.2.**

**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 субсидюванням населення зі сторони державного бюджету. Прогноз вартості природного газу для населення і бюджетних організацій ґрунтується на твердженні, що субсидювання 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 разів. Тарифи на електроенергію, що відпускається населенню, нижчі в 4,4 рази порівняно з тарифами для споживачів з 2 класу напруги.

#### 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 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.

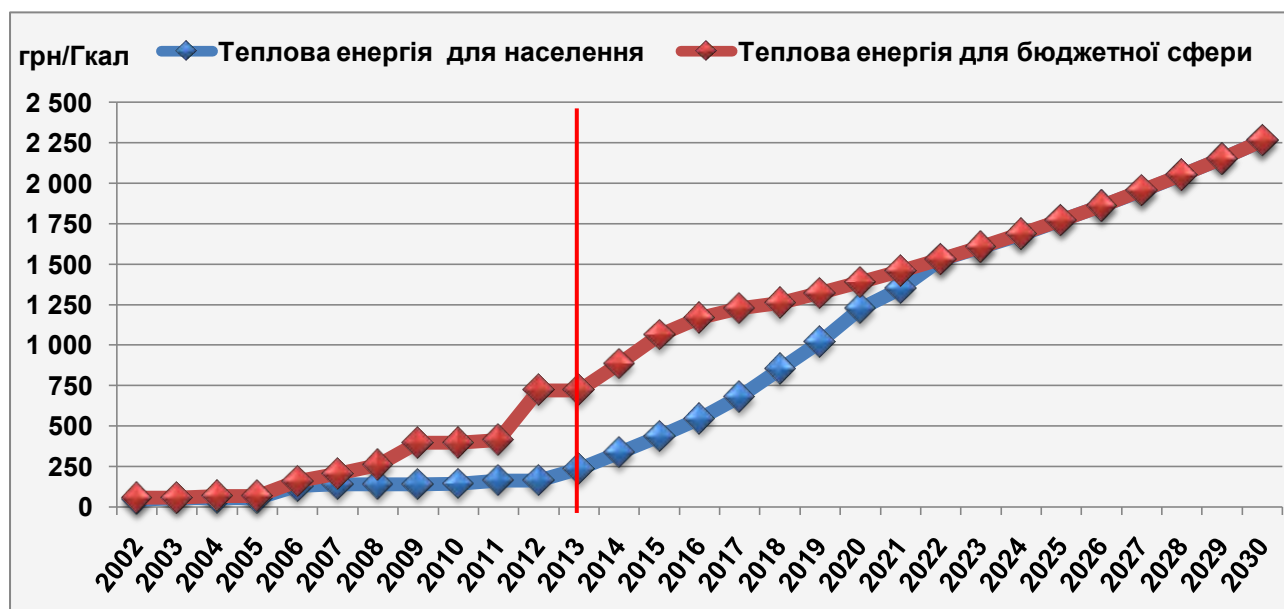
Діючі тарифи на теплову енергію від Концерну «МТМ» приведені в **таблиці 1.4.2.1.**

**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 <sup>3</sup>	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.

### 1.5. Фінансова оцінка споживання енергетичних ресурсів

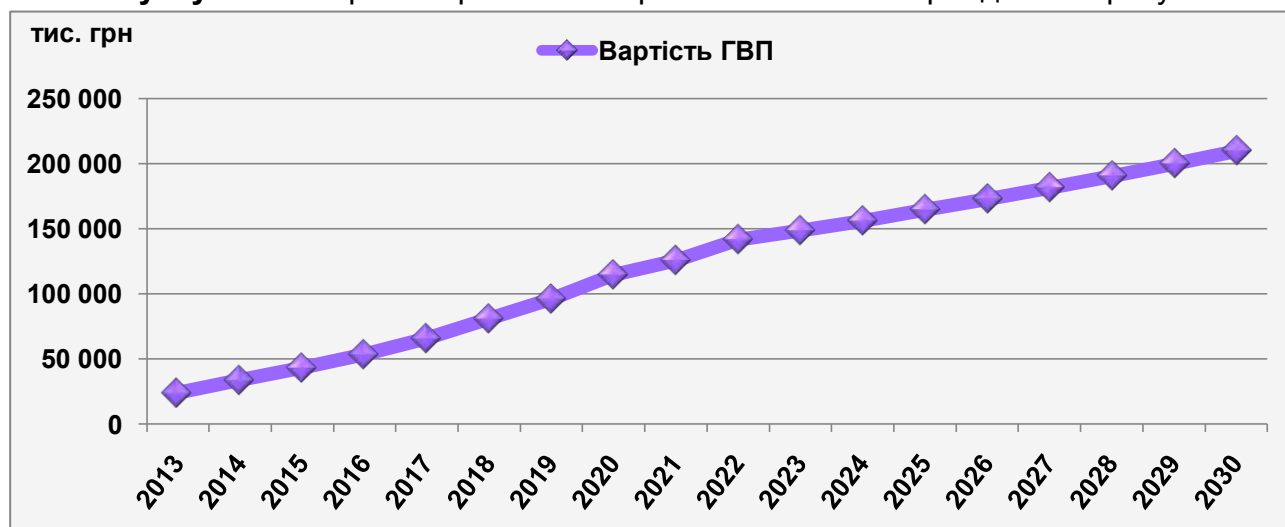
Згідно з розрахунками базового значення споживання теплової енергії на ГВП будівлями, що увійшли до проекту та прогнозом росту тарифів на енергоресурси, роз-

рахована 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,** без урахування ПДВ.

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

Найменування	Рік	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Вартість ГВП	тис. грн	24 102	33 767	43 467	53 560	65 815	80 937	96 207	114 486	125 812
Найменування	Рік	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Вартість ГВП	тис. грн	141 602	148 676	156 103	164 410	172 627	181 254	190 313	199 824	209 811

**Рисунку 1.5.1.** Проноз зростання вартості теплової енергії до 2030 року



Витрати на оплату теплової енергії на підігрів води (послуги ГВП) у 2030 році можуть скласти 209,8 млн грн, що в 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»;
- СПиН 4723-88 «Санітарні правила пристроїв та експлуатації системи централізованого водопостачання»;
- 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.

### 1.7. Висновки щодо існуючого стану

На річному інтервалі об'єм очищених стоків практично не змінюється та залишається на рівні 3200 тис. м<sup>3</sup> в місяць, а температура стоків знаходиться в межах +15...+25°С в залежності від пори року та температури зовнішнього повітря. Добовий обсяг та температура очищених стоків не мають значної залежності від днів тижня.

Враховуючи значні обсяги стоків і досить високу температуру стічних вод можна передбачити наявність значного потенціалу теплової енергії для утилізації. Попередні розрахунки показують, що технічно доступний потенціал утилізації теплової енергії стічних вод на ЦОС-1 (114,2 тис. Гкал/рік) при існуючому рівні стоків дозволяє у повній мірі покривати потреби в тепловій енергії на ГВП споживачів Комунарського району м. Запоріжжя (92,8 тис. Гкал/рік).

					ЕС3. 031.125.01.04.08	Лист
					Муниципальный энергетический план Запоріжжя	30
					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 Комунарського району м. Запоріжжя, пропонується вирішити наступні завдання:

- зниження споживання енергоносіїв в системі ГВП Комунарського р-ну;
- заміщення природного газу в системі ГВП Комунарського р-ну за рахунок відновлюваних джерел енергії.

Вирішенню поставлених завдань відповідає реалізація інвестиційного проекту (ІП-8) «Переведення гарячого водопостачання Комунарського р-ну м. Запоріжжя на скидне тепло від ЦОС-1».

Інвестиційний проект ІП-8 передбачає будівництво теплонасосної станції (ТНС) на центральних очисних спорудах лівобережної частини Запоріжжя (ЦОС-1) для забезпечення гарячого водопостачання споживачів мешканців Комунарського району за рахунок використання потенціалу скидного тепла стічних вод.

До обсягу охоплення інвестиційного проекту ІП-8 підпадають системи ГВП 4-х газових котелень Комунарського р-ну:

- районна котельня по вул. Парамонова, 15в;
- районна котельня по вул. Чубанова, 3д;
- котельня по вул. Жасмінна, 5;
- котельня по вул. Дослідна станція, 78а.

Основні характеристики та виробничі показники котелень наведені у **підрозділах 1.2 – 1.3. В Додатку С** приведений перелік споживачів, які приєднанні до мереж ГВП котелень Комунарського р-ну, що ввійшли до проекту ІП-8.

В рамках розробки інвестиційного проекту ІП-8 розглядається два варіанти побудови ТНС на ЦОС-1:

- **Варіант 1.** Будівництво теплонасосної станції;
- **Варіант 2.** Будівництво теплонасосної станції з когенераційною установкою.

**Варіант 1** передбачає будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі високоефективних теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. Забезпечення живлення теплових насосів електроенергією передбачається здійснити від міських електричних мереж.

**Варіант 2** передбачає будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі високоефективних теплових насосів типу «вода-вода» з коефіцієнтом перетворення з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. З метою зниження витрат на виробництво, передбачається забезпечити живлення ТНС електроенергією за рахунок когенераційної газопоршневої установки (КГУ), високопотенційне тепло якої також використовується для приготування гарячої води.

## 2.2. Опис проекту за Варіантом 1

Згідно **Варіанту 1** передбачається будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 загальною тепловою потужністю 12 МВт. ТНС будується на базі 4-х теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. Високий коефіцієнт перетворення забезпечується завдяки спеціальній схемі улаштування теплових насосів, яка забезпечить їх режим роботи по циклу, що максимально наближений до трикутного циклу Лоренца (розробка колективу ЗАТ «Энергия» м. Новосибирськ, Росія, Патент № 2454608). Розрахунок теплонасосної станції з тепловими насосами, що працюють по трикутному циклу Лоренца, наведено у **Додатку Е**. COP= 5,5 дозволяє отримати 5,5 кВт·год (4,7 Гкал) теплової енергії на 1 кВт·год спожитої електричної енергії.

### 2.2.1. Технологічний процес виробництва теплової енергії

До складу теплонасосної станції, що проектується за **Варіантом 1**, входить наступне обладнання:

- теплові насоси типу «вода-вода»;
- заглибні теплообмінники-утилізатори (випарники теплових насосів);
- баки-акумулятори, утеплені;
- насосна станція ГВП.

В якості основного джерела низькопотенціальної енергії для теплових насосів передбачається використання потенціалу скидного тепла очищених комунально-побутових стоків на виході з ЦОС-1. Характеристики та оцінка теплового потенціалу очищених стоків ЦОС-1 приведені у **підрозділі 1.3.2**.

Очищені внаслідок відповідного технологічного процесу на ЦОС-1, комунально-побутові стоки скидаються по відкритій частині лотка до вихідного колектора. Відкрита частина лотка стічних вод має значну протяжність (близько 200 м) і його конструкція дозволяє використовувати для утилізації скидного тепла очищених стічних вод за допомогою заглибних теплообмінників блочного типу без зміни геометрії лотка.

Заглибні теплообмінники-утилізатори передбачається встановлювати блоками у відкритому залізобетонному лотку очищених стічних вод. Для кожного теплового насосу застосовуються окремі блоки теплообмінників.

Очищені стічні води, що мають на протязі року температуру +15...+25 °С, проходячи через блоки теплообмінники-утилізатори (випарники теплових насосів), охолоджуються до температури +12...+17 °С. Внаслідок нагрівання у випарнику холодоагент (низько кипляче робоче тіло теплового насосу) переходить з рідкої фази в газоподібну. Утворені в випарнику пари холодоагенту стискаються в компресорі теплового насосу та конденсуються при високій температурі, нагріваючи мережеву воду, що проходить через конденсатор теплового насосу.

Живлення теплових насосів електроенергією передбачається здійснювати від місцевих електричних мереж.

Основним фактором для вибору схеми ТНС є вимога використання існуючої двотрубною мережі тепlopостачання від котелень по вул. Парамонова, 15в і по вул. Жас-

					ЕС3. 031.125.01.04.08	Лист
					Муниципальный энергетический план Запоріжжя	
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	32



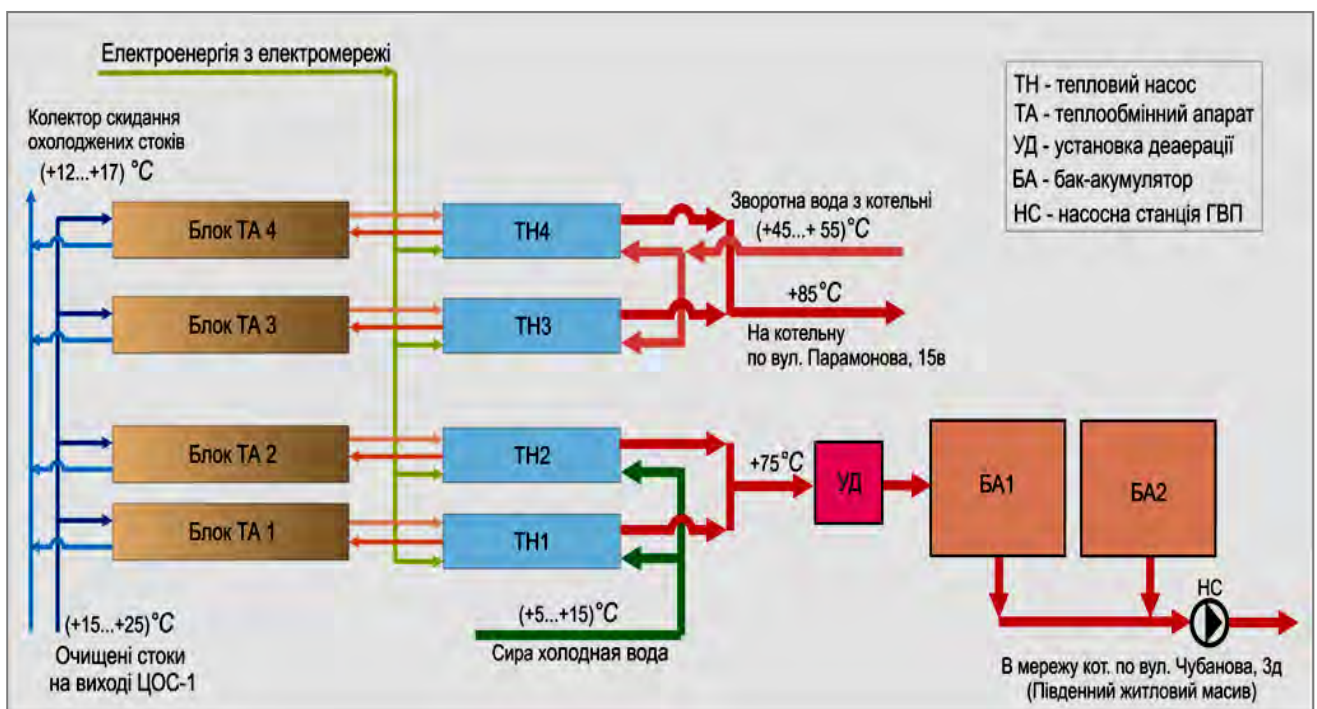
мінна, 5, а також чотиритрубної мережі Південного житлового масиву та котельні по вул. Дослідна станція, 78а. В зв'язку з цим передача теплової енергії від ТНС до теплових мереж обраних котелень здійснюється за двома схемами:

- **Схема 1.** ТНС в окремому контурі підігріває до  $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$  хімічно очищену воду із зворотного контуру котельні по вул. Парамонова, 15в і по окремому трубопроводу подає підігріту воду на майданчик котельні. Рух теплоносія забезпечується мережевими насосами котельної. При цьому економія природного газу забезпечується за рахунок зниження навантаження на діючу котельню.
- **Схема 2.** ТНС в окремому контурі підігріває до  $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$  сиру холодну воду і по окремому трубопроводу подає підігріту воду в мережу ГВП Південного району і котельні по вул. Дослідна станція, 78а. При цьому ТНС підживлює мережу ГВП, а економія природного газу забезпечується за рахунок зниження навантаження на діючу котельню. Мережевий напір забезпечує насосна станція з регульованим приводом, що дозволяє підтримувати оптимальний натиск в мережі, незалежно від водорозбору. Баки-акумулятори гарячої води забезпечують буферне накопичення гарячої води в періоди мінімального розбору і підтримку необхідних витрат в пікові періоди. За цієї схеми встановлюються 2 баки по  $1000\text{ м}^3$ . Встановлений об'єм баків може підтримувати безперебійну подачу гарячої води в мережі протягом 10 годин при відключеній ТНС.

Обладнання ТНС працює в автоматичному режимі. Керування теплонасосною станцією в цілому здійснюється за допомогою АСДК ТП.

Умовна структурна схема ТНС за Варіантом 1 приведена на **рисунку 2.2.1.1**.

**Рисунок 2.2.1.1.** Умовна структурна схема теплонасосної станції за **Варіантом 1**



На **рисунку 2.2.1.2** представлена карта розташування котелень та теплових мереж Комунарського району, що входять до складу проекту, а також місце розташування ТНС та точки приєднання до теплових мереж.

Рисунок 2.2.1.2. Карта розташування об'єктів, що входять до складу проекту



## 2.2.2. Вибір майданчика розміщення ТНС

Теплові насоси розміщуються в основній будівлі теплонасосної станції – в енергоблоці. В якості будівлі енергоблоку ТНС пропонується використати недобудову мулонасосної, яка знаходиться на крайній південно-західній ділянці території ЦОС-1 та близько розташована до відкритого лотка очищених стічних вод і автомобільної дороги. Попередньо, на етапі підготовки впровадження проекту, необхідно виконати оцінку придатності будівлі до подальшої реконструкції та введення в експлуатацію.

Розміщення блоків заглибних теплообмінників передбачається в відкритій частині залізобетонного лотка очищених стічних вод. З'єднання заглибних теплообмінників з тепловими насосами пропонується виконати за допомогою теплоізольованих трубопроводів для холодоагенту, що прокладаються по естакаді. Максимальне віддалення енергоблоку від блоків заглибних теплообмінників не повинно перевищувати 300-400 м. Два бака-акумулятори, об'ємом по 1 000 м<sup>3</sup> кожен, пропонується розмістити на вільній від забудови ділянці на відстані не більш ніж 400 м від будівлі ТНС.

