



**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE

**MUNICIPAL HEATING  
REFORM**

## **ЗВІТ**

*з енергетичного обстеження системи  
теплопостачання м. Павлоград*

**Виконавець:**

**ПЕФ «ОптімЕнерго»**

**Харків 2011 рік**

~ 1 ~

## ЗМІСТ

1. Інформація для керівництва .....	4
1.1. Вступ .....	4
1.2. Принципові висновки .....	4
1.3. Рекомендації .....	9
2. Характеристика енергетичних витрат підприємства .....	15
3. Технічна характеристика підприємства .....	18
4. Аналіз системи обліку ПЕР .....	25
5. Аналіз використання палива .....	28
5.1. Загальні відомості. Структура використання палива .....	28
5.2. Аналіз закономірностей формування витрат палива .....	29
5.3. Результати обстеження. Ефективність роботи котельних агрегатів .....	32
5.4. Використання твердих побутових відходів для заміщення природного газу .....	42
6. Аналіз використання теплової енергії .....	45
6.1. Загальні відомості про систему тепlopостачання .....	45
6.2. Ефективність використання теплової енергії .....	48
7. Аналіз використання електричної енергії .....	59
7.1. Загальні відомості. Структура використання електроенергії .....	59
7.2. Аналіз закономірностей формування витрат електричної енергії .....	61
7.3. Результати вимірювань. Баланси використання електричної енергії .....	63
8. Аналіз використання води .....	81
8.1. Загальні відомості. Структура використання води .....	81
8.2. Аналіз закономірностей формування витрат підживлювальної води .....	82
8.3. Аналіз якості підживлювальної води, стану теплових мереж та обладнання .....	83
8.4. Результати обстеження котельні району «Новий» ПМЗ .....	85
9. Розробка інвестиційного проекту оснащення системи тепlopостачання теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії .....	92
9.1. Технічна частина .....	92
9.1.1. Центральні теплові пункти .....	92
9.1.2. Споживачі теплової енергії .....	95
9.2. Оцінка фінансових показників проекту .....	108
9.2.1. Необхідні об'єми фінансування .....	108
9.2.2. Показники ефективності проекту .....	110
10. Заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ) .....	122
10.1. ЗПЕ №1 Впровадження енергетичного менеджменту .....	122
10.2. ЗПЕ №2 Автоматизація режимів згорання палива в котлах .....	133
10.3. ЗПЕ №3 Реконструкція котелень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3» .....	136
10.4. ЗПЕ № 3/1 Використання ТПВ для заміщення природного газу .....	140
10.5. ЗПЕ № 4 Наладка оптимальних режимів згорання палива .....	143
10.6. ЗПЕ № 5 Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання міста .....	146
10.7. ЗПЕ №6 Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень .....	150
10.8. ЗПЕ № 7 Заміна підживлювальних насосів .....	157
10.9. ЗПЕ № 8 Влаштування деаерації підживлювальної води .....	161
10.10. ЗПЕ № 9 Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води .....	165
11. Оцінка фінансових показників заходів з підвищення енергоефективності (ЗПЕ) .....	169
Додаток А. Матеріальна характеристика зовнішніх теплових мереж опалення у однотрубному вирахованні .....	173

Додаток Б. Перелік споживачів із зазначенням розрахункового теплового навантаження та кількістю засобів обліку .....	177
--	-----

## 1. ІНФОРМАЦІЯ ДЛЯ КЕРІВНИЦТВА

### 1.1. Вступ

У межах проекту USAID «Реформа міського теплопостачання» на замовлення компанії IRG (Замовлення №4008-T&M-ОПТИМ від 01 червня 2010 р.) фірмою «ОптимЕнерго» виконано попереднє енергетичне обстеження системи теплопостачання міста Павлоград.

При проведенні попереднього енергетичного обстеження були виконані наступні роботи:

- ✓ Збір і аналіз технічної, експлуатаційної й фінансової документації, що стосується технологічної й організаційної структури системи теплопостачання міста, складу, основних характеристик і режимів роботи встаткування й мереж, споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).
- ✓ Визначення структури витрат на виробіток, транспортування й розподіл теплової енергії, оцінка обсягів і динаміки зміни споживання ПЕР.
- ✓ Проведення інструментального обстеження фактичних режимів роботи системи теплопостачання міста.
- ✓ Аналіз результатів інструментального обстеження режимів роботи системи теплопостачання міста.
- ✓ Аналіз техніко-економічної ефективності існуючої системи теплопостачання з визначенням фактичних обсягів, джерел і причин виникнення невиправданих втрат палива й електроенергії, а також пов'язаних з ними фінансових втрат.
- ✓ Розробка інвестиційного проекту оснащення системи теплопостачання теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії.
- ✓ Розробка й техніко-економічне обґрунтування заходів з підвищення енергетичної ефективності системи теплопостачання.
- ✓ Підготовка й презентація технічного звіту за результатами виконання всього комплексу робіт з попереднього енергетичного обстеження системи теплопостачання міста Павлоград.

***Фахівці ПЕФ «ОптимЕнерго» висловлюють свою подяку співробітникам КП «Павлоградтеплоенерго», які сприяли проведенню енергетичного обстеження системи теплопостачання міста.***

### 1.2. Принципові висновки

У результаті аналізу ефективності використання енергоресурсів підприємством КП «Павлоградтеплоенерго», енергоаудитори зробили наступні принципи висновки.

Виробничий персонал Підприємства не в змозі впливати на ціни, по яким підприємство закупляє енергоресурси, але він в змозі впливати на кількість спожитої енергії й розмір енергетичної складової у собівартості продукції (виробітки теплової енергії).

Існуюча система обліку та контролю енергоспоживання потребує удосконалення до сучасного рівня АСКОВЕ, що дозволило би приймати адекватні управлінські рішення, направлені на зниження енергоспоживання Підприємством.

Існуюча ситуація у управленні енергоспоживанням Підприємства потребує удосконалення у організаційному та технічному плані. В якому напрямку вести запропоновані удосконалення описано у ЗПЕ №1 «Впровадження енергетичного менеджменту».

Без професійної структури енергоменеджменту на Підприємстві й консалтингової допомоги спеціалізованих організацій більшість заходів з підвищення енергоефективності (ЗПЕ) або не будуть впроваджені у повному обсязі, або на їх впровадження будуть витрачені кошти непорівнянні з фактичною економією витрат на ТЭР.

Експертні висновки енергоаудиторів у відношенні ефективності використання окремих видів ПЕР:

### Паливо

Обстеження роботи окремих котелень КП «Павлоградтеплоенерго» виявило, що котли на них експлуатуються при наступних ККД, які склали:

- ПТВМ-30М ст. № 3 котельні ПМЗ – 90,73%;
- ТВГ-8М № 3, 4, 5 котельні 4-го мікрорайону – 83,87%, 81,49% та 77,54%;
- ТВГ-8М № 1, 2 котельні 5-го мікрорайону – 87,61% та 85,27%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні 37-го кварталу – 77,1% та 84,76%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні Міськвітки по вул. Репіна, 95, – 82,84% та 84,67%;
- КВГ-7,56 № 1, 2 котельні Дніпровській – 82,09% та 85,98%;
- КВГ-7,56 № 2, 3 котельні ПХЗ – 83,22% і 87,45%;
- НІСТУ-5 № 4, 5 котельні ЦМЛ – 71,86% і 81,17%;
- НІСТУ-5 № 1 котельні сел. Геологів – 85,36%.

Котли на приведених котельнях (окрім котельні ПМЗ) працюють з неоптимальними техніко-економічними показниками. Такі показники обумовлені по-перше неоптимальними співвідношеннями «паливо-повітря», про свідчать зависокі надлишки повітря при зпалюванні природного газу. По-друге на зниження ККД котлів ТВГ-8М та КВГ-7,56 впливали дуже високі температури відхідних газів, які обумовлені зменшенням теплообміну з причини занесення поверхонь нагріву оксидами заліза (про що свідчить високі гідравлічні опори котлів). Наладка оптимального співвідношення «паливо-повітря» (оптимальних надлишків повітря) та сжиження гідравлічного опору поверхонь нагріву після влаштування на цих котельнях деаерації підживлювальної води та очищення або заміни занесених поверхонь нагріву дозволить підняти коефіцієнт корисної дії котлів як найменше на 5,0% (ЗПЕ № 4).