Проектом передбачається прокладення магістральних теплових мереж гарячого водопостачання, що поєднують ТНС на ЦОС-1 з існуючими мережами гарячого водопостачання від котелень по вул. Парамонова, 15в, по вул. Чубанова, 3д і по вул. Дослідна станція, 78а. Спосіб прокладання трубопроводів нових теплових мереж ГВП безканальний, усереднений умовний діаметр проходу труб прийнято Ду 200.

Питання підключення і організації електропостачання та водопостачання передбачається вирішувати на проектному рубежі з використанням резерву існуючих мереж та встановлених потужностей (наприклад електропостачання можливо здійснити від ПС 150/6 кВ Комунальна).

На **рисунку 2.2.2.1** приведено орієнтовне розміщення об'єктів ТНС на фрагменті супутникової зйомки території ЦОС-1.

**Рисунок 2.2.2.1.** Орієнтовне розміщення об'єктів ТНС на фрагменті супутникової зйомки території ЦОС-1



### 2.2.3. План виробництва теплової енергії

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

Для розрахунків річний обсяг виробництва теплової енергії ТНС на потреби ГВП прийнятий за базовим значенням, який відповідає фактичному значенню відпуску теплової енергії на ГВП обраними 4-ма котельнями. Розрахунок базового рівня відпуску теплової енергії на потреби ГВП приведений у **підрозділі 1.3.3.**

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

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

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Вихідні дані*</b> <sup>1</sup>		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими котельнями	Гкал/рік	92 807
1.2	Корисний відпуск теплової енергії на ГВП	Гкал/рік	79 727
1.3	Втрати теплової енергії в існуючих мережах	Гкал/рік	13 079
1.4	Розрахункове середньорічне теплове навантаження на ГВП	Гкал/год	11,9
2	<b>Технічні показники ТНС</b>		
2.1	Одинична теплова потужність теплового насоса	МВт	3,0
		Гкал/год	2,6
2.2	Кількість теплових насосів в ТНС	шт.	4
2.3	Загальна теплова потужність ТНС	Гкал/год	10,3
2.4	Потужність електрообладнання ТНС	МВт	2,2
2.5	Середньорічний коефіцієнт перетворення теплових насосів (COP)		5,5
2.6	Питоме споживання електроенергії тепловими насосами	кВт·год/Гкал	211,45
3	<b>Експлуатаційні показники ТНС</b>		
3.1	Річний фонд робочого часу ТНС	год/рік	8 400
3.2	Потенціал виробництва теплової енергії ТНС	Гкал/рік	86 672
3.3	Розрахункове виробництво теплової енергії ТНС	Гкал/рік	79 581
3.4	Середньорічний коефіцієнт використання потужності		0,92
3.5	Розрахункове споживання електроенергії тепловими насосами	тис. кВт·год/рік	16 828

\*<sup>1</sup> – розрахунки за даними Концерну «МТМ» по 4-м обраним котельням (по вул. Парамонова, 15в, по вул. Чубанова, 3д, по вул. Жасмінна, 5, по вул. Дослідна станція, 78а) за 2012 р.

**Теплова потужність теплонасосної станції обрана таким чином, щоб забезпечити базове виробництво теплової енергії на потреби ГВП з середньорічним коефіцієнтом використання потужності теплових насосів не менше 0,8.**

В пропонуваній схемі за рахунок теплонасосної станції покривається до 80% від загальної потреби споживачів в тепловій енергії на ГВП.

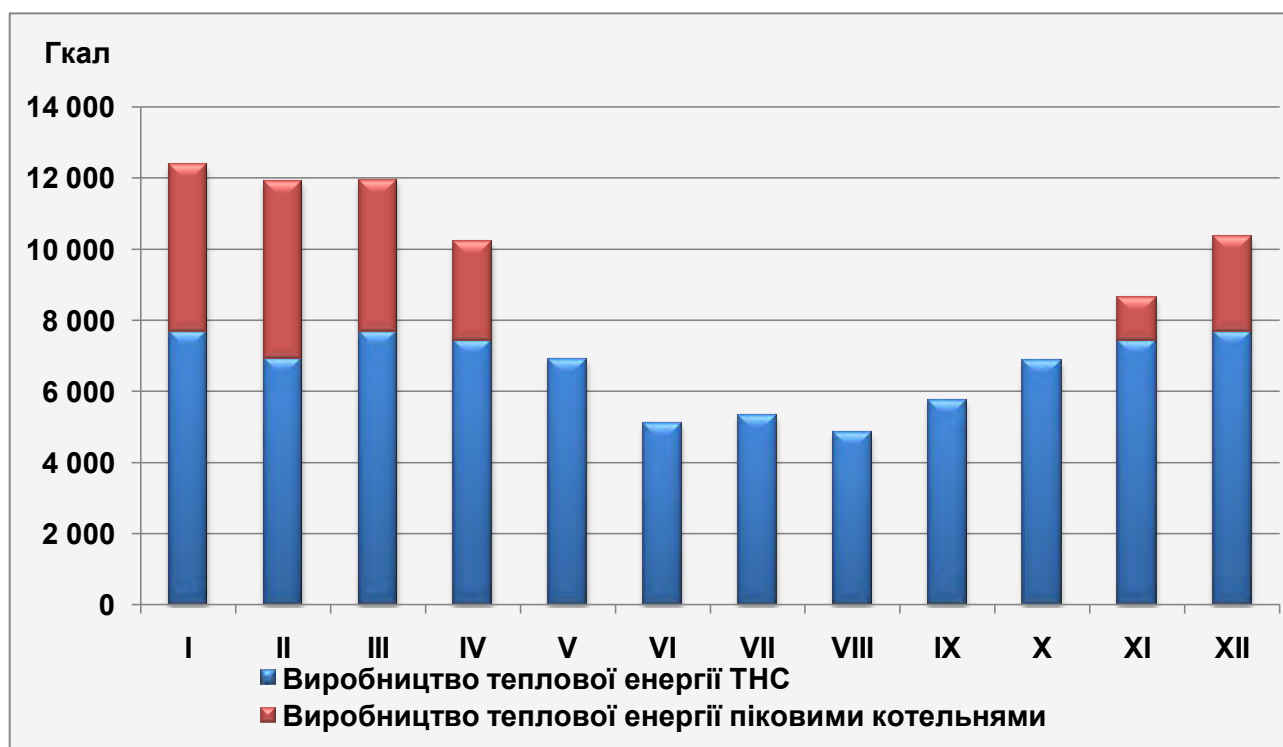
Для забезпечення покриття повної потреби споживачів в гарячому водопостачанні, а також для надійності ГВП, існуючі газові котельні передбачається використовувати в якості резервного джерела теплової енергії в опалювальний період року та аварійного джерела теплової енергії в неопалювальний період року.

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

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

№	Місяці року		Існуючі котельні		Втрати ТЕ в нових мережах	Потреба виробництва ТЕ на ГВП	ТНС
			Корисний відпуск ТЕ на ГВП	Втрати ТЕ в існуючих мережах			Виробництво ТЕ на ГВП
	Назва	Познач.	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Січень	I	9 840	1 614	916	12 370	7 677
2	Лютий	II	9 490	1 557	884	11 930	6 934
3	Березень	III	9 503	1 559	885	11 947	7 677
4	Квітень	IV	8 124	1 333	757	10 213	7 429
5	Травень	V	5 480	899	510	6 889	6 889
6	Червень	VI	4 060	666	378	5 104	5 104
7	Липень	VII	4 234	695	394	5 323	5 323
8	Серпень	VIII	3 852	632	359	4 843	4 843
9	Вересень	IX	4 561	748	425	5 734	5 734
10	Жовтень	X	5 461	896	509	6 865	6 865
11	Листопад	XI	6 882	1 129	641	8 652	7 429
12	Грудень	XII	8 241	1 352	767	10 360	7 677
<b>Всього</b>			<b>79 727</b>	<b>13 079</b>	<b>7 425</b>	<b>100 231</b>	<b>79 581</b>

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




## 2.3. Опис проекту за Варіантом 2

Згідно **Варіанту 2** передбачається будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 загальною тепловою потужністю 12,0 Гкал/год.

ТНС будується на базі 4-х теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. Високий коефіцієнт перетворення забезпечується завдяки спеціальній схемі улаштування теплових насосів, яка забезпечить їх режим роботи по циклу, що максимально наближений до трикутного циклу Лоренца (розробка колективу ЗАТ «Энергия» м. Новосибірськ, Росія, Патент № 2454608). Розрахунок теплонасосної станції з тепловими насосами, що працюють по трикутному циклу Лоренца, наведено у **Додатку Е**. COP = 5,5 дозволяє отримати 5,5 кВт·год (4,7 Гкал) теплової енергії на 1 кВт·год спожитої електричної енергії.

З метою зниження витрат на виробництво, передбачається забезпечити живлення ТНС електроенергією за рахунок когенераційної газопоршневої установки (КГУ) електричною потужністю 2,0 МВт. Когенераційна установка зі встановленою тепловою потужністю 1,7 Гкал/год також забезпечує виробництво теплової енергії на ГВП.

### 2.3.1. Технологічний процес виробництва теплової енергії

До складу теплонасосної станції, що проектується за **Варіантом 2**, входить наступне обладнання:

- теплові насоси типу «вода-вода»;
- заглибні теплообмінники-утилізатори (випарники теплових насосів);
- когенераційна газопоршнева установка (КГУ);
- баки-акумулятори, утеплені;
- насосна станція ГВП.

Технологічний процес виробництва теплової енергії теплонасосною частиною ТНС, що проектується за **Варіантом 2**, описаний в **підрозділі 2.2.1**.

Особливістю ТНС, що проектується за Варіантом 2, є забезпечення виробництва електроенергії, яка споживається тепловими насосами, когенераційною газопоршневою установкою.

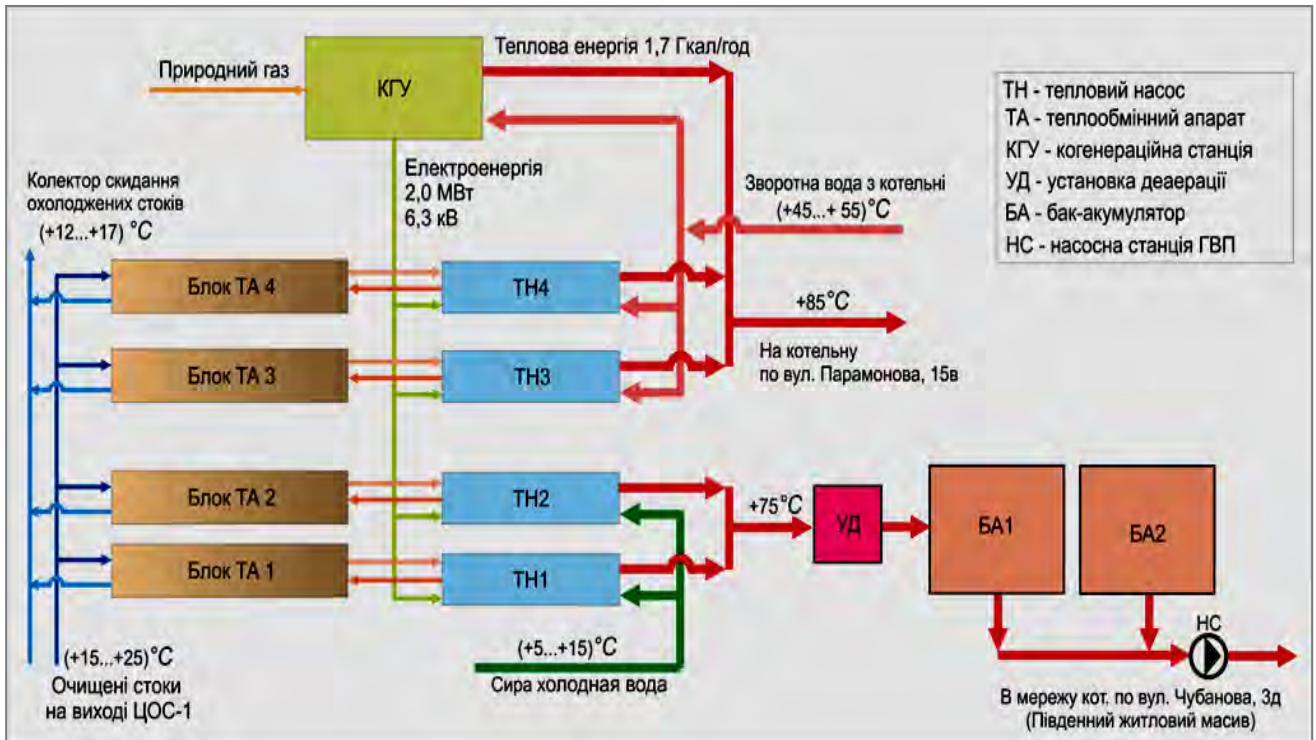
Одночасно, високопотенційне тепло від КГУ використовується в технологічному процесі теплонасосної станції для виробництва теплової енергії на ГВП.

Обладнання ТНС працює в автоматичному режимі. Керування теплонасосною станцією в цілому здійснюється за допомогою АСДК ТП.

Умовна структурна схема ТНС, що проектується за **Варіантом 2**, приведена на **рисунок 2.3.1.1**.

На **рисунок 2.2.1.2** в **підрозділі 2.2.1** представлена карта розташування котельень та теплових мереж Комунарського району, що входять до складу проекту, а також місце розташування ТНС та точки приєднання до теплових мереж.

**Рисунок 2.3.1.1.** Умовна структурна схема теплонасосної станції, що проектується за **Варіантом 2**



### 2.3.2. Вибір майданчика розміщення ТНС

Розміщення об'єктів ТНС, яка проектується за **Варіантом 2**, на території ЦОС-1 відповідає розміщенню об'єктів, що описане в **підрозділі 2.2.2**.

Когенераційна установка розміщується в основній будівлі теплонасосної станції – в енергоблоці.

На **рисунок 2.2.2.1** в **підрозділі 2.2.2** приведено орієнтовне розміщення об'єктів ТНС на фрагменті супутникової зйомки території ЦОС-1.

Проектом передбачається прокладення магістральних теплових мереж гарячого водопостачання, що поєднують ТНС на ЦОС-1 з існуючими мережами гарячого водопостачання від котелень по вул. Парамонова, 15в, по вул. Чубанова, 3д і по вул. Дослідна станція, 78а. Спосіб прокладання трубопроводів нових теплових мереж ГВП безканалний, усереднений умовний діаметр проходу труб прийнято Ду 200.

Питання підключення і організації електропостачання, газопостачання та водопостачання передбачається вирішувати на проектному рубежі з використанням резерву існуючих мереж та встановлених потужностей (наприклад електропостачання можливо здійснити від ПС 150/6 кВ Комунальна або РУ ЦОС-1, газопостачання можливо здійснити від ГРС сел. Дослідна станція або ГРП ЦОС-1 тощо).

### 2.3.3. План виробництва теплової енергії

Виробництво теплової енергії теплонасосною станцією на потреби ГВП залежить від обсягу споживання гарячої води з урахуванням втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія. Для розрахунків річний обсяг виробництва теплової енергії ТНС на потреби ГВП прийнятий за базовим значенням, який відповідає фактичному значенню відпуску теплової енергії на ГВП обраними 4-ма котельнями. Розрахунок базового рівня відпуску теплової енергії на потреби ГВП приведений у **підрозділі 1.3.3.** В таблиці **2.3.3.1** приведені загальні технічні дані розрахунку проекту будівництва ТНС за **Варіантом 2.**

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

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Вихідні дані*</b> <sup>1</sup>		
1.1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими котельнями	Гкал/рік	92 807
1.2	Корисний відпуск теплової енергії на ГВП	Гкал/рік	79 727
1.3	Втрати теплової енергії в мережах	Гкал/рік	13 079
1.4	Розрахункове середньорічне теплове навантаження на ГВП	Гкал/год	11,9
2	<b>Технічні показники ТНС</b>		
2.1	Загальна теплова потужність ТНС (теплові насоси + КГУ)	Гкал/год	12,0
	<i>Теплонасосна частина</i>		
2.2	Одинична теплова потужність теплового насоса	МВт	3,0
		Гкал/год	2,6
2.3	Кількість теплових насосів в ТНС	шт.	4
2.4	Загальна теплова потужність теплових насосів	Гкал/год	10,3
2.5	Потужність електрообладнання ТНС	МВт	2,2
2.6	Середньорічний коефіцієнт перетворення теплових насосів (COP)		5,5
2.7	Питоме споживання електроенергії тепловими насосами	кВт·год/Гкал	211,45
	<i>Когенераційна установка</i>		
2.8	Електрична потужність КГУ	МВт	2,0
2.9	Теплова потужність КГУ	Гкал/год	1,7
2.10	Питома витрата природного газу КГУ (при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8\,050$ ккал/м <sup>3</sup> )	м <sup>3</sup> /кВт·год	0,245
3	<b>Експлуатаційні показники ТНС</b>		
3.1	Річний фонд робочого часу ТНС	год/рік	8 400
3.2	Загальне розрахункове виробництво теплової енергії ТНС (теплові насоси + КГУ)	Гкал/рік	86 672
	<i>Теплонасосна частина</i>		
3.3	Потенціал виробництва теплової енергії ТН	Гкал/рік	86 672
3.4	Розрахункове виробництво теплової енергії ТН	Гкал/рік	72 867
3.5	Середньорічний коефіцієнт використання потужності ТН		0,84
3.6	Розрахункове споживання електроенергії ТН	тис. кВт·год/рік	15 408
	<i>Когенераційна установка</i>		
3.7	Розрахункове виробництво електроенергії КГУ	тис. кВт·год/рік	16 649
3.8	Розрахункове виробництво теплової енергії КГУ	Гкал/рік	13 904

\*<sup>1</sup> – розрахунки за даними Концерну «МТМ» по 4-м обраним котельням (по вул. Парамонова, 15в, по вул. Чубанова, 3д, по вул. Жасмінна, 5, по вул. Дослідна станція, 78а) за 2012 р.

Базове виробництво теплової енергії теплонасосною станцією забезпечується тепловими насосами та когенераційною установкою, які працюють в бівалентно-паралельному режимі. В запропонованій схемі за рахунок КГУ покривається до 16% від загального виробництва теплової енергії теплонасосною станцією.



Теплова потужність теплових насосів обрана таким чином, щоб забезпечити базове виробництво теплової енергії на потреби ГВП з середньорічним коефіцієнтом використання потужності не менше 0,8.