Під час проведення інструментального обстеження було встановлено, що тягодуттьови прилади (ТДП) котлів котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами. В роботі знаходить постійно один котел. Спалювання природного газу ведеться при відсутності автоматики регулювання оптимальних співвідношень «паливо-повітря». Процес регулювання співвідношення «паливо-повітря» здійснюється мануальним регулюванням відносно витратам газу завантаження дуттьових вентиляторів і димотягів за допомогою напрямних апаратів, тобто дроселюванням. Даний спосіб регулювання не є ефективним.

Енергоаудиторами рекомендується встановити частотно-регулюючі пристрої типу СТ2 «СТРУМ» (або аналоги) на дуттьовий вентилятор ВД-12 (75 кВт) та димотяг Д-15,5 (125 кВт) одного з котлів ПТВМ-30М котельні ПМЗ. Установка ЧРП разом з автоматикою регулювання оптимального співвідношення «паливо-повітря» дозволяє плавно регулювати подачу повітря в котел й підтримувати необхідне розрідження в топках залежно від завантаження котлів. При цьому досягається оптимальне співвідношення «паливо-повітря». Таким чином, котел працює в оптимальному, економічному режимі. Впровадження ЗПЕ № 2 дозволить за рахунок ведення оптимальних режимів згоряння палива знизити його споживання на ПМЗ як найменше на 1%.

Генерація теплової енергії на котельнях з котлами НІСТУ-5 та «Універсал-3» ведеться з дуже низькими коефіцієнтами корисної дії. ККД котлів по статистичним даним Підприємства в середньому не перевищує 82,15%. Але при обстеженні котельні 4-ої міської лікарні котли НІСТУ-5 ст. №№ 4, 5 працювали з більш низькими ККД, які склали 71,86% та 81,17%. Для зниження споживання природного газу пропонується замінити котли НІСТУ-5 та «Універсал» на малих котельнях на сучасні котли «КОЛВІ» з номінальною тепловою потужністю, яка відповідає розрахунковим тепловим навантаженням на опалення (ЗПЕ № 3). Коефіцієнт корисної дії запропонованих котлів не нижче 93%.

Для зменшення паливної складової собівартості теплової енергії та диверсифікації видів палива пропонується пілотний проект (ЗПЕ № 3/1) по переводу на використання твердих побутових відходів (ТПВ) котелень невеликої потужності, до складу яких входять котли НІСТУ-5 в кількості не менше двох одиниць. Для спалювання ТПВ пропонується застосувати на котельнях сел. Геологів та ПСШ-1а по одному піролізному передтопку потужністю 0,7 Гкал/год. фірми ТОВ «Колосов і К» (Харківська область, смт. Солоницівка). Пристрій обладнаний автоматикою навантаження, необхідними пристроями захисту та блокування.

### Теплова енергія

За час існування централізованої системи теплопостачання м. Павлоград відбувалося поступове зменшення приєданого розрахункового теплового навантаження на котельнях підприємства з причини масових відключень абонентів від централізованої системи та утворення систем автономного (дахові котельні) та індивідуального теплопостачання.

Всі котельні Підприємства відпускають теплову енергію до мережі за температурним графіком 95/70°C.

Для системи теплопостачання м. Павлоград характерне високе споживання теплової енергії у теплі дні опалювального періоду. Відсутність проведення робіт з налашки систем теплопостачання призвела до перерозподілу витрат теплоносія між абонентськими уведеннями. За цих обставин відбувається перегрів будівель, розташованих у безпосередній близькості до джерел генерації теплоенергії, та недоотримання необхідної кількості теплоенергії споживачами, що найбільш здалені від котелень. Мануальне управління споживанням теплової енергії на опалення шляхом пересування відсічної арматури дозволяє отримати невеликий ефект економії споживання теплової енергії, але без циркуляційного насосу у місцевій системі опалення призводить до призупинення циркуляції теплоносія у внутрішній системі.

Таким чином, необхідність встановлення регуляторів теплового потоку для зменшення витрат тепла на опалення обумовлена економічною доцільністю проведення цих робіт з боку як споживача, так і теплопостачальної організації.

Відсутність засобів обліку теплової енергії на абонентських уведеннях призводить до економічної незацікавленості споживача у регулюванні теплоспоживання.