Електрична потужність когенераційної установки обрана таким чином, щоб забезпечити 100% покриття споживання електроенергії тепловими насосами. При цьому встановлена теплова потужність КГУ залежить від виробника та моделі установки. В пропонуваній схемі за рахунок теплонасосної станції покривається до 85% від загальної потреби споживачів в тепловій енергії на ГВП.

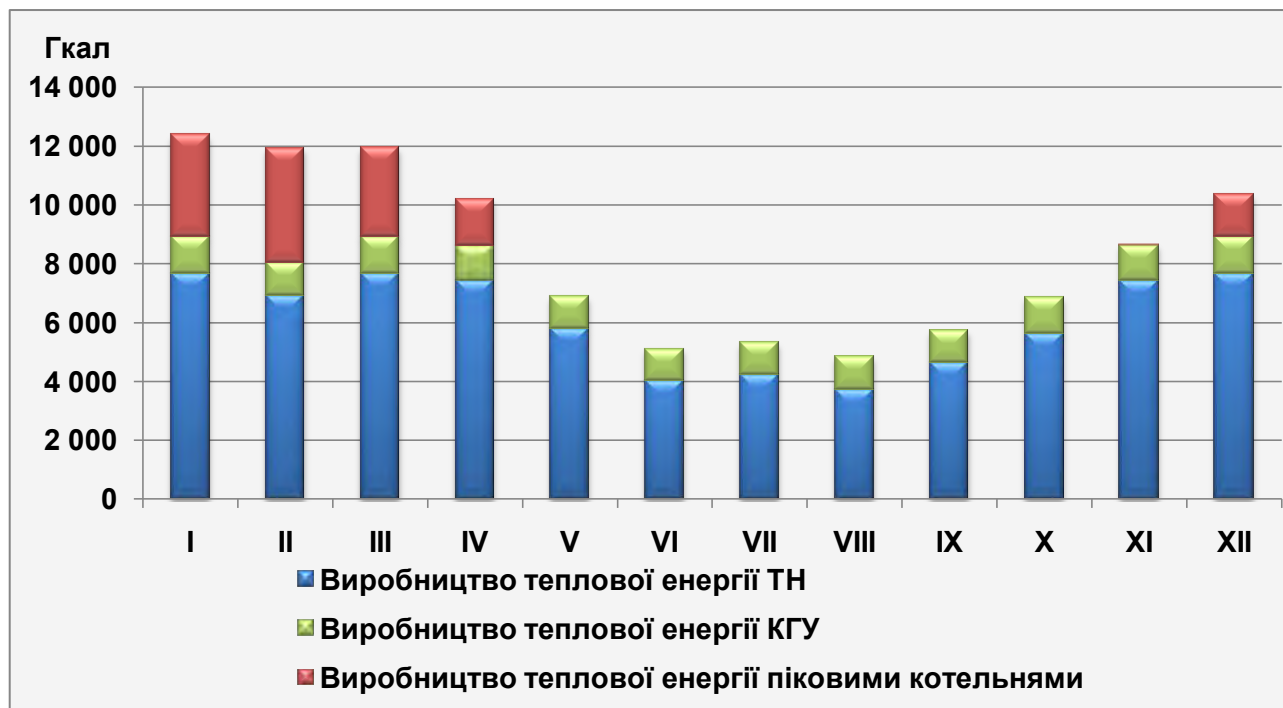
Для забезпечення покриття повної потреби споживачів в гарячому водопостачанні, а також для надійності ГВП, існуючі газові котельні передбачається використовувати в якості резервного джерела теплової енергії в опалювальний період року та аварійного джерела теплової енергії в неопалювальний період року.

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

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

№	Місяці року		Існуючі котельні		Втрати ТЕ в нових мережах	Потреба виробництва ТЕ на ГВП	ТНС з КГУ		
			Корисний відпуск ТЕ на ГВП	Втрати ТЕ в мережах			Виробництво ТЕ тепловими насосами на ГВП	Виробництво ТЕ КГУ на ГВП	Загальне виробництво ТЕ на ГВП
	Назва	Позн.	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Січень	I	9 840	1 614	916	12 370	7 677	1 231	8 908
2	Лютий	II	9 490	1 557	884	11 930	6 934	1 112	8 046
3	Березень	III	9 503	1 559	885	11 947	7 677	1 231	8 908
4	Квітень	IV	8 124	1 333	757	10 213	7 429	1 192	8 621
5	Травень	V	5 480	899	510	6 889	5 777	1 112	6 889
6	Червень	VI	4 060	666	378	5 104	4 031	1 073	5 104
7	Липень	VII	4 234	695	394	5 323	4 210	1 112	5 323
8	Серпень	VIII	3 852	632	359	4 843	3 731	1 112	4 843
9	Вересень	IX	4 561	748	425	5 734	4 662	1 073	5 734
10	Жовтень	X	5 461	896	509	6 865	5 634	1 231	6 865
11	Листопад	XI	6 882	1 129	641	8 652	7 429	1 192	8 621
12	Грудень	XII	8 241	1 352	767	10 360	7 677	1 231	8 908
<b>Всього</b>			<b>79 727</b>	<b>13 079</b>	<b>7 425</b>	<b>100 231</b>	<b>72 867</b>	<b>13 904</b>	<b>86 771</b>

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



## 2.4. Система диспетчеризації

Для здійснення оперативного контролю режимів роботи теплонасосної станції 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 теплонасосної станції:

- контроль стану та працездатності обладнання;
- контроль параметрів технологічного процесу;
- керування обладнанням та технологічним процесом;
- оперативне виявлення аварійних і передаварійних ситуацій;
- облік виробництва теплової енергії та 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 теплонасосної станції необхідно забезпечити належне періодичне технічне обслуговування.

Технічне обслуговування передбачає проведення операцій контрольного характеру і технологічні операції відновлювального характеру.

З метою своєчасного попередження несправностей, недоліків та зношування обладнання теплонасосної станції проводяться планово-попереджувальні роботи (ППР). Планові періодичні огляди проводяться за календарним планом технічним керівником станції разом зі спеціалістами, які відповідальні за технічне обслуговування та ремонт обладнання.

До обслуговування теплонасосної станції 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 вимірювальної автоматики;
- оперативне вирішення питань працездатності у випадку виникнення несправностей.

Так як ресурс роботи теплообмінного та допоміжного обладнання значно перевищує моторесурс компресора до капітального ремонту, періодичність виконання технічного обслуговування теплонасосної станції будується на базі циклів ППР компресорів у відповідності до вказівок інструкції з експлуатації.

В **таблиці 2.5.1** приведена періодичність виконання технічного обслуговування обладнання теплонасосної станції, в **таблиці 2.5.2** - періодичність виконання технічного обслуговування когенераційної установки.

**Таблиця 2.5.1.** Періодичність виконання технічного обслуговування обладнання теплонасосної станції

Найменування	Періодичність
Огляд стану компресора	кожні 1 830 годин роботи
Заміна масла в компресорі	відповідно до вказівок інструкції з експлуатації компресора
Перевірку витоків холодоагенту через місця з'єднання	не рідше 2 разів на місяць
Заправка холодоагенту в систему	по мірі необхідності
Очищення блоків теплообмінників	по мірі необхідності

Роботи з технічного обслуговування КГУ виконуються відповідно до правил технічної експлуатації теплових установок, правил технічної експлуатації електричних установок, а також інструкції з експлуатації.

**Таблиця 2.5.2.** Періодичність виконання технічного обслуговування когенераційної установки

Найменування робіт	Періодичність
вимірювання та регулювання тиску картерних газів	після перших 250 годин роботи
вимірювання компресії	після перших 250 годин роботи
вимірювання висоти стержня клапана	після перших 250 годин роботи
заміна масла та масляних фільтрів	кожні 1 000 годин роботи
перевірка тиску до та після регулятора	кожні 1 000 годин роботи
очищення радіатора охолодження	кожні 1 000 годин роботи
очищення фільтрів щитів	кожні 1 000 годин роботи
очистка повітряних фільтрів	кожні 1 000 годин роботи
перевірка тиску масла	кожні 1 000 годин роботи
перевірка температурних перепадів на теплообміннику	кожні 1 000 годин роботи
обстеження стану силового електрообладнання	кожні 1 000 годин роботи
огляд теплоізоляції	кожні 1 000 годин роботи

### 3. Показники інвестиційного проекту за Варіантом 1

Інвестиційний проект **ІП-8 за Варіантом 1** передбачає переведення гарячого водопостачання Комунарського району м. Запоріжжя на скидне тепло від ЦОС-1 шляхом будівництва теплонасосної станції на центральних очисних спорудах лівобережної частини Запоріжжя (ТНС), що забезпечить приготування гарячої води за рахунок використання потенціалу скидного тепла стічних вод.

Перелік об'єктів, що ввійшли до складу проекту **ІП-8** наведено в **Додатку В**.

#### 3.1. Економічний аналіз проекту

##### 3.1.1. Оцінка капітальних витрат

Інвестиції для даного проекту умовно складаються із наступних груп:

- прями 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 теплонасосної станції (ТНС) на ЦОС-1, що отриманий шляхом підсумовування складових всіх витрат на обладнання та роботи. Оцінка капітальних витрат зроблена на основі аналізу комерційних пропозицій від виробників і постачальників подібного обладнання (**Додаток D**). 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	53 110,0
2	Прокладення додаткових теплових мереж ГВП	тис. грн	57 000,0
3	Реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій	тис. грн	9 600,0
4	Приєднання до зовнішніх електричних мереж	тис. грн	5 477,4
5	Проектні роботи	тис. грн	8 870,0
6	Монтажні роботи	тис. грн	11 090,0
7	Пуско-налагоджувальні роботи	тис. грн	2 220,0
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>147 367,4</b>

В таблиці 3.1.1.2 приведена орієнтовна вартість основного та додаткового обладнання. В таблиці 3.1.1.3 приведена орієнтовна вартість витрат на приєднання електроустановок ТНС до зовнішніх електромереж. В таблиці 3.1.1.4 наведений склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 1**.

**Таблиця 3.1.1.2.** Орієнтована вартість основного та додаткового обладнання для **Варіанту 1**, без ПДВ

	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Основне обладнання</b>		
1.1	Теплові насоси НТ-3000М (ЗАТ «Енергія», Новосибірськ)	тис. грн	34 080,0
1.2	Комплектний блок теплообмінників-випарників Tranter Econocoil®	тис. грн	4 800,0
1.3	Деаераційна установка	тис. грн	500,0
1.4	Баки-акумулятори	тис. грн	8 400,0
1.5	Насоси ГВП	тис. грн	250,0
2	<b>Додаткове обладнання і матеріали</b>		
2.1	Система диспетчеризації	тис. грн	3 300,0
2.2	ППУ трубопроводи ГВП	тис. грн	57 000,0
2.3	Комунікаційний блок, включно трубопроводи, запірні арматура і байонетні з'єднувачі	тис. грн	250,0
2.4	Естакада для прокладення комунікацій та трубопроводів	тис. грн	110,0
2.5	Сервісний модуль промивання поверхонь випарників	тис. грн	20,0
2.6	Матеріали та комплектуючі	тис. грн	1 400,0
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>110 110,0</b>
	<b>Всього (без урахування затрат на трубопроводи ГВП)</b>	<b>тис. грн</b>	<b>53 110,0</b>

**Таблиця 3.1.1.3.** Орієнтовна вартість витрат на приєднання електроустановок ТНС до зовнішніх електромереж, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Обладнання комплектної трансформаторної підстанції (КТП)	тис. грн	500,0
2	Лінія електропередач (ЛЕП)	тис. грн	250,0
3	Технічні умови на приєднання до електричних мереж	тис. грн	4 727,4
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>5 477,4</b>

**Таблиця 3.1.1.4.** Склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 1**

№	Найменування	Од. вим.	Кількість
1	<b>Основне обладнання</b>		
1.1	Теплові насоси НТ-3000М (ЗАТ «Енергія», Новосибірськ)	шт.	4
1.2	Комплектний блок теплообмінників-випарників Tranter Econocoil®	шт.	12
1.3	Деаераційна установка	шт.	1
1.4	Бак-акумулятор 1000 м³	шт.	2
1.5	Насоси ГВП	шт.	5
2	<b>Додаткове обладнання і матеріали</b>		
2.1	Система диспетчеризації	компл.	1
2.2	Загальна протяжність прокладення трубопроводів ГВП	км	9,5
2.3	Комунікаційний блок, включно трубопроводи, запірна арматура і байонетні з'єднувачі	компл.	1
2.4	Естакада для прокладення комунікацій та трубопроводів	компл.	1
2.5	Сервісний модуль промивання поверхонь випарників	компл.	1
2.6	Обладнання комплектної трансформаторної підстанції (КТП)	компл.	1
2.7	Лінії електропередач (ЛЕП)	км	0,5
2.8	Матеріали та комплектуючі	компл.	6

### 3.1.2. Оцінка експлуатаційних витрат

До складу експлуатаційних витрат входять наступні економічні складові:

- витрати на енергоресурси;
- витрати на технічне обслуговування, ремонт обладнання та на матеріали;
- витрати на заробітну плату персоналу.

Результати розрахунків 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 електроенергію.

У **таблиці 3.1.2.3** наведено розрахунок витрат на технічне обслуговування, ремонт обладнання та на матеріали.

У **таблиці 3.1.2.4** наведено розрахунок витрат на заробітну плату персоналу.

**Таблиця 3.1.2.1.** Експлуатаційні витрати, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Витрати на електроенергію	тис. грн/рік	19 181,7
2	Витрати на технічне обслуговування	тис. грн/рік	3 303,3
3	Витрати на заробітну плату персоналу	тис. грн/рік	411,6
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>22 896,6</b>

**Таблиця 3.1.2.2. Витрати на електроенергію, без ПДВ**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на електроенергію за II класом напруги, без ПДВ	грн/т. кВт·год	1 032,4
	<b>Теплові насоси</b>		
2	Річне виробництво теплової енергії	Гкал	79 580,6
3	Середньорічний коефіцієнт перетворення ТН (КОП)		5,5
4	Питомі витрати електроенергії	кВт·год/Гкал	211,5
5	Річне споживання електроенергії	тис. кВт·год	16 827,7
	<b>Насосна станція</b>		
6	Потужність електрообладнання насосної станції ГВП	кВт	200,0
7	Річний фонд робочого часу	год	8 760
8	Річне споживання електроенергії	тис. кВт·год	1 752,0
	<b>Загалом по теплонасосній станції</b>		
9	Річне споживання електроенергії, всього, у т.ч.:	тис. кВт·год	18 579,7
	• тепловими насосами	тис. кВт·год	16 827,7
	• насосною станцією	тис. кВт·год	1 752,0
10	<b>Витрати на електроенергію</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>19 181,7</b>

Витрати на 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.

**Таблиця 3.1.2.3. Витрати на технічне обслуговування, без ПДВ**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість обладнання	тис. грн	110 110,0
2	Розрахунковий коефіцієнт	рік <sup>-1</sup>	0,030
	<b>Вартість витрат на технічне обслуговування</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>3 303,3</b>

**Таблиця 3.1.2.4. 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.	7
	<b>Витрати на заробітну плату</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>411,6</b>

### 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 теплонасосною станцією (ТНС).



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

В таблиці 3.1.3.1 наведені дані розрахунку доходу, що очікується від впровадження проекту за **Варіантом 1**.

**Таблиця 3.1.3.1.** Розрахунок доходу, що очікується від впровадження **Варіанта 1**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
	<i>Вихідні дані</i>		
1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими котельнями	Гкал/рік	92 806,8
2	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими котельнями	тис. м³/рік	12 664,4
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 95% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м³	1 238,6
	<i>Впровадження проекту</i>		
4	Розрахунковий відпуск теплової енергії ТНС на ГВП	Гкал/рік	79 580,6
5	Втрати теплової енергії в нових мережах ГВП	Гкал/рік	7 424,5
6	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими газовими котельнями	Гкал/рік	20 650,8
7	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими газовими котельнями	тис. м³/рік	2 818,0
	<i>Дохід від впровадження проекту</i>		
8	<b>Обсяги заміщення природного газу</b>	<b>тис. м³/рік</b>	<b>9 846,4</b>
9	<b>Вартість заміщеного природного газу, без ПДВ</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>12 195,6</b>

Попередня оцінка ефективності проекту виконана за спрощеною методикою без урахування індексції 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 3.1.3.2**.

**Таблиця 3.1.3.2.** 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	12 195,6
	<i>Видаткова частина</i>		
2	Капітальні витрати	тис. грн	147 367,4
3	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	22 896,6
	<i>Ефективність</i>		
4	Економічний ефект	тис. грн/рік	-10 701,0
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
5	<b>Період простої окупності</b>	<b>рік</b>	<b>немає</b>

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 3.1.3.3.** Дані розрахунків періоду простої окупності проекту з урахуванням механізму залучення субсидій держави на покриття витрат наведені у **таблиці 3.1.3.4.**

**Таблиця 3.1.3.3.** 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 <sup>3</sup> /рік	9 846,4
2	Тариф на природний газ для споживачів категорії «Бюджет», без ПДВ	грн/тис. м <sup>3</sup>	3 913,2
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 95% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м <sup>3</sup>	1 238,6
4	Різниця тарифів на природний газ	грн/тис. м <sup>3</sup>	2 674,6
5	<b>Обсяг субсидії</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>26 335,0</b>

**Таблиця 3.1.3.4.** 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	12 195,6
2	Зменшення витрат за рахунок субсидії	тис. грн/рік	26 335,0
	<i>Видаткова частина</i>		
3	Капітальні витрати	тис. грн	147 367,4
4	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	22 896,6
	<i>Ефективність</i>		
5	Економічний ефект	тис. грн/рік	15 634,0
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
6	<b>Період простої окупності</b>	<b>рік</b>	<b>9,4</b>

### 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

№	Показник	од.вим.	Значення
1	Дата початку проекту		2018
2	Період дії проекту	рік	20
3	Капітальні витрати	тис. грн	147 367
4	Обсяги економії газу	тис.м <sup>3</sup>	9 846
5	Споживання електроенергії	тис. кВт·год	18 580
6	К дисконтування	%	7%
7	Сума кредиту	тис. грн	147 367
8	Період повернення кредиту	рік	12
9	Відсотки по кредиту	%	5,0
10	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	<b>Ск</b>	тис. грн	<b>147 367</b>
2	Строк життя проекту	<b>Тр</b>	років	<b>20</b>
3	Коефіцієнт дисконтування	<b>Кд</b>	%	<b>7%</b>
4	Позикові кошти	<b>Сп</b>	тис. грн	<b>147 367</b>
5	Чистий дисконтований дохід	<b>NPV</b>	тис. грн	<b>122 978</b>
6	Дисконтований строк окупності	<b>DPP</b>	років	<b>11,1</b>
7	Внутрішня норма рентабельності	<b>IRR</b>	%	<b>14,7%</b>
8	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	<b>NPVQ</b>		<b>0,8</b>

Висновки за даними розрахунків показників проекту наступні:

- Чистий дисконтований дохід має позитивне значення ( $NPV > 0$ );
- Внутрішня норма рентабельності лише незначно більше ставки дисконтування;
- Проект не вважається привабливим для інвестування із-за низького значення IRR і великого рівня ризику не отримання прибутків.

Таблиця 3.2.1.3. Звіт про рух грошових коштів

Строка		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	сума
<b>Споживання</b>																						
Зменшення споживання газу	тис.м <sup>3</sup>		9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	9 846	187 081
Споживання електроенергії	т.кВт.г	0,0	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	18 580	353 014
<b>Грошові притоки</b>																						
Вартість економії	тис. грн	0,0	27 152	36 050	41 113	46 993	53 742	58 958	66 357	69 672	73 153	77 046	80 895	84 936	89 179	93 634	98 311	103 227	108 388	113 807	119 498	1 442 110
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	0,0	19 573	13 470	9 183	8 542	0	0	0													50 769
<b>Всього притоки</b>		0,0	46 725	49 520	50 296	55 535	53 742	58 958	66 357	69 672	73 153	77 046	80 895	84 936	89 179	93 634	98 311	103 227	108 388	113 807	119 498	1 492 879
<b>Грошові відтоки</b>																						
Повернення кредиту	тис. грн	-7 368	-7 368	-21 368	-20 631	-19 895	-19 158	-18 421	-17 684	-16 947	-16 210	-15 474	-14 737	0	0	0	0	0,0	0,0			-195 262
Виробничі витрати	тис. грн	0	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-3 715	-70 583
Вартість електроенергії	тис. грн	0,0	-24 061	-26 949	-29 644	-32 608	-34 644	-36 384	-38 195	-40 112	-42 126	-44 241	-46 463	-48 796	-51 245	-53 818	-56 520	-59 346	-62 314	-65 429	-68 701	-861 598
<b>Всього відтоки</b>	тис. грн	-7 368	-35 145	-52 032	-53 990	-56 218	-57 517	-58 519	-59 594	-60 775	-62 052	-63 430	-64 914	-62 510	-54 960	-57 533	-60 235	-63 061	-66 029	-69 144	-72 416	-1 127 443
Баланс (приток+відток)	тис. грн	-7 368	11 581	-2 512	-3 694	-683	-3 775	439	6 764	8 898	11 101	13 616	15 980	32 425	34 218	36 100	38 076	40 165	42 359	44 663	47 082	365 436
<b>Розподіл економії</b>																						
Повернення кредиту	тис. грн	7 368	7 368	21 368	20 631	19 895	19 158	18 421	17 684	16 947	16 210	15 474	14 737	0	0	0	0	0	0	0	0	195 262
Доходи компанії	тис. грн	0	6 948	0	0	0	0	263	4 058	5 339	6 661	8 170	9 588	19 455	20 531	21 660	22 845	24 099	25 416	26 798	28 249	230 081
Зменшення вартості	тис. грн	0	4 632	0	0	0	0	175	2 705	3 559	4 440	5 446	6 392	12 970	13 687	14 440	15 230	16 066	16 944	17 865	18 833	153 387
Додаткові витрати на кредит	тис. грн	7 368	0	2 512	3 694	683	3 775	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 032

**Таблиця 3.2.1.4. Витрати на розрахунки по кредиту**

Рядок		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	сума
Сума кредиту	тис. грн	147 367,4												147 367,4
Погашення основної суми заборгованості	тис. грн	0,0	0	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	14 737	147 367
Заборгованість по кредиту	тис. грн	147 367,4	147 367	132 631	117 894	103 157	88 420	73 684	58 947	44 210	29 473	14 737	0	0
Відсотки по кредиту	тис. грн	7 368,4	7 368	6 632	5 895	5 158	4 421	3 684	2 947	2 211	1 474	737	0	47 894
<b>Всього платежі</b>	<b>тис. грн</b>	<b>7 368,4</b>	<b>7 368</b>	<b>21 368</b>	<b>20 631</b>	<b>19 895</b>	<b>19 158</b>	<b>18 421</b>	<b>17 684</b>	<b>16 947</b>	<b>16 210</b>	<b>15 474</b>	<b>14 737</b>	<b>195 262</b>

**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		18 949	18 857	16 937	19 212	15 383	18 860	24 448	25 845	27 311	29 090	30 717	32 425	34 218	36 100	38 076	40 165	42 359	44 663	47 082	560 698
Капітальні витрати	тис. грн	-147 367																				
Грошові потоки проекту	тис. грн	-147 367	18 949	18 857	16 937	19 212	15 383	18 860	24 448	25 845	27 311	29 090	30 717	32 425	34 218	36 100	38 076	40 165	42 359	44 663	47 082	413 330
Загальний дохід проекту (PV)	тис. грн	-147 367	-128 418	-109 562	-92 624	-73 412	-58 030	-39 170	-14 722	11 123	38 434	67 524	98 241	130 666	164 885	200 985	239 061	279 226	321 585	366 248	413 330	413 330
Простий термін окупності (PP)	рік									<b>8,6</b>												<b>8,6</b>
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	-147 367	17 709	16 470	13 826	14 657	10 968	12 567	15 225	15 042	14 856	14 788	14 593	14 397	14 199	14 000	13 800	13 605	13 410	13 214	13 019	122 978
Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	-147 367	-129 658	-113 188	-99 362	-84 705	-73 738	-61 171	-45 946	-30 904	-16 048	-1 260	13 333	27 730	41 930	55 930	69 730	83 336	96 746	109 960	122 978	122 978
Дисконтований термін окупності (DPP)	рік													<b>11,1</b>								<b>11,1</b>

Таблиця 3.2.1.6. Зведені дані розрахунків фінансових показників

№	Найменування	Позначення	од. вим.	Значення
1	Чистий дисконтований дохід	<b>NPV</b>	тис. грн	<b>122 978</b>
2	Дисконтований строк окупності	<b>DPP</b>	років	<b>11,1</b>
3	Внутрішня норма рентабельності	<b>IRR</b>	%	<b>14,7%</b>
4	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	<b>NPVQ</b>		<b>0,8</b>

Рисунок 3.2.1.1 Графік NPV

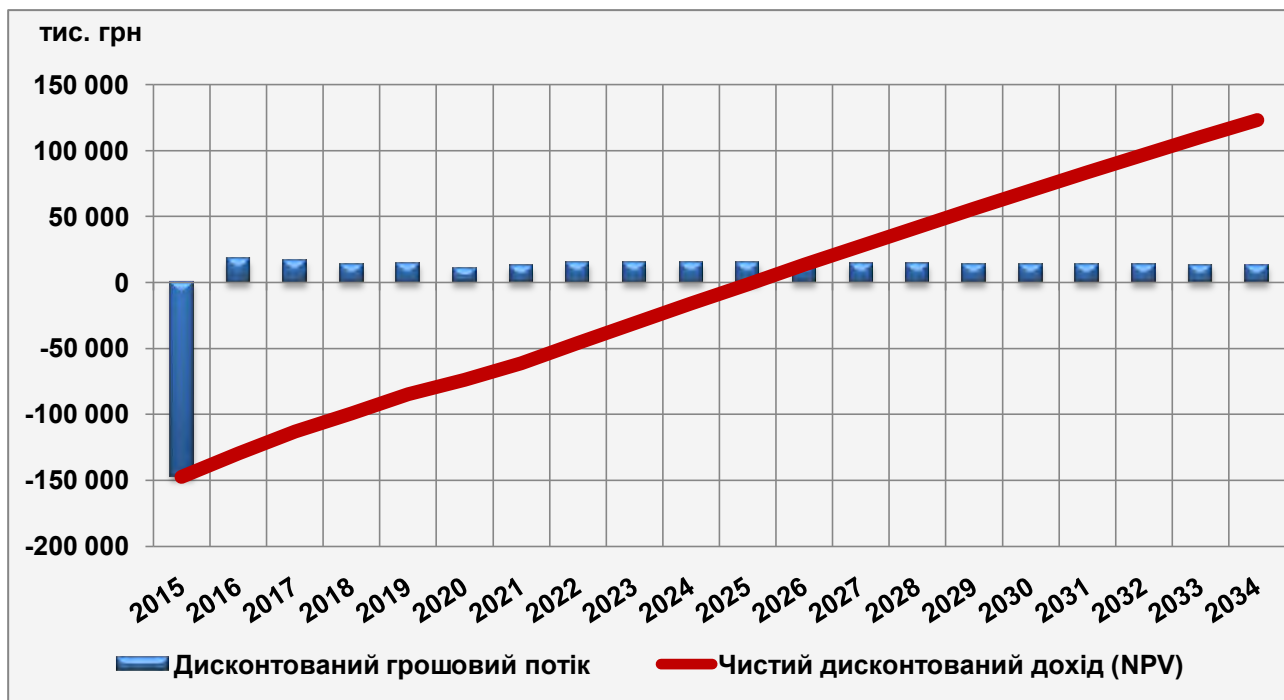
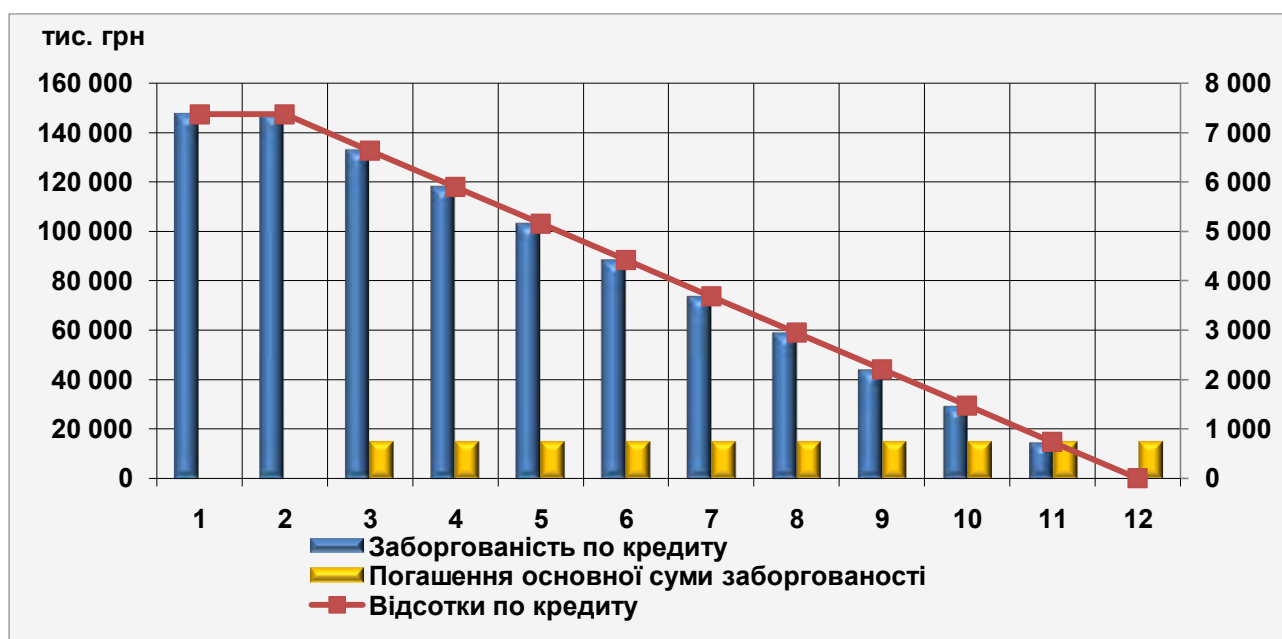


Рисунок 3.2.1.2. Динаміка розрахунків за кредитом



### 3.2.2. Схема фінансування проекту

Інвестиційний проект відноситься до розряду довгострокових 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).** 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 КФВ. 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 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.

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 %.

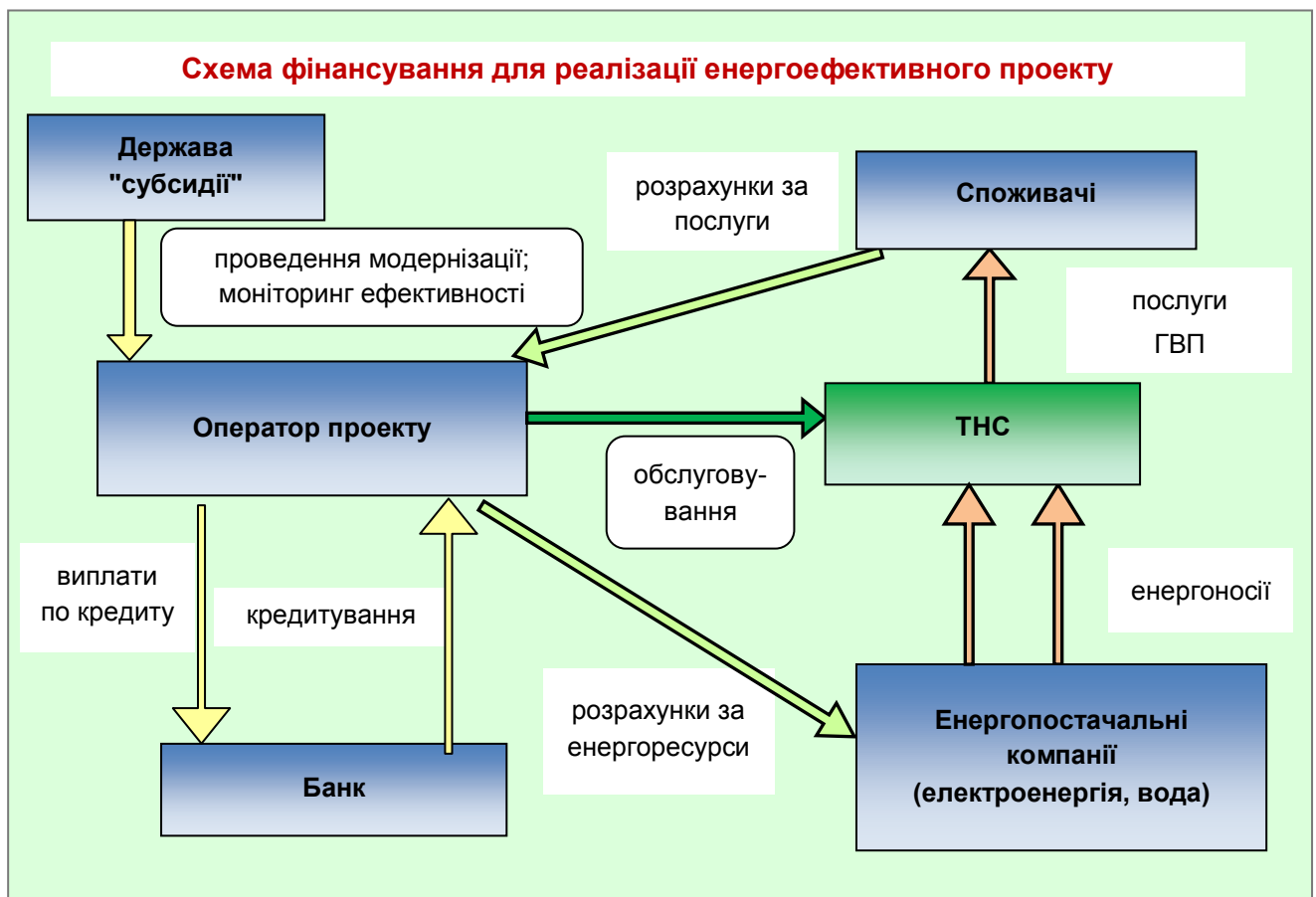
					ЕСЗ. 031.125.01.04.08	Лист
					Муніципальний енергетичний план Запоріжжя	
					Енергосервісна компанія «Екологічні Системи»	56



- 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

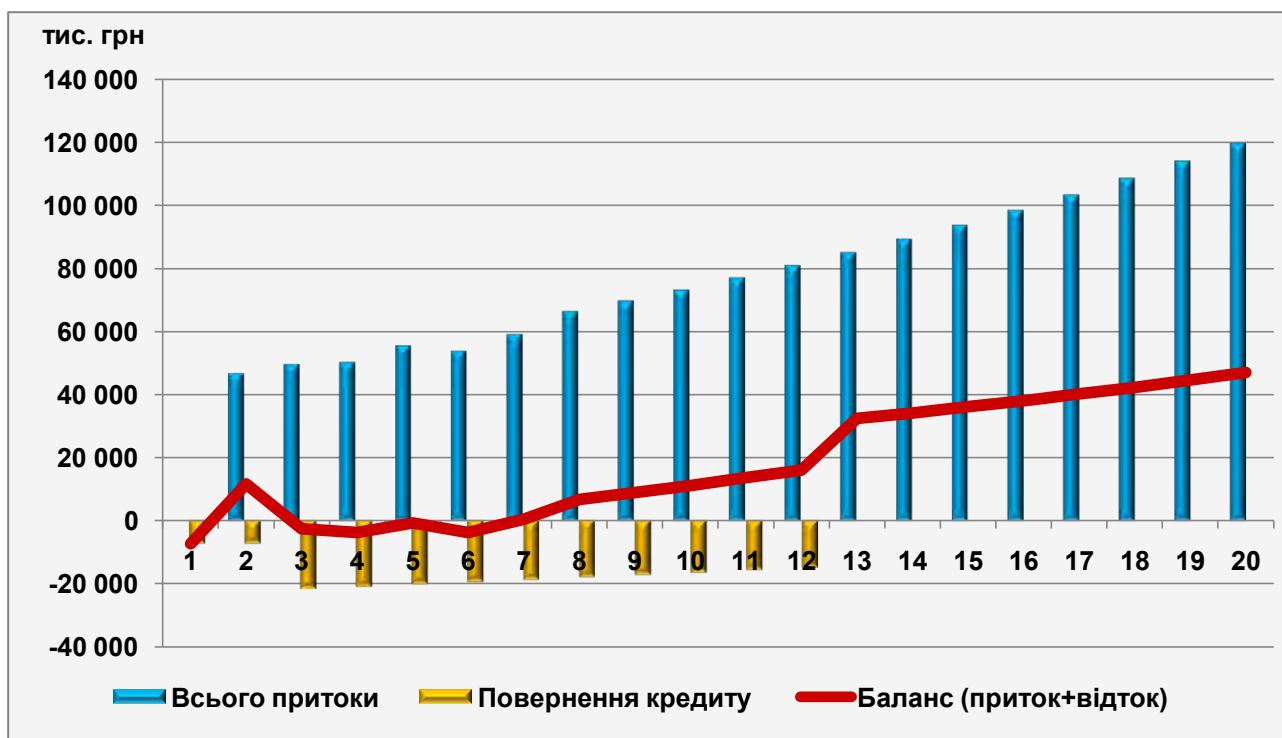



Графік, що ілюструє динаміку повернення кредиту та надходження доходів від отриманої економії наведено на **рисунку 3.2.2.2**. Для аналізу на рисунку наведено графік чистого доходу, як різниці між економією і витратами.