Достатньо високий потенціал економії теплової енергії будівель періодичного використання та бюджетних установ неможливо реалізувати внаслідок відсутності на теплових вводах споживачів автоматичного регулювання теплового потоку на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

За результатами проведеного попереднього енергетичного обстеження (експрес-аудиту) у частині аналізу роботи системи теплопостачання КП «Павлоградтеплоенерго» можна зробити наступні висновки.

Відсутність засобів обліку тепла майже на всіх джерелах генерації теплової енергії, ЦТП та більшості теплових уведень споживачів виключає можливість складання фактичного балансу розподілення виробленої енергії по статтях витрат тепла.

Виявлений наднормативний виток (докладніше у 8-у розділі звіту) частково потрапляє у канали мереж та призводить до руйнування ізоляції трубопроводів теплової мережі, що у свою чергу веде до збільшення теплових втрат з зовнішніх поверхонь ізольованих труб у системі транспортування теплоносія.

Частково наднормативний виток припадає на організовані зливи зі зворотного трубопроводу місцевих систем опалення з метою забезпечення циркуляції теплоносія у системі опалення, що вказує на розрегульованість системи та порушення гідравлічної збалансованості централізованої системи теплопостачання м. Павлоград.

Підвищений рівень кисню у мережній воді всіх котелень, внаслідок відсутності деаераційних установок на джерелах теплопостачання, призводить до значного

скорочення терміну експлуатації зовнішніх теплових мереж через руйнування матеріалу трубопроводів внаслідок корозії.

Більшість недоліків, виявлених під час проведення обстеження Підприємства, характерна для вітчизняних систем централізованого теплопостачання. Докладний опис заходів по виведенню системи теплопостачання м. Павлоград на належний рівень наведений у розділі 10 («Заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ)») поточного звіту.

### Електроенергія

За результатами попереднього енергетичного обстеження системи електроспоживання підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» були зроблені наступні принципи виводи з погляду ефективності використання електричної енергії.

1. Енергетичний менеджмент на підприємстві належним чином не функціонує. На підприємстві виконується лише функція збирання статистичних даних щодо енергоспоживання. Аналіз енергоспоживання не здійснюється, система обліку ПЕР потребує технічного вдосконалення, особливо це стосується обліку відпуску та споживання теплової енергії. Тому першочерговим енергоефективним заходом є захід з впровадження енергетичного менеджменту. Опис даного заходу наведено в ЗПЕ №1 «Впровадження енергетичного менеджменту».

2. Використання зниженого температурного графіку відпуску теплової енергії споживачам (95/70 °С) замість графіку 115/70 °С на найбільш потужних котельнях підприємства призводить до значних перевитрат електроенергії на потреби мережних насосів. Проведення наладки теплового та гідравлічного режиму роботи системи теплопостачання міста Павлоград після її модернізації (встановлення регуляторів теплового потоку, циркуляційних насосів на теплових вводах абонентів), перехід на підвищений температурний графік відпуску теплової енергії 115/70 °С та дозволить досягти економії електричної енергії в обсязі **3700 тис. кВтгод**.

3. Під час обстеження джерел генерації теплової енергії підприємства було встановлено, що при змінненні технологічної схеми котелень, а також відновленні деаерації підживлювальної води, очищенні (або заміні) трубних контурів котлів можна досягти потенціалу економії електроенергії на потреби мережних насосів. В якості прикладу розроблений ЗПЕ «Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень». Економія електроенергії складе **1880 тис. кВтгод**.

4. Під час інструментального обстеження була виявлена невідповідність характеристик використовуваних на підприємстві підживлювальних насосів фактичним параметрам підживлення теплових мереж. Встановлення підживлювальних насосів з характеристиками, що відповідають фактичним параметрам підживлення теплових мереж, дозволить отримати економію електроенергії близько **270 тис. кВтгод**,

5. Під час проведення інструментального обстеження режимів роботи найбільш потужних котелень підприємства було встановлено, що ТДП котлів таких котелень (як мінімум – на одному котлі) обладнані частотними перетворювачами. Це дозволяє економити витрати електроенергії на потреби димотягів та дутьових вентиляторів. Однак, ТДП котлів котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами. Впровадження частотних перетворювачів для регулювання продуктивності ТДП котлу ПТВМ-30М котельні ПМЗ дозволить одержати економію електроенергії на потреби ТДП в обсязі **290 тис. кВтгод**.