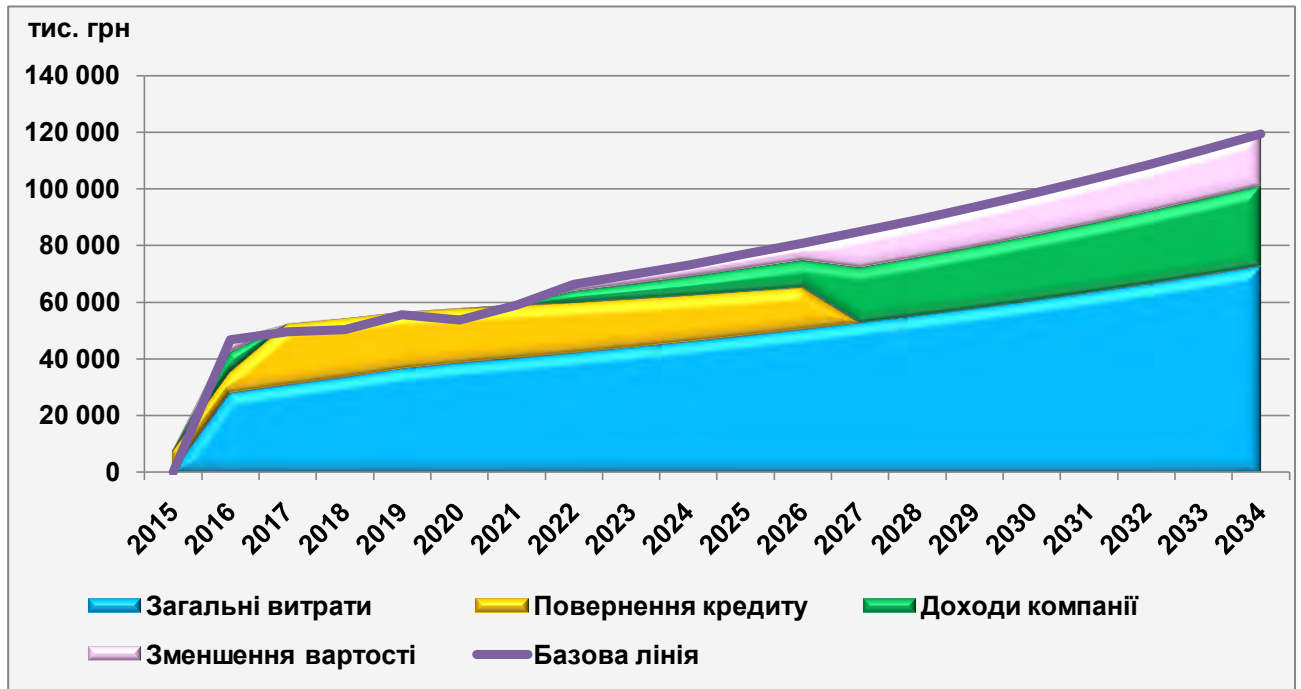
На **рисунку 3.2.2.3** наведено графік, що ілюструє загальну динаміку руху грошових коштів у відповідності з таблицею "Рух грошових коштів". На рисунку область графіку "економія" відображається як складова з 3 частин, на які вона розподіляється. Для аналізу на рисунку наведено наступні дані про вартість:

- 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**

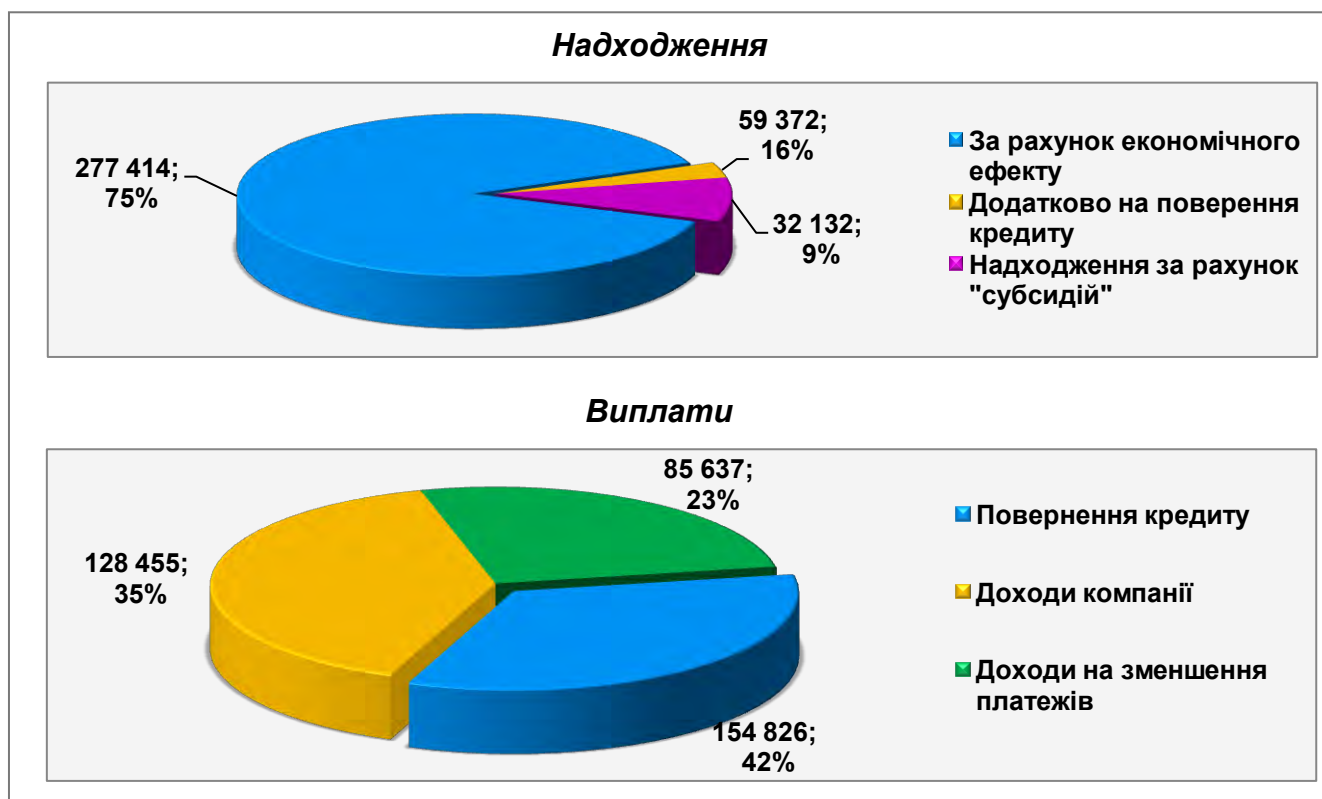


В таблиці 3.2.2.1 наведені дані, що характеризують обсяги коштів які формуються у період дії проекту по основним статтям надходжень та виплат і розподілу платежів. Діаграми на **рисунку 3.2.2.4.** схематично ілюструють структуру та співвідношення коштів по статтям надходжень та виплат.

**Таблиця 3.2.2.1. Баланс коштів за період дії проекту**

Найменування	Одиниці вимірювання	Сума
<b>Надходження</b>		
За рахунок економічного ефекту	тис. грн	509 929
Додатково на повернення кредиту	тис. грн	18 032
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	50 769
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>578 729</b>
<b>Виплати</b>		
Повернення кредиту	тис. грн	195 262
Доходи компанії	тис. грн	230 081
Доходи на зменшення платежів	тис. грн	153 387
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>578 729</b>

**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 3.2.2.2.** 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	18 032
За рахунок економії	тис. грн	177 230
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>195 262</b>

**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-8 за Варіантом 2** передбачає переведення гарячого водопостачання Комунарського району м. Запоріжжя на скидне тепло від ЦОС-1 шляхом будівництва теплонасосної станції з КГУ на центральних очисних спорудах лівобережної частини Запоріжжя (ТНС), що забезпечить приготування гарячої води за рахунок використання потенціалу скидного тепла стічних вод.

Перелік об'єктів, що ввійшли до складу проекту **ІП-8** наведено в **Додатку В**.

### 4.1. Економічний аналіз проекту

#### 4.1.1. Оцінка капітальних витрат

Інвестиції для даного проекту умовно складаються із наступних груп:

- прями 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 теплонасосної станції (ТНС) на ЦОС-1, що отриманий шляхом підсумовування складових всіх витрат на обладнання та роботи. Оцінка капітальних витрат зроблена на основі аналізу комерційних пропозицій від виробників і постачальників подібного обладнання (**Додаток D**). 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	72 380,0
2	Прокладення додаткових теплових мереж ГВП	тис. грн	57 000,0
3	Реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій	тис. грн	9 600,0
4	Проектні роботи	тис. грн	10 350,0
5	Монтажні роботи	тис. грн	12 940,0
6	Пуско-налагоджувальні роботи	тис. грн	2 590,0
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>164 860,0</b>

В **таблиці 4.1.1.2** приведено загальну орієнтовну вартість основного та додаткового обладнання, в **таблиці 4.1.1.3** - склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 1**.

**Таблиця 4.1.1.2.** Загальна орієнтована вартість основного та додаткового обладнання для **Варіанту 2**, без ПДВ

	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Основне обладнання</b>		
1.1	Теплові насоси НТ-3000М (ЗАТ «Енергія», Новосибірськ)	тис. грн	34 080,0
1.2	Комплектний блок теплообмінників-випарників Tranter Econocoil®	тис. грн	4 800,0
1.3	Когенераційна установка GE Jenbacher JMS-612	тис. грн	18 670,0
1.4	Деаераційна установка	тис. грн	500,0
1.5	Баки-акумулятори	тис. грн	8 400,0
1.6	Насоси ГВП	тис. грн	250,0
2	<b>Додаткове обладнання і матеріали</b>		
2.1	Система диспетчеризації	тис. грн	3 300,0
2.2	ППУ трубопроводи ГВП	тис. грн	57 000
2.3	Комунікаційний блок, включно трубопроводи, запірні арматури і байонетні з'єднувачі	тис. грн	250,0
2.4	Естакада для прокладення комунікацій та трубопроводів	тис. грн	110,0
2.5	Сервісний модуль промивання поверхонь випарників	тис. грн	20,0
2.6	Матеріали та комплектуючі	тис. грн	2 000,0
	<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>129 380,0</b>
	<b>Всього (без урахування затрат на трубопроводи ГВП)</b>	<b>тис. грн</b>	<b>72 380,0</b>

**Таблиця 4.1.1.3.** Склад основного та додаткового обладнання для **Варіанту 2**

	Найменування	Од. вим.	Значення
1	<b>Основне обладнання</b>		
1.1	Теплові насоси НТ-3000М (ЗАТ "Енергія", Новосибірськ)	шт.	4
1.2	Комплектний блок теплообмінників-випарників Tranter Econocoil®	шт.	12
1.3	Когенераційна установка GE Jenbacher JMS-612	шт.	1
1.4	Деаераційна установка	шт.	1
1.5	Бак-акумулятор 1000 м³	шт.	2
1.6	Насоси ГВП	шт.	5
2	<b>Додаткове обладнання і матеріали</b>		
2.1	Система диспетчеризації	компл.	1
2.2	ППУ трубопроводи ГВП	км	9,5
2.3	Комунікаційний блок, включно трубопроводи, запірні арматури і байонетні з'єднувачі	компл.	1
2.4	Естакада для прокладення комунікацій та трубопроводів	компл.	1
2.5	Сервісний модуль промивання поверхонь випарників	компл.	1
2.6	Матеріали та комплектуючі	компл.	7

#### 4.1.2. Оцінка експлуатаційних витрат

До складу експлуатаційних витрат входять наступні економічні складові:

- витрати на енергоресурси;
- витрати на технічне обслуговування, ремонт обладнання та на матеріали;
- витрати на заробітну плату персоналу.

Результати розрахунків експлуатаційних витрат наведені у таблицях:

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

У **таблицях 4.1.2.2 – 4.1.2.3** наведені розрахунки витрат на енергоресурси.

У **таблиці 4.1.2.4** наведено розрахунок витрат на технічне обслуговування, ремонт обладнання та на матеріали.

У **таблиці 4.1.2.5** наведено розрахунок витрат на заробітну плату персоналу.

**Таблиця 4.1.2.1.** Загальні експлуатаційні витрати для **Варіанту 2**, без ПДВ

	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Витрати на електроенергію	тис. грн/рік	527,8
2	Витрати на природний газ для КГУ	тис. грн/рік	5 056,6
3	Витрати на технічне обслуговування	тис. грн/рік	3 881,4
4	Витрати на заробітну плату персоналу	тис. грн/рік	411,6
5	<b>Всього</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>9 877,5</b>

**Таблиця 4.1.2.2.** Витрати на електроенергію, без ПДВ

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на електроенергію за II класом напруги, без ПДВ	грн/т. кВт·год	1 032,4
2	<b>Теплові насоси</b>		
2.1	Річне виробництво теплової енергії	Гкал	72 867,1
2.2	Середньорічний коефіцієнт перетворення ТН (КОП)		5,5
2.3	Питомі витрати електроенергії	кВт·год/Гкал	211,5
2.4	Річне споживання електроенергії	тис. кВт·год	15 408,1
3	<b>Насосна станція</b>		
3.1	Потужність електрообладнання насосної станції ГВП	кВт	200,0
3.2	Річний фонд робочого часу	год	8 760
3.3	Річне споживання електроенергії	тис. кВт·год	1 752,0
4	<b>Когенераційна установка</b>		
4.1	Електрична потужність КГУ	МВт	2,0
4.2	Річний фонд робочого часу	год	8 400
4.3	Річне виробництво електроенергії	тис. кВт·год	16 648,8
5	<b>Загалом по теплонасосній станції</b>		
5.1	Річне споживання електроенергії, всього, у т.ч.:	тис. кВт·год	17 160,1
5.2	• тепловими насосами	тис. кВт·год	15 408,1
5.3	• насосною станцією	тис. кВт·год	1 752,0
5.4	Річне виробництво електроенергії КГУ	тис. кВт·год	16 648,8
5.5	Річне споживання електроенергії із зовнішніх мереж	тис. кВт·год	511,3
	<b>Витрати на електроенергію (із зовнішніх мереж)</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>527,8</b>

**Таблиця 4.1.2.3. Витрати на природний газ для КГУ, без ПДВ**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Тариф на природний газ	грн/тис. м <sup>3</sup>	1 238,6
2	Річне виробництво електроенергії	тис. кВт-год	16 648,8
3	Питомі витрати природного газу на КГУ	м <sup>3</sup> /кВт-год	0,245
4	Обсяг споживання природного газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	4 082,6
<b>Витрати на природний газ для КГУ</b>		<b>тис. грн/рік</b>	<b>5 056,6</b>

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.

**Таблиця 4.1.2.4. Витрати на технічне обслуговування, без ПДВ**

№	Найменування	Од. вим.	Значення
1	Вартість обладнання	тис. грн	129 380,0
2	Розрахунковий коефіцієнт	рік <sup>-1</sup>	0,030
<b>Вартість витрат на технічне обслуговування</b>		<b>тис. грн/рік</b>	<b>3 881,4</b>

**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.	7
<b>Витрати на заробітну плату</b>		<b>тис. грн/рік</b>	<b>411,6</b>

### 4.1.3. 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 теплонасосною станцією (ТНС).

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

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**

№		Од. вим.	Значення
	<i>Вихідні дані</i>		
1	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими котельнями	Гкал/рік	92 806,8
2	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими котельнями	тис. м³/рік	12 664,4
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 95% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м³	1 238,6
	<i>Впровадження проекту</i>		
4	Розрахунковий відпуск теплової енергії ТНС на ГВП, у т.ч.:	Гкал/рік	86 672,4
	• тепловими насосами	Гкал/рік	72 768,7
	• когенераційною установкою	Гкал/рік	13 903,7
5	Втрати теплової енергії в нових мережах ГВП	Гкал/рік	7 424,5
6	Відпуск теплової енергії на ГВП існуючими газовими котельнями	Гкал/рік	13 559,0
7	Споживання природного газу на теплову енергію для ГВП існуючими газовими котельнями	тис. м³/рік	1 850,3
	<i>Дохід від впровадження проекту</i>		
8	<b>Обсяг заміщення природного газу на існуючих котельнях</b>	<b>тис. м³/рік</b>	<b>10 814,1</b>
9	<b>Вартість заміщеного природного газу, без ПДВ</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>13 394,2</b>

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 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 на існуючих котельнях	тис. грн/рік	13 394,2
	<i>Видаткова частина</i>		
2	Капітальні витрати	тис. грн	164 860,0
3	Експлуатаційні витрати	тис. грн/рік	9 877,5
	<i>Ефективність</i>		
4	Економічний ефект	тис. грн/рік	3 516,7
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
	<b>Період простої окупності</b>	<b>рік</b>	<b>немає</b>

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 <sup>3</sup>	10 814,1
2	Тариф на природний газ для споживачів категорії «Бюджет», без ПДВ	грн/тис. м <sup>3</sup>	3 913,2
3	Тариф на природний газ (середньозважений, 95% споживачів категорії «Населення»), без ПДВ	грн/тис. м <sup>3</sup>	1 238,6
4	Різниця тарифів на природний газ	грн/тис. м <sup>3</sup>	2 674,6
	<b>Обсяг субсидії</b>	<b>тис. грн/рік</b>	<b>28 923,4</b>

**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 на існуючих котельнях	тис. грн/рік	13 394,2
2	Зменшення витрат за рахунок субсидії	тис. грн/рік	28 923,4
	<i>Видаткова частина</i>		
3	Капітальні витрати	тис. грн	164 860,0
4	Експлуатаційні витрати* <sup>1</sup>	тис. грн/рік	20 796,7
	<i>Ефективність</i>		
5	Економічний ефект	тис. грн/рік	21 520,8
	<i>Попередній (спрощений) розрахунок</i>		
	<b>Період простої окупності</b>	<b>рік</b>	<b>7,7</b>

\*<sup>1</sup> - розрахунок вартості експлуатаційних витрат базується на припущенні, що тариф на природний газ для власних потреб приймається за значенням як для бюджетних організацій

## 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 4.1.2.**

### 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

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Значення
1	Дата початку проекту	рік	2018
2	Період дії проекту	рік	20
3	Капітальні витрати	тис. грн	164 860
4	Обсяги економії газу	тис. м <sup>3</sup>	10 814
5	Споживання газу на КГУ	тис. м <sup>3</sup>	4 083
6	К дисконтування	%	7%
7	Сума кредиту	тис. грн	164 860
8	Період повернення кредиту	рік	12
9	Відсотки по кредиту	%	5,0
10	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	Одиниці вимірювання	Значення
1	Капітальні вкладення	<b>Ск</b>	тис. грн	<b>164 860</b>
2	Строк життя проекту	<b>Тр</b>	років	<b>20</b>
3	Коефіцієнт дисконтування	<b>Кд</b>	%	<b>7%</b>
4	Позикові кошти	<b>Сп</b>	тис. грн	<b>164 860</b>
5	Чистий дисконтований дохід	<b>NPV</b>	тис. грн	<b>269 809</b>
6	Дисконтований строк окупності	<b>DPP</b>	років	<b>8,1</b>
7	Внутрішня норма рентабельності	<b>IRR</b>	%	<b>20,5%</b>
8	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	<b>NPVQ</b>		<b>1,64</b>

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

		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
<b>Споживання</b>																						
Зменшення споживання газу	тис.м <sup>3</sup>		10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	10 814	205 468
Споживання електроенергії	т.кВт.г	0,0	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	9 714
Споживання газу на КГУ	тис.м <sup>3</sup>	0,0	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	4 083	77 569
<b>Грошові при- токи</b>																						
Вартість еко- номії	тис. грн	0,0	29 821	39 593	45 154	51 612	59 024	64 753	72 879	76 520	80 343	84 618	88 845	93 284	97 944	102 836	107 973	113 372	119 041	124 993	131 242	1 583 847
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	0,0	21 497	14 <sup>794</sup>	10 086	9 381	0	0	0													55 758
<b>Всього при- токи</b>		0,0	51 318	54 388	55 239	60 993	59 024	64 753	72 879	76 520	80 343	84 618	88 845	93 284	97 944	102 836	107 973	113 372	119 041	124 993	131 242	1 639 605
<b>Грошові від- токи</b>																						
Повернення кредиту	тис. грн	-8 243	-8 243	-23 905	-23 080	-22 256	-21 432	-20 608	-19 783	-18 959	-18 135	-17 310	-16 486	0	0	0	0	0,0	0,0			-218 440
Виробничі витрати	тис. грн	0	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-4 293	-81 567
Вартість елек- троенергії	тис. грн	0,0	-662	-742	-816	-897	-953	-1 001	-1 051	-1 104	-1 159	-1 217	-1 279	-1 343	-1 410	-1 481	-1 555	-1 633	-1 715	-1 800	-1 891	-23 710
Вартість газу на КГУ	тис. грн	0,0	-21 063	-22 115	-22 699	-23 834	-25 026	-26 276	-27 590	-28 969	-30 416	-31 935	-33 530	-35 205	-36 964	-38 811	-40 749	-42 787	-44 926	-47 173	-49 531	-629 600
<b>Всього відто- ки</b>	тис. грн	-8 243	-34 261	-51 055	-50 888	-51 280	-51 704	-52 178	-52 718	-53 324	-54 003	-54 756	-55 588	-40 841	-42 667	-44 585	-46 598	-48 713	-50 934	-53 266	-55 715	-953 316
Баланс (при- ток+відток)	тис. грн	-8 243	17 057	3 333	4 351	9 713	7 320	12 575	20 162	23 196	26 340	29 862	33 257	52 442	55 276	58 252	61 376	64 659	68 107	71 727	75 528	686 290
<b>Розподіл економії</b>																						
Повернення кредиту	тис. грн	8 243	8 243	23 905	23 080	22 256	21 432	20 608	19 783	18 959	18 135	17 310	16 486	0	0	0	0	0	0	0	0	218 440
Доходи компа- нії	тис. грн	0	10 234	2 000	2 611	5 828	4 392	7 545	12 097	13 917	15 804	17 917	19 954	31 465	33 166	34 951	36 825	38 796	40 864	43 036	45 317	416 720
Зменшення вартості	тис. грн	0	6 823	1 333	1 740	3 885	2 928	5 030	8 065	9 278	10 536	11 945	13 303	20 977	22 111	23 301	24 550	25 864	27 243	28 691	30 211	277 813
Додаткові витрати на кредит	тис. грн	8 243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8 243

**Таблиця 4.2.1.4. 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	164 860,0												164 860,0
Погашення основної суми заборгованості	тис. грн	0,0	0	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	16 486	164 860
Заборгованість по кредиту	тис. грн	164 860,0	164 860	148 374	131 888	115 402	98 916	82 430	65 944	49 458	32 972	16 486	0	0
Відсотки по кредиту	тис. грн	8 243,0	8 243	7 419	6 594	5 770	4 946	4 122	3 297	2 473	1 649	824	0	53 580
<b>Всього платежі</b>	тис. грн	<b>8 243,0</b>	<b>8 243</b>	<b>23 905</b>	<b>23 080</b>	<b>22 256</b>	<b>21 432</b>	<b>20 608</b>	<b>19 783</b>	<b>18 959</b>	<b>18 135</b>	<b>17 310</b>	<b>16 486</b>	<b>218 440</b>

**Таблиця 4.2.1.5. 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		25 300	27 238	27 431	31 969	28 751	33 182	39 945	42 155	44 475	47 173	49 743	52 442	55 276	58 252	61 376	64 659	68 107	71 727	75 528	904 729
Капітальні витрати	тис. грн	-164 860																				
Грошові потоки проекту	тис. грн	-164 860	25 300	27 238	27 431	31 969	28 751	33 182	39 945	42 155	44 475	47 173	49 743	52 442	55 276	58 252	61 376	64 659	68 107	71 727	75 528	739 869
Загальний дохід проекту (PV)	тис. грн	-164 860	-139 560	-112 322	-84 891	-52 922	-24 170	9 012	48 957	91 112	135 586	182 759	232 502	284 945	340 221	398 473	459 849	524 508	592 615	664 341	739 869	739 869
Простий термін окупності (PP)	рік							<b>6,7</b>														<b>6,7</b>
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	-164 860	23 645	23 790	22 392	24 389	20 499	22 111	24 876	24 534	24 191	23 980	23 633	23 285	22 938	22 591	22 245	21 902	21 561	21 221	20 884	269 809
Чистий дисконтований дохід (NPV)	тис. грн	-164 860	-141 215	-117 425	-95 033	-70 644	-50 144	-28 033	-3 158	21 377	45 568	69 548	93 181	116 466	139 404	161 995	184 240	206 143	227 703	248 925	269 809	269 809
Дисконтований термін окупності (DPP)	рік									<b>8,1</b>												<b>8,1</b>

Таблиця 4.2.1.6. Зведені дані розрахунків фінансових показників

№	Найменування	Позначення	од. вим.	Значення
1	Чистий дисконтований дохід	NPV	тис. грн	269 809
2	Дисконтований строк окупності	DPP	років	8,1
3	Внутрішня норма рентабельності	IRR	%	20,5%
4	Коефіцієнт чистого дисконтованого доходу	NPVQ		1,64

Рисунок 4.2.1.1 Графік NPV

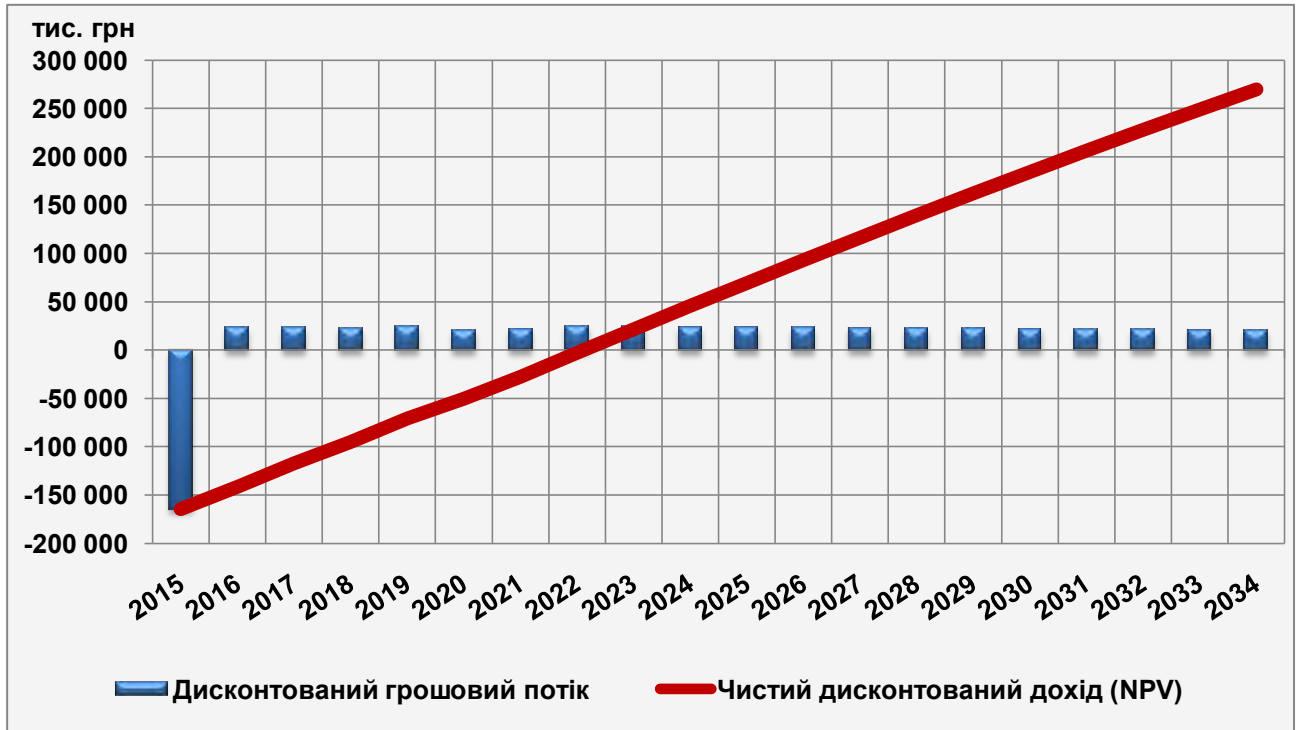
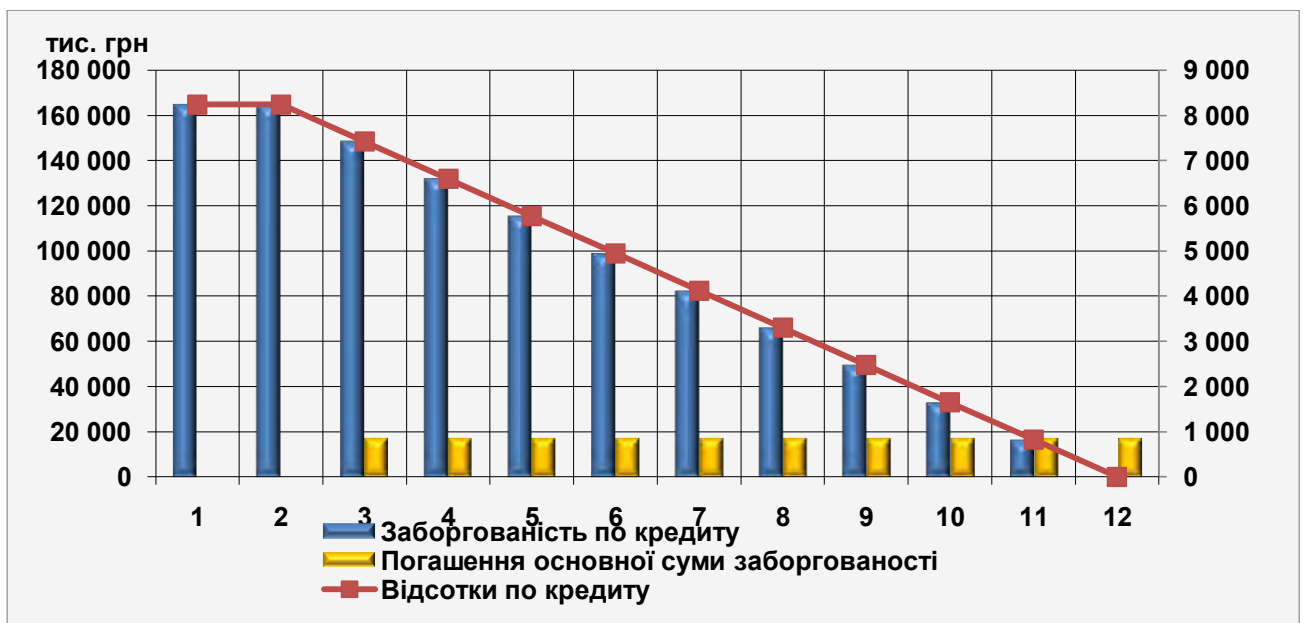


Рисунок 4.2.1.2. Динаміка розрахунків за кредитом




#### 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 3.2.2.**

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:

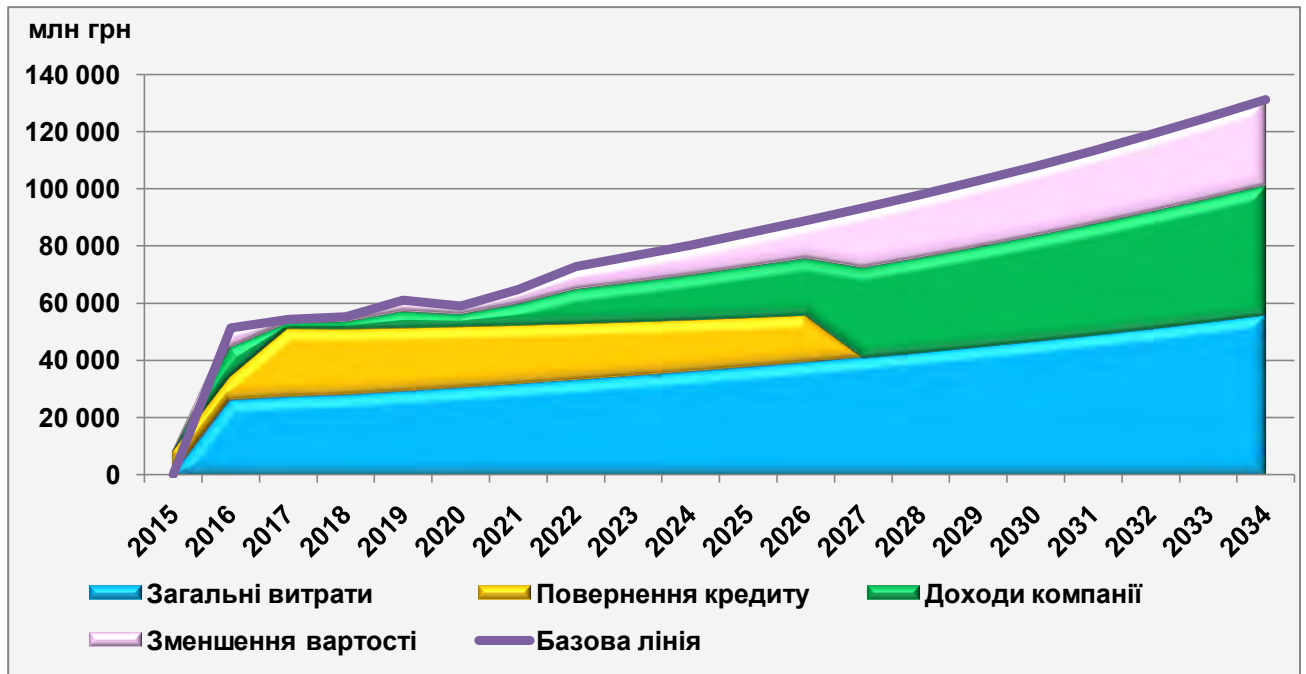
- базова лінія, вартість електроенергії при існуючому стані, що буде без проведення модернізації,
- після реалізації, вартість електроенергії, що стане після проведення модернізації,
- повернення кредиту, кошти, що направлені на розрахунки по кредиту,
- доходи компанії, доходи, що залишаються у керуючої 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 **рисунку 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 **рисунку 4.2.2.4** наведені дані, що характеризують обсяги коштів які накопичуються за період дії кредитної угоди і за рахунок яких здійснюється повернення кредиту.