Виявлений у результаті обстеження підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» потенціал економії електричної енергії становить **6800 тис. кВтгод** за рік, або приблизно **51%** від величини існуючих річних витрат електроенергії підприємством.

При впровадженні запропонованих заходів щодо підвищення енергоефективності економія витрат на електричну енергію складе (за тарифом 807,6 грн./тис. кВтгод) приблизно **5490 тис. грн.**

### Вода

Приготування підживлювальної води на котельнях Підприємства організовано з дотриманням необхідної твердості (< 800 мкг-екв. / кг).

Видалення кисню з підживлювальної води не здійснюється, що призводить до кисневої корозії. В теплий період року мережі спорожнюються, підживлення мережі не відбувається. Це викликає стоянкову корозію. Внаслідок вищенаведених причин термін служби теплопроводів системи теплопостачання міста складає менше 20 років, швидкість корозії складає 0,15-0,2 мм на рік, швидкість росту відкладень оксидів заліза на поверхнях нагріву мережних підігрівачів складає більше 1 мм за рік. При цьому промивки магістральних та квартальних теплових мереж, систем опалення будинків не виконуються.

Загальний об'єм системи теплопостачання міста (з урахуванням об'єму систем опалення будинків, без урахування об'єму відомчих зовнішніх мереж) складає 6,8 тис. м<sup>3</sup>. Загальне підживлення системи в 2010 році склало 218276 м<sup>3</sup>, що перевищує нормативне підживлення.

Витрати на водопостачання та водовідведення складають 1569 тис. грн. (2% від загальних витрат на енергоносії). Але ці витрати набагато менші втрат від зменшення терміну служби труб. Скорочення терміну експлуатації теплових мереж внаслідок наявності у підживлювальній воді агентів корозії призводить до збільшення витрат на заміну труб на суму 4,6 млн. грн. за рік. Ці вкладення коштів мають відстрочку витрат 15-20 років через те, що зношення трубопроводів відбувається саме за цей термін. Витрати на ремонти тепломережі можна відкласти на декілька років. Але фінансування ремонтних робіт, що не виконувалися протягом тривалого часу за один рік нездійсненне. Теплопостачальні організації не мають на це коштів. Тому після визначеного терміну експлуатації (15-20 років) відбувається лавиноподібне руйнування системи теплопостачання. Підживлення зростає до межі, за якою експлуатація тепломережі неможлива.

Здійснення серйозних капіталовкладень для модернізації мереж не можна робити раніше за введення в дію пристроїв, які захистять трубопроводи та обладнання системи теплопостачання міста від корозії.

Для сталої безаварійної експлуатації теплових мереж міста необхідно виконати наступні першочергові заходи.

1. На котельнях 4-го та 5-го мікрорайонів, № 15, районів «Новий», «Радянський», «Дніпровський» та «Міськвітка» необхідно провадити деаерацію підживлювальної води. Для цього потрібно встановити вакуумні деаераційні колонки на котельнях 4-го, 15-го, кварталів, району «Дніпровський», змонтувати баки та насоси робочої води, автоматику рівня, розрідження, температури пом'якшеної води.  
За рахунок впровадження деаерації на цих котельнях буде оброблено 96,52% підживлювальної води, що споживає міська тепломережа.
2. На котельнях районів «Геологів», ІВЦ, «Московська», кварталу №81, в/ч 91, лікарні ПХЗ, ЦМЛ, БК «Шахтобудівників» необхідно застосувати обробку води сульфітом натрію та лугом. Сульфід натрію зв'яже кисень та захистить систему теплопостачання від кисневої корозії. Луг зв'яже вільну вугільну кислоту та перешкодить вуглекислотній корозії. Їх застосування зменшує швидкість корозії внутрішніх поверхонь трубопроводів в 8-9 разів.
3. Систему теплопостачання в теплу пору року необхідно тримати заповненою мережною водою, що відповідає нормам. Це захистить трубопроводи системи теплопостачання від стоянкової корозії.