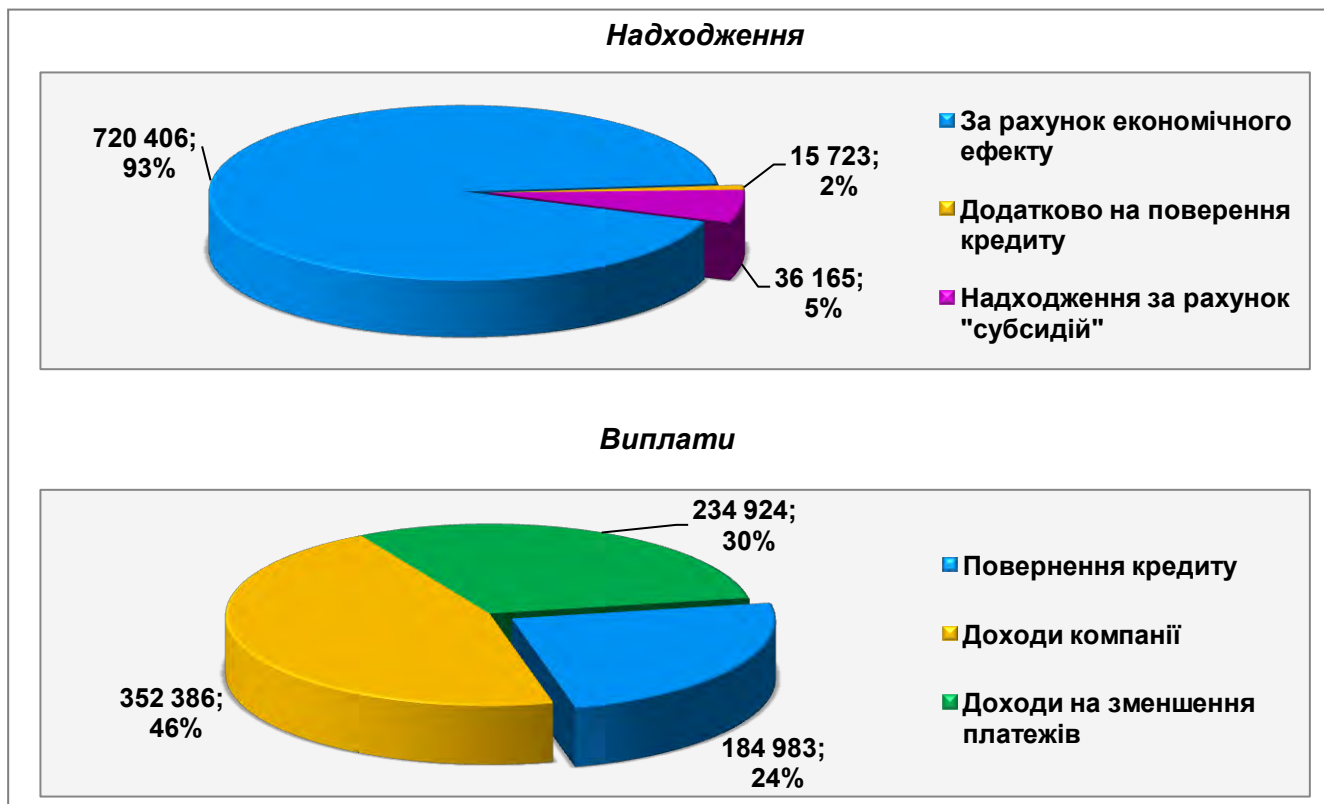
**Таблиця 4.2.2.1.** Баланс коштів за період дії проекту

Найменування	Одиниці вимірювання	Сума
<b>Надходження</b>		
За рахунок економічного ефекту	тис. грн	848 971
Додатково на повернення кредиту	тис. грн	8 243
Надходження за рахунок "субсидій"	тис. грн	55 758
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>912 972</b>
<b>Виплати</b>		
Повернення кредиту	тис. грн	218 440
Доходи компанії	тис. грн	416 720
Доходи на зменшення платежів	тис. грн	277 813
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>912 972</b>

**Таблиця 4.2.2.2.** 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	8 243
За рахунок економії	тис. грн	210 197
<b>Всього</b>	<b>тис. грн</b>	<b>218 440</b>

**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 прийняттю 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 енергоносії 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 робота, 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 здійснюються, 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 своїй 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 відізнати 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

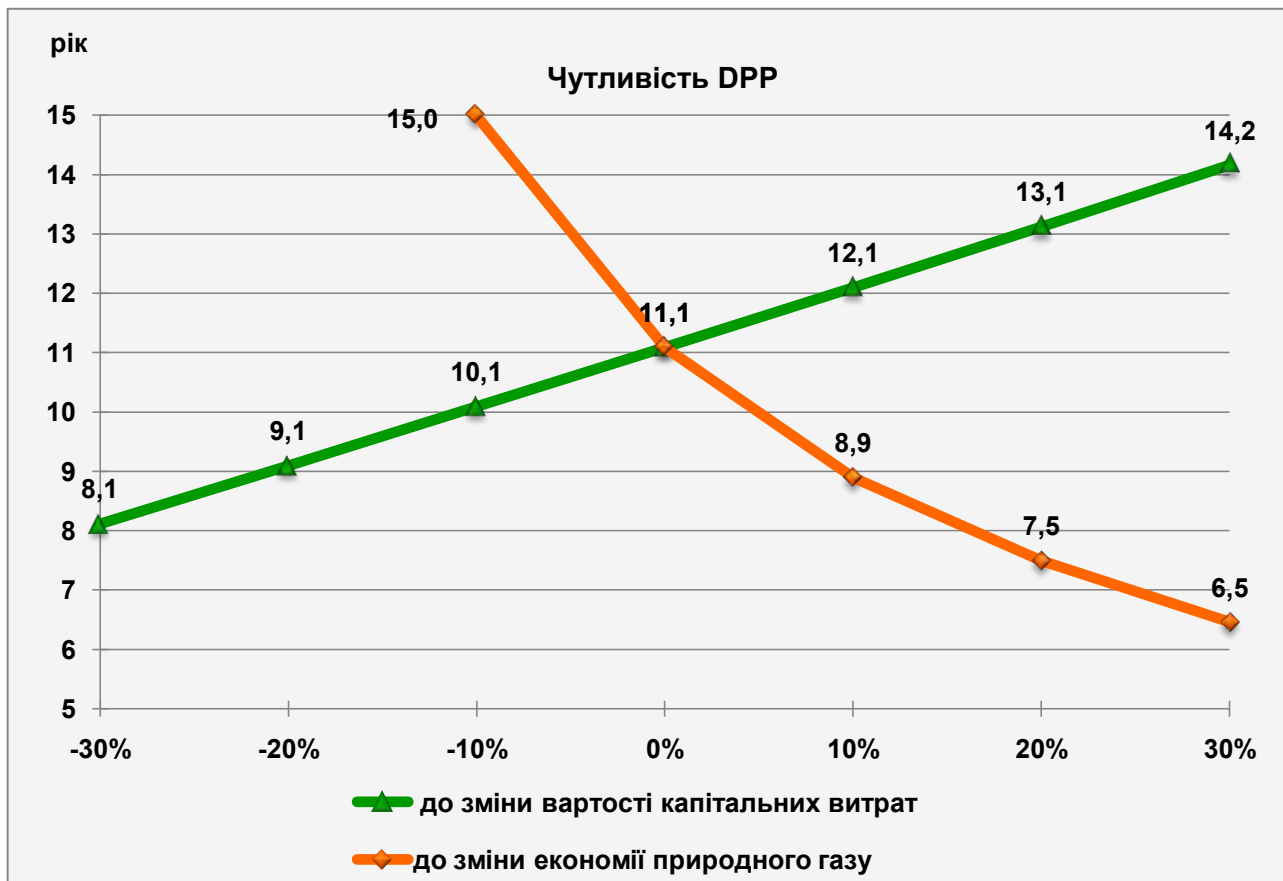
Згідно **Варіанту 1** передбачається будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі сучасних високоефективних теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5.

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 147 367 тис. грн;
- обсяг економії природного газу складає 9 846 тис. м<sup>3</sup>.

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 11,1 років.

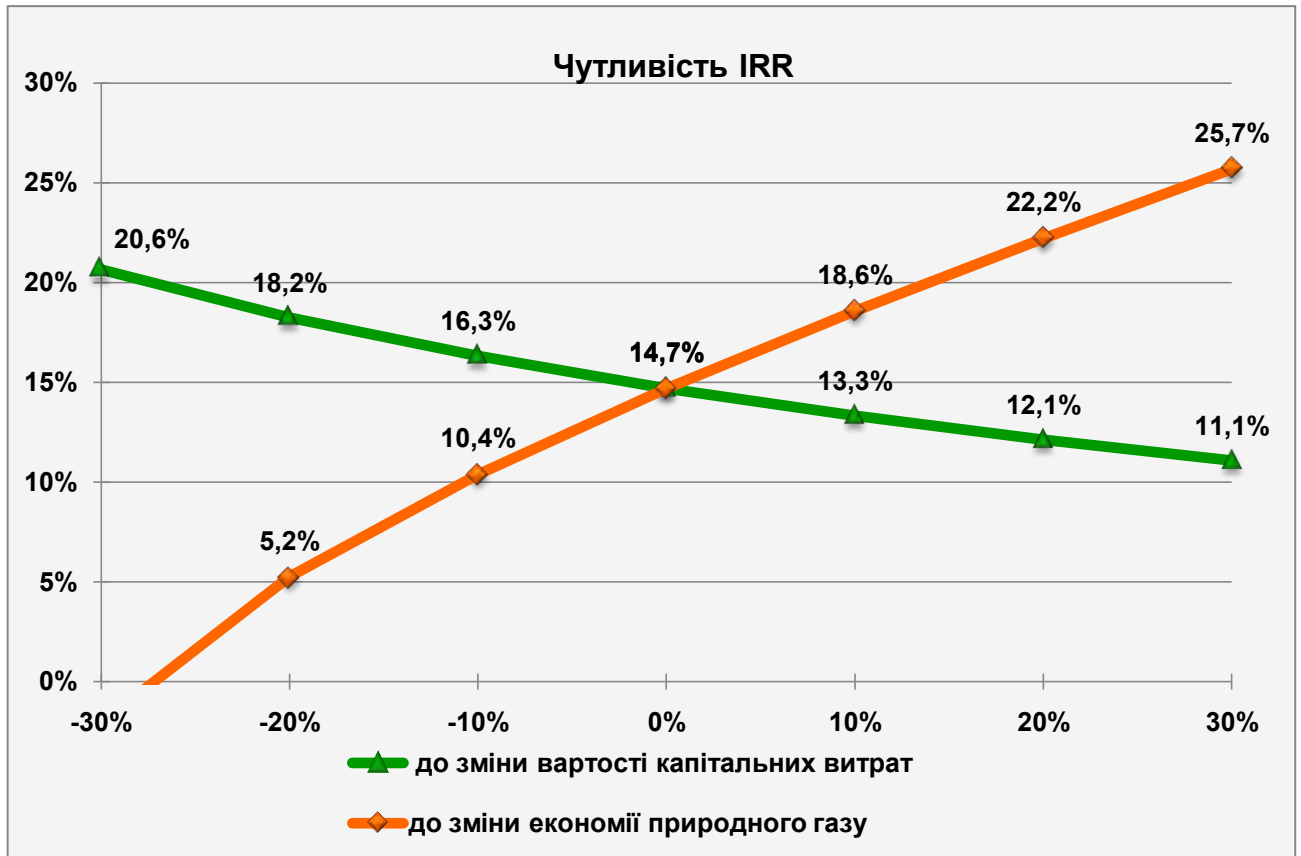
Як видно з **рисунку 5.2.1** значення дисконтованого строку окупності (DPP) прямо пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за Варіантом 1, дисконтований строк окупності збільшиться, що негативно відобразатиметься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

Збільшення вартості капітальних витрат на понад 20% призведе до відсутності економічної привабливості проекту за Варіантом 1 для інвестування.

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 14,7%.

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.

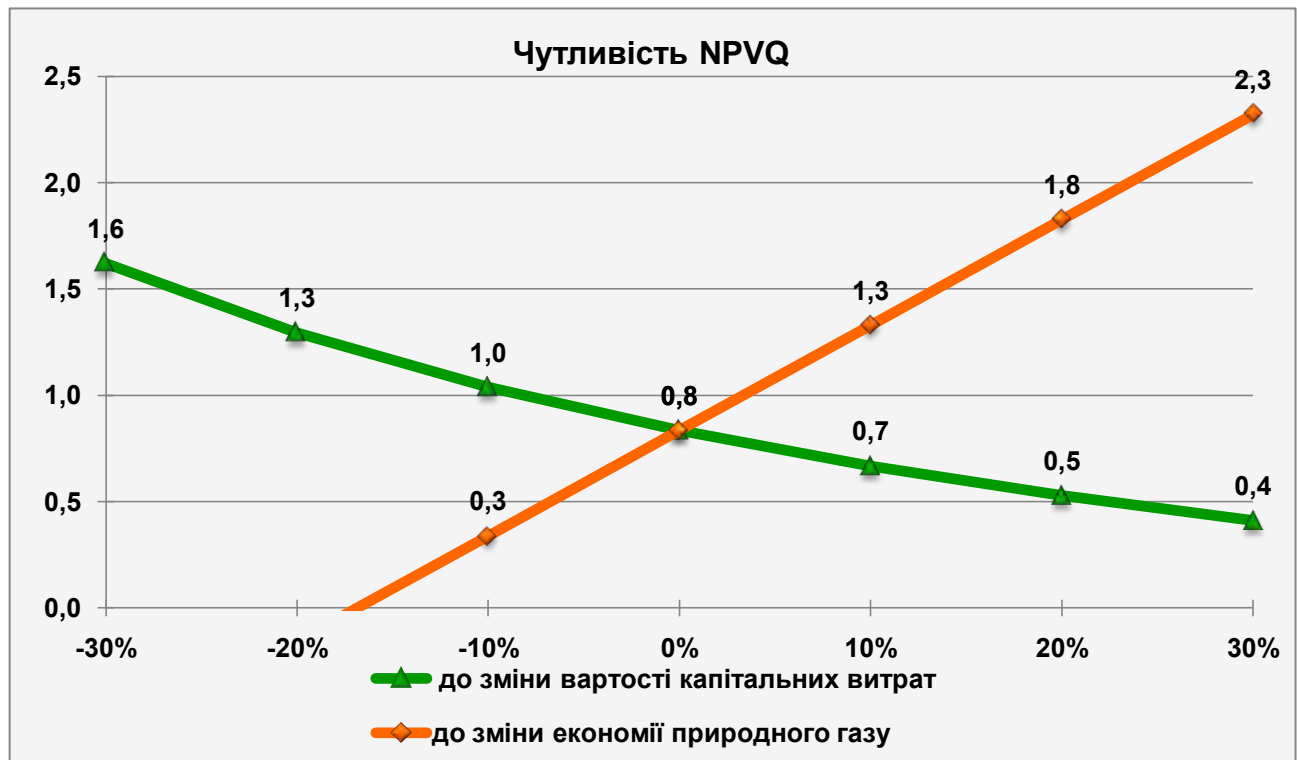
Значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) обернено пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за Варіантом 1, внутрішня норма рентабельності зменшиться, що негативно відобразиться на економічній привабливості 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 11,1% до 20,6%, 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 0,8.

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.

Будь-яке зменшення обсягу економії природного газу 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.

Будь-яке збільшення вартості капітальних вкладень поставить проект за Варіантом 1 у ряд інвестиційних проектів з низьким рівнем конкурентоздатності.

## Аналіз чутливості основних економічних показників проекту за Варіантом 2

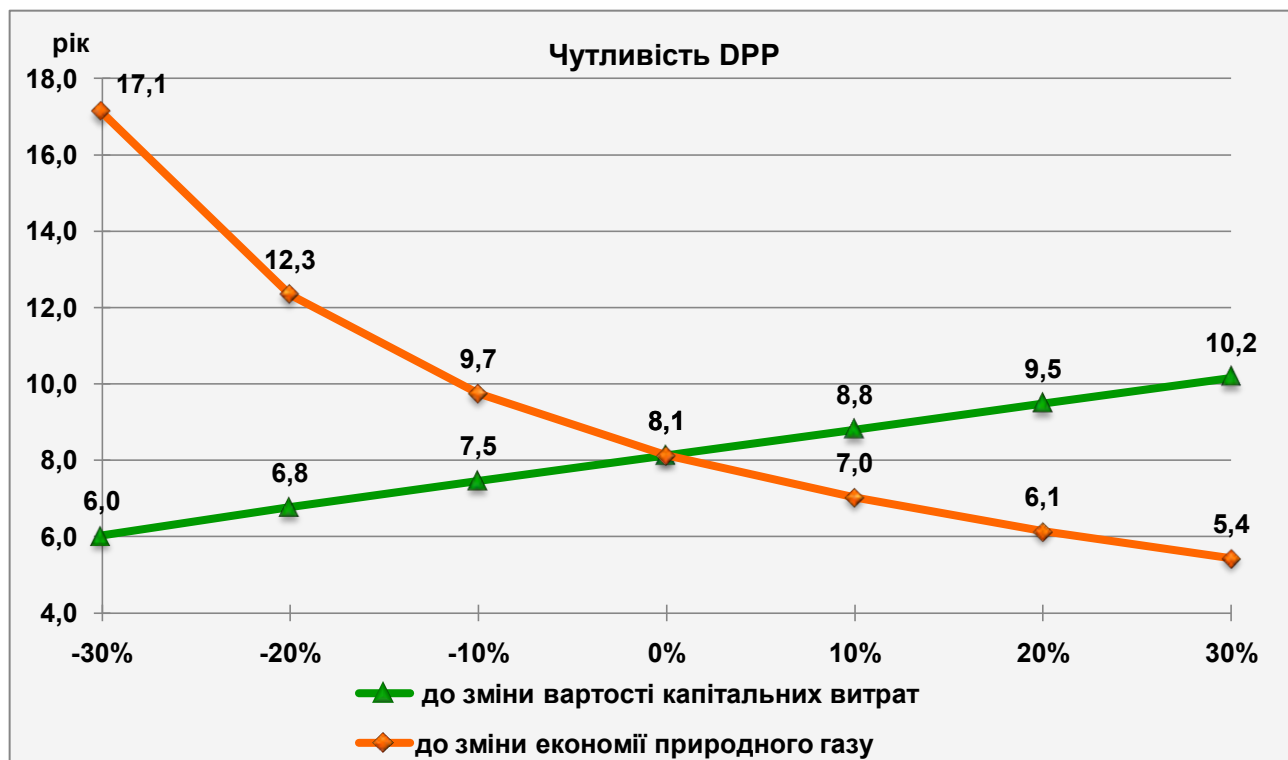
Згідно **Варіанту 2** передбачається будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 на базі сучасних вискоелективних теплових насосів типу «вода-вода» з середньорічним коефіцієнтом перетворення COP = 5,5. З метою зниження вартості електроенергії, передбачається забезпечити живлення ТНС електроенергією за рахунок когенераційної газопоршневої установки (КГУ), високопотенційне тепло якої також використовується для приготування гарячої води.

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 164 860 тис. грн;
- обсяг економії природного газу складає 10 814 тис. м<sup>3</sup>.