4. Необхідно скласти перелік ділянок тепломереж, витрати на аварійні ремонти яких перевищують витрати на планову заміну труб. Необхідне відновлення планових замін трубопроводів теплових мереж міста.
5. Для видалення відкладень заліза із мережних трубопроводів, що накопичувалися протягом тривалого часу, необхідно систематично виконувати гідропневматичні промивки мереж та систем опалення будинків.
6. Для контролю процесів окислення конструкційного матеріалу трубопроводів та обладнання необхідно систематично виконувати аналізи на вміст заліза мережної та підживлювальної води.

Впровадження заходів по покращенню якості мережної води та очищенню мереж від продуктів корозії забезпечать безаварійну роботу всієї системи тепlopостачання на довгі роки при мінімальних витратах на ремонти.

### 1.3. Рекомендації

На підставі проведеного обстеження спеціалістами «ОптімЕнерго» розроблені заходи по модернізації системи тепlopостачання міста та організації енергетичного менеджменту.

Основне завдання модернізації – організація обліку теплоспоживання абонентом та зменшення обсягів споживання теплової енергії при поліпшенні рівня теплового комфорту в приміщеннях.

Для цього на абонентському вводі встановлюють прилад обліку й автоматичний регулятор теплового потоку, що корегує відпуск теплоти згідно з погодними умовами. Таке застосування встаткування називають місцевим або абонентським автоматичним регулюванням. При цьому не здійснюють змін конструктивного характеру в системі опалення, але передбачають цю можливість у майбутньому шляхом встановлення терморегуляторів на приладах опалення (відповідно до програми КМУ). Встановлення терморегуляторів на підведеннях до опалювального пристрою передбачає перехід до якісно-кількісного способу регулювання відпуску теплової енергії, коли при змінненні витрати теплоносія, циркулюючого у системі опалення обладнання адекватно реагує зменшенням витрати при тому ж самому перепаду тисків між подавальним та зворотним трубопроводами місцевої системи опалення.

Необхідно зазначити, що встановлення автоматичних регуляторів теплового потоку, насосів змішування та регуляторів перепаду тиску не позбавляє від проведення наладки системи тепlopостачання з проведенням детального гідравлічного розрахунку втрат тиску по усіх ділянках системи тепlopостачання (джерело – транспорт – абонентські вводи) з подальшим встановленням на теплових вводах споживачів дроселювальних пристроїв для обмеження максимальної витрати теплоносія системами теплоспоживання абонентів.

Модернізація абонентських вводів дозволяє:

- оптимізувати розподіл теплового навантаження в тепломережі;
- адекватно керувати гідравлічним і тепловим режимами внутрішньої системи теплоспоживання будинку;
- знизити витрати теплоносія в тепломережі;
- заощаджувати енергоресурси;
- зменшити негативний вплив на навколишнє середовище.

Пропонується встановлення загальних двохканалних лічильників теплової енергії на введенні до кожного КЕТБ селища «Нове», що забезпечить можливість з достатньою точністю складання узагальненого балансу розподілення теплоенергії, а також дозволить оцінити втрати тепла у зовнішніх квартальних теплових мережах як різницю показань загального лічильника та суми показань засобів обліку, встановлених на теплових уведеннях споживачів, підключених до кожного ЦТП. Також проектом оснащення системи тепlopостачання міста теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку

тепловій енергії передбачається встановлення загальнобудинкових вузлів комерційного обліку на теплових уведеннях споживачів, у разі їх відсутності, та автоматики погодної корекції для усіх абонентів системи теплопостачання.

Показники капітальних витрат інвестиційного проекту з оснащення системи теплопостачання міста Павлоград теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії наведені у зведеній таблиці.

***Зведена таблиця показників капітальних витрат інвестиційного проекту***

№ з/п	Найменування заходу	Вартість, тис. грн.
1.	Оснащення введень ЦТП вузлами комерційного обліку	397,1
2.	Оснащення теплових уведень споживачів вузлами комерційного обліку теплової енергії та регуляторами теплового потоку	57 932,2
<b><i>Разом:</i></b>		<b><i>58 329,3</i></b>

Даний звіт може бути використаний для розробки інвестиційного меморандуму та подальшого впровадження інвестиційного проекту «Модернізація системи обліку та регулювання системи теплопостачання міста Павлоград».

Показники інвестиційного проекту були розраховані по 3 варіантах:

По першому варіанту, якщо замовником проекту буде теплопостачальна організація, економічний ефект розраховувався по середньої для теплопостачальної компанії ціні для населення та іншим споживачам згідно їх споживанню теплоенергії.

По другому варіанту, якщо замовником буде державна установа, були прийняті ціни імпортованого газу з Росії 2 240 грн. (280 дол. США за курсом 7,98 USD/UAH на 28.02.2011р.) за 1000 м<sup>3</sup> у 2011 році.

По третьому варіанту, якщо замовником будуть споживачі, економічний ефект розраховувався виходячи з ціни на теплову енергію, яку реалізують для споживачів в місті Павлограді.

***Показники інвестиційного проекту***

№ з/п	Найменування показників	Одиниця виміру	Варіант 1 (при ставці дисконтування 13%)	Варіант 2 (при ставці дисконтування 15%)	Варіант 3 (при ставці дисконтування 15%)
1.	Обсяг капітальних вкладень	тис. грн.	58329,3	58329,3	58329,3
2.	Економія в цінах 2011 року	тис. грн.	9695	12920	16855
3.	Простий термін окупності	рік	6,0	4,5	3,5
4.	IRR	%	13,2	15,3	16,5
5.	NPV	тис. грн.	683,7	958,8/	3285,2
6.	Дисконтований термін окупності	рік	18,3	11,6	7,4

Обладнання будівель системами автоматичного регулювання теплоспоживання є самим енергоефективним заходом, але штучне заниження ціни на газ для населення робить інвестиційні енергоефективні проекти в комунальній енергетиці не дуже привабливими. Для розвитку енергозбереження в будівлях слід вжити системних стимулюючих заходів з боку державних органів, наприклад, у вигляді довготермінового кредитування з державного бюджету, податкових канікул для ЕСКО до повної окупності проекту, та інші.

Дуже привабливі показники по 3 варіанту сумнівні, тому що різниця в економічному ефекті між 3 та 1 варіантом буде перекинута на підвищення тарифів. Це буде обумовлене тим що теплопостачальній компанії потрібно буде збалансувати свої витрати та надходження. При цьому економічний ефект у споживача від впровадження

заходу по новим цінам буде ще вищий ніж у приведеній таблиці. Третій варіант при постійному підвищенні вартості послуги буде активізувати споживачів на подальше впровадження енергоефективних заходів в будівлях.

Для зниження витрат Підприємства на паливно-енергетичні ресурси із метою підвищення енергетичної ефективності підприємства енергоаудиторами рекомендуються до реалізації наступні заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ), спрямовані на економію ПЕР:

***ЗПЕ №1 - «Впровадження енергетичного менеджменту»***

Цей захід дозволить знизити споживання природного газу на 1800 тис. м<sup>3</sup>, а електроенергії не менш, ніж на 660 тис. кВтгод. При витратах на впровадження 2200 тис. грн. зниження поточних платежів за енергоресурси складе 3558 тис. грн. у рік, а простий строк окупності – 0,6 року.

***ЗПЕ №2 - «Автоматизація режимів згорання палива в котлах»***

Цей захід дозволить знизити витрати палива (природного газу) не менш, ніж на 95 тис. м<sup>3</sup>, електроенергії на 290 тис. кВтгод. При витратах на впровадження 530 тис. грн. зниження поточних платежів за ПЕР складе 394 тис. грн. у рік, а простий строк окупності – 1,3 року.

***ЗПЕ №3 - «Реконструкція котелень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3»***

Цей захід дозволить знизити витрати палива не менш, ніж на 332 тис. м<sup>3</sup>. При витратах на впровадження 5800 тис. грн. зниження поточних платежів за природний газ та штрафних санкцій складе 1674 тис. грн. у рік, а простий строк окупності – 3,5 року.

***ЗПЕ №4 - «Наладка оптимальних режимів згорання палива»***

Цей захід дозволить знизити витрати палива не менш, ніж на 1060 тис. м<sup>3</sup>. При витратах на впровадження 3350 тис. грн. зниження поточних платежів за природний газ складе 1780 тис. грн. у рік, а простий строк окупності – 1,9 року.

***ЗПЕ №5 - «Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи теплостачання міста»***

Цей захід дозволить знизити витрати природного газу на 1538 тис. м<sup>3</sup>, електроенергії на 3700 тис. кВтгод. При витратах на впровадження 1100 тис. грн. зниження поточних платежів за ПЕР складе 5575 тис. грн. у рік, а простий строк окупності складе 0,2 року.