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 8,1 років.

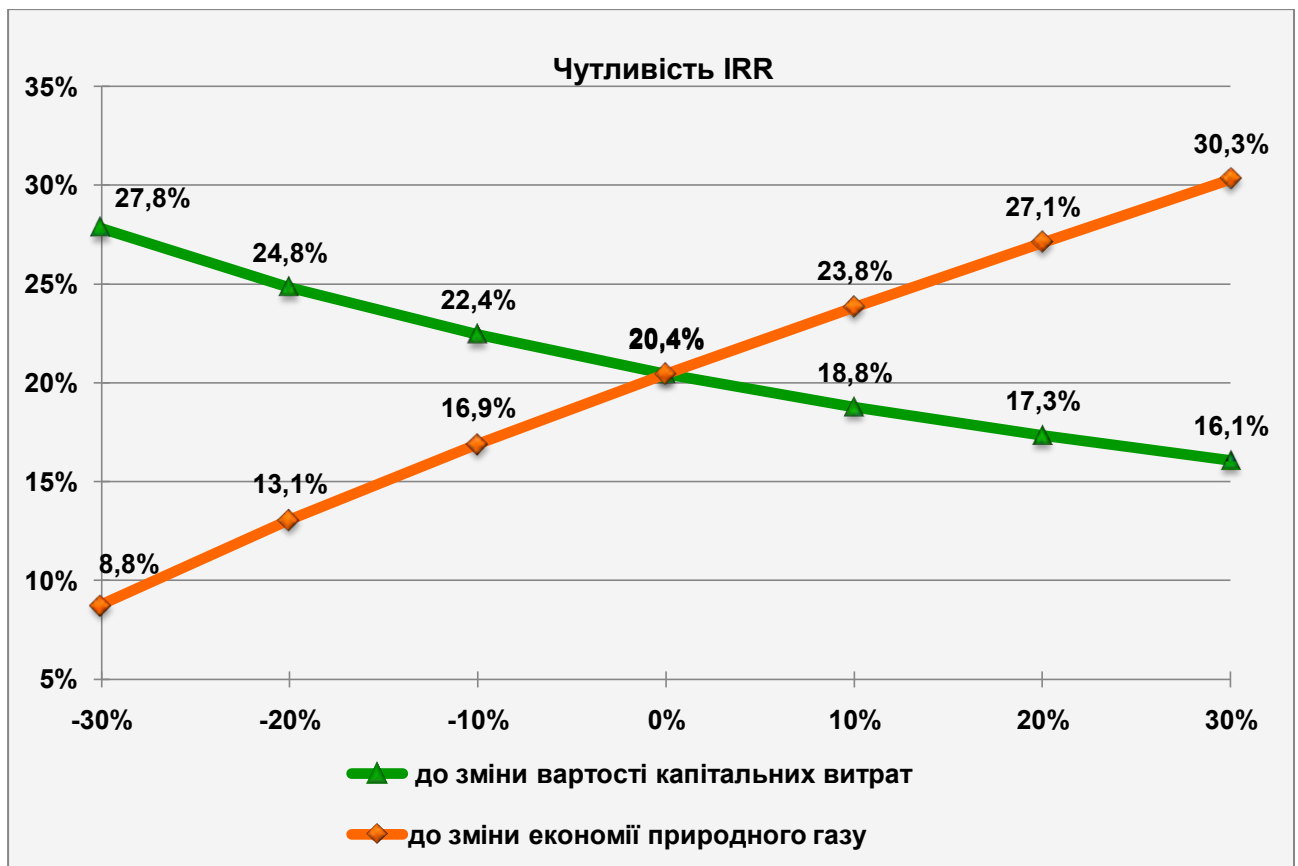
Як видно з **рисунку 5.2.4** значення дисконтованого строку окупності (DPP) прямо пропорційно залежить від зміни капітальних вкладень. У випадку збільшення вартості капітальних витрат, які необхідні для впровадження проекту за Варіантом 2, дисконтований строк окупності збільшиться. Збільшення дисконтованого терміну окупності негативно відобразатиметься 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 6,0 до 10,2 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 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 20% призведе відсутності економічної привабливості проекту за Варіантом 2 для інвестування.

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




Для базового сценарію (0%) внутрішня норма рентабельності (IRR) складає 20,4%.

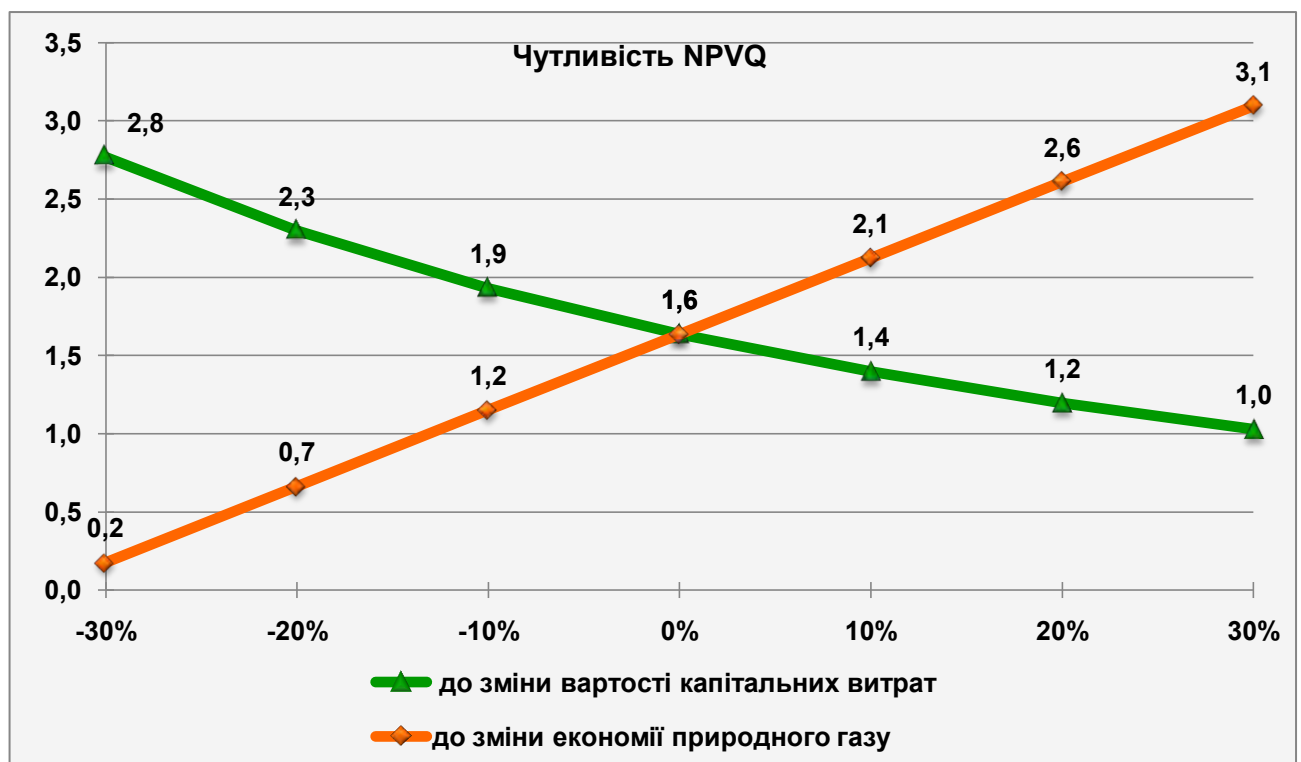
Як видно з **рисунку 5.2.5** значення внутрішньої норми рентабельності (IRR) прямо пропорційно залежить від зміни обсягу економії природного газу. У випадку збільшення обсягу економії природного газу від впровадження проекту за Варіантом 2, внутрішня норма рентабельності збільшиться, що позитивно відобразиться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

Зменшення обсягу економії природного газу на 25 % і більше призведе до зниження 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 16,1% до 27,8 %, 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 1,6.

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 15 % і більше проект за Варіантом 2 характеризуватиметься як інвестиційний проект із 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 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.

При збільшенні вартості капітальних вкладень на 30 % і більше проект за Варіантом 2 характеризуватиметься як інвестиційний проект із низьким рівнем конкурентоздатності.

## 6. Екологічна ефективність проекту

### 6.1. Оцінка зниження викидів парникових газів

Будівництво теплонасосної станції на ЦОС-1 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 CO<sub>2</sub> шляхом зменшення споживання газу на існуючих котельнях розраховується за наступною формулою:

**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 <sup>3</sup> /кВт·год	9,239
2	Коефіцієнт розрахунку викидів CO <sub>2</sub> при спалюванні природного газу* <sup>1</sup>	тонн/МВт·год	0,202
3	Коефіцієнт викидів CO <sub>2</sub> при виробництві електричної енергії на національному рівні* <sup>2</sup>	тонн/МВт·год <sub>e</sub>	0,896

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

\*<sup>2</sup> – коефіцієнт викидів CO<sub>2</sub> 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.

#### 6.1.1. Оцінка зниження викидів парникових газів за Варіантом 1

Розрахункові показники економії енергоресурсів та пов'язаного з цим зменшення обсягу викидів CO<sub>2</sub> емісії від впровадження енергоефективних заходів наведені в таблицях 6.1.1.1 та 6.1.1.2.

Таблиця 6.1.1.1. Результати впровадження проекту

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 1 ТНС
1	Споживання природного газу на виробництво теплової енергії для ГВП існуючими котельнями до впровадження проекту	тис. м <sup>3</sup> /рік	12 664
2	Споживання природного газу на виробництво теплової енергії для ГВП існуючими газовими котельнями після впровадження проекту	тис. м <sup>3</sup> /рік	2 818
3	Обсяг заміщення природного газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	9 846
		МВт·год/рік	90 971
4	Річне споживання електроенергії ТНС	МВт·год/рік	16 828

**Таблиця 6.1.1.2. Обсяг зниження викидів CO<sub>2</sub> за рахунок впровадження проекту за Варіантом 1**

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 1 ТНС
1	Зменшення викидів CO <sub>2</sub> за рахунок заміщення газу	тонн/рік	18 376
2	Збільшення викидів CO <sub>2</sub> за рахунок споживання електроенергії	тонн/рік	15 078
3	<b>Загальне зменшення викидів CO<sub>2</sub> при впровадженні проекту</b>	<b>тонн/рік</b>	<b>3 298</b>

Будівництво ТНС на ЦОС-1 за **Варіантом 1** дозволить знизити споживання природного газу на існуючих котельнях у обсязі 9 846 тис.м<sup>3</sup>/рік, що у свою чергу призведе до скорочення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 18 376 т/рік. Однак, для виробництва теплової енергії теплові насоси споживатимуть електричну енергію з мережі у обсязі 16 828 тис. кВт·год/рік, що призведе до збільшення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 15 078 т/рік. Обсяг зниження викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу становитиме приблизно 3 298 т/рік.

### 6.1.2. Оцінка зниження викидів парникових газів за Варіантом 2

Розрахункові показники економії енергоресурсів та пов'язаного з цим зменшення обсягу викидів CO<sub>2</sub> емісії від впровадження енергоефективних заходів наведені в **таблицях 6.1.2.1 та 6.1.2.2.**

**Таблиця 6.1.2.1. Результати впровадження проекту**

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 2 ТНС+КГУ
1	Споживання природного газу на виробництво теплової енергії для ГВП існуючими котельнями до впровадження проекту	тис. м <sup>3</sup> /рік	12 664
2	Споживання природного газу на виробництво теплової енергії для ГВП існуючими газовими котельнями після впровадження проекту	тис. м <sup>3</sup> /рік	1 850
3	Обсяг заміщення природного газу існуючих котельнях після впровадження проекту	тис. м <sup>3</sup> /рік	10 814
3.1	Споживання природного газу КГУ (для виробництва електроенергії для ТНС)	тис. м <sup>3</sup> /рік	4 083
3.2	Обсяг заміщення природного газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	<b>6 732</b>
		МВт·год/рік	<b>62 193</b>

**Таблиця 6.1.2.2. Обсяг зниження викидів CO<sub>2</sub> за рахунок впровадження проекту за Варіантом 2**

№	Найменування	Одиниці вимірювання	Варіант 2 ТНС+КГУ
1	Зменшення викидів CO <sub>2</sub> за рахунок заміщення газу	тонн/рік	20 182
2	Збільшення викидів CO <sub>2</sub> за рахунок споживання газу КГУ	тонн/рік	7 619
3	<b>Загальне зменшення викидів CO<sub>2</sub> при впровадженні проекту</b>	<b>тонн/рік</b>	<b>12 563</b>

Будівництво ТНС на ЦОС-1 за **Варіантом 2** дозволить знизити споживання природного газу на існуючих котельнях у обсязі 10 814 тис.м<sup>3</sup>/рік, що у свою чергу призведе до скорочення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 20 182 т/рік. Однак, для виробництва теплової енергії теплові насоси споживатимуть електричну енергію вироблену КГУ, яка споживає газ у обсязі 4 083 тис.м<sup>3</sup>/рік, що призведе до збільшення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 7 619 т/рік.

Таким чином, загальний обсяг заміщення природного газу становитиме 6 732 тис.м<sup>3</sup>/рік, що призведе до скорочення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 12 563 т/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 CO<sub>2</sub> 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 тону.

**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](http://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 ТНС	Варіант 2 ТНС+КГУ
1	<b>Зменшення викидів CO<sub>2</sub></b>	<b>тонн/рік</b>	<b>3 298</b>	<b>12 563</b>
2	Ціна ОСВ на європейському вуглецевому ринку	дол. США/ тонн	3,3	3,3
3	Курс долара США	грн/дол. США	8,0	8,0
4	Вартість від продажу річних квот на викиди (п.4 = п.1·п.2)	дол. США	10 833	41 259
5	Розрахунковий період	років	10	10
6	Витрати на розробку PIN, PDD	дол. США	50 000	50 000
7	<b>Очікуваний дохід від продажу квот (п.7 = п.4 · п.5 - п.6)</b>	дол. США	58 327	362 586
		<b>тис. грн</b>	<b>467</b>	<b>2 901</b>

Реалізація проектів в повному обсязі може принести до 467 тис. грн **при Варіанті 1** та 2 901 тис. грн **при Варіанті 2** додаткового фінансування за рахунок «зелених інвестицій» за період дії проекту.

## 7. Оцінка соціального та екологічного впливів

### 7.1. Соціальний вплив

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

Встановлення теплонасосної станції на ЦОС-1 забезпечить якісне, надійне та безперебійне надання послуг ГВП. Це покращить комфортність умов проживання, які впливають на стан здоров'я людини та на її моральний стан.

Використання ТНС дозволить зменшити тарифи для населення на послуги ГВП.

Основне обладнання у складі ТНС має великий термін експлуатації – 20-25 років без необхідності в капітальному ремонті. Обладнання працює в автоматизованому режимі, значно зменшена потреба в наявності постійного обслуговуючого персоналу.

Застосування у системі опалення міста обладнання, що працює на методі утилізації скидного тепла, підвищить зацікавленість населення у використанні альтернативних відновлюваних джерел енергії.

Враховуючи, що в плані реалізації МЕП закладаються принципи використання у значній мірі місцевих компаній, реалізація проекту забезпечить завантаження роботою місцевих фахівців.

Але цей проект має і свої недоліки. Він потребує значних капітальних вкладень, має великий термін окупності. Для встановлення ТНС потребується наявність кваліфікованого монтажного персоналу.

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

### 7.2. Екологічний вплив

Встановлення теплонасосної станції на ЦОС-1 матиме позитивний вплив на екологічну ситуацію в місті.

Впровадження проекту зменшить використання паливно-енергетичних ресурсів, а саме природного газу, на послуги ГВП. Це призведе до зниження викидів CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> та інших шкідливих продуктів горіння, адже саме централізована система ГВП та опалення є одним із основних джерел забруднення міста

Додатковим позитивним ефектом являється зниження екологічного навантаження на зовнішнє середовище за рахунок скорочення викидів парникових газів у атмосферу та зменшення теплового забруднення акваторії р. Дніпра.

## 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 теплонасосної станції без когенераційної установки;

**Варіант 2** – будівництво теплонасосної станції з когенераційною установкою.

Проект в обох варіантах реалізується у чотири етапи:

- розроблення робочого проекту;
- закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту;
- реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій;
- прокладення магістральних теплових мереж ГВП;
- монтаж обладнання;
- пусканалагоджувальні роботи.

На **першому етапі** здійснюється виконання проектних робіт з будівництва теплонасосної станції, зазначеної в ТЕО, починаючи з технічного завдання на проектування. Виконується вибір постачальників обладнання та матеріалів, надходять комерційні пропозиції виробників, формуються замовлені специфікації, складається кошторисна документація.

На **другому етапі** здійснюється придбання теплових насосів, теплообмінників, системи диспетчерського керування та допоміжного обладнання і матеріалів. **Варіант 2** додатково передбачає придбання когенераційної установки (КГУ).

На **третьому етапі** здійснюється реконструкція будівлі для ТНС, підведення комунікацій, будівництво магістральних теплових мереж ГВП, монтаж теплонасосного обладнання, теплообмінників та системи диспетчерського керування. **Варіант 2** додатково передбачає монтаж КГУ.

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 Комунарського району на скидне тепло від ЦОС-1»	Варіант 1 (без КГУ) 			
	Варіант 2 (з КГУ) 			
розроблення робочого проекту				
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту				
реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій				
прокладення магістральних теплових мереж ГВП				
приєднання до зовнішніх електричних мереж				
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 Комунарського району на скидне тепло від ЦОС-1»	147 367	61 980	72 077	13 310
розроблення робочого проекту	8 870	8 870		
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту	53 110	53 110		
реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій	9 600		9 600	
прокладення додаткових теплових мереж	57 750		57 750	
приєднання до зовнішніх електричних мереж	4 727		4 727	
монтаж обладнання	11 090			11 090
пусконалагоджувальні роботи	2 220			2 220

**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»	164 860	82 730	66 600	15 530
розроблення робочого проекту	10 350	10 350		
закупка обладнання та матеріалів згідно робочого проекту	72 380	72 380		
реконструкція будівлі для ТНС та підведення комунікацій	9 600		9 600	
прокладення додаткових теплових мереж	57 000		57 000	
монтаж обладнання	12 940			12 940
пусконаладжувальні роботи	2 590			2 590

## 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