***ЗПЕ № 6 - «Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень»***

Цей захід дозволить знизити витрати електроенергії на 1880 тис. кВтгод. При витратах на впровадження 1770 тис. грн. зниження поточних платежів за ПЕР складе 1500 тис. грн. у рік, а простий строк окупності складе 1,2 року.

***ЗПЕ № 7 - «Заміна підживлювальних насосів»***

Цей захід дозволить знизити витрати електроенергії на 270 тис. кВтгод. При витратах на впровадження 200 тис. грн. зниження поточних платежів за ПЕР складе 218 тис. грн. у рік, а простий строк окупності складе 0,9 року.

***ЗПЕ № 8 - «Влаштування деаерації підживлювальної води»***

Цей захід дозволить знизити витрати на заміну трубопроводів теплових мереж котелень ПМЗ, ПХЗ, «Міськвітка», 4-го та 5-го мікрорайону, ПШС-1а, «Дніпровська», 37-го та 69-го кварталу на 4150 тис. грн. при витратах на впровадження 1090 тис. грн., а простий строк окупності складе 0,3 року.

***ЗПЕ № 9 - «Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води»***

Цей захід дозволить знизити витрати на заміну трубопроводів теплових мереж 9-ти котелень на 440 тис. грн. при витратах на впровадження 235 тис. грн., а простий строк окупності складе 0,6 року.

Перераховані заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ) наведені в таблиці 1.1. Витрати на реалізацію програми енергозбереження в сумі **16275 тис. грн.** дозволять знизити щорічні поточні платежі на ПЕР на **19289 тис. грн.** Середній термін простої окупності при впровадженні комплексу запропонованих ЗПЕ складе **0,85 року.** На підставі заходів енергозбереження, опис та техніко-економічна оцінка яких наведені у Розділі 10 дійсного Звіту, був складений Проект підвищення енергетичної ефективності підприємства. Кумулятивна складова економічного ефекту від комплексної реалізації ЗПЕ показана на графіку, що наведений на мал. 1.1, а рух грошових коштів (фінансові вкладення у реалізацію проекту й економія витрат від впровадження проекту) наведений у таблиці 1.2. При цьому сумарна економія витрат (з урахуванням вартості обладнання та матеріалів, а також усіх робіт по проекту) за період 2011-2013 рр. складе **31947,50 тис. грн.**



**Мал. 1.1. Витрати та економія при комплексному впровадженні ЗПЕ у 2011-2013 рр.**

Даний приклад впровадження інвестиційного Проекту розроблений на основі експертної оцінки оптимального, з технічної точки зору, порядку реалізації.

Таблиця 1.1.

**ПЕРЕЛІК ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ (ЗПЕ)**

ЗПЕ №	Найменування ЗПЕ	Економія енергоресурсів		Річна економія витрат	Витрати на впровадження	Проста окупність	Дисконтована окупність	IRR	NPV
		Природний газ	Електрична енергія						
		тис. м <sup>3</sup>	тис. кВтгод.						
1	Впровадження енергетичного менеджменту	1800	660	3558	2200	0,6	1,2	73,9	2037,3
2	Автоматизація режимів згорання палива в котлах	95	290	394	530	1,3	2,2	34	198,3
3	Реконструкція котелень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3»	332	-	1674	5800	3,5	6,3	17,3	436,7
4	Наладка оптимальних режимів згорання палива	1060	-	1780	3350	1,9	3,1	27,1	957,9
5	Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання міста	1538	3700	5575	1100	0,2	0,5	285	5539,4
6	Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень	-	1880	1500	1770	1,2	2,0	43	1002,7
7	Заміна підживлювальних насосів	-	270	218	200	0,9	1,6	62,7	203
8	Влаштування деаерації підживлювальної води	-	-	4150	1090	0,3	0,6	212,3	3852,3
9	Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води	-	-	440	235	0,6	1,1	91,4	289
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>4825</b>	<b>6800</b>	<b>19289</b>	<b>16275</b>	<b>0,85</b>	<b>1,5</b>	<b>70,0</b>	<b>19379,6</b>

Таблиця 1.2.

**Комплексна програма впровадження запропонованих ЗПЕ на період 2011-2013 рр.**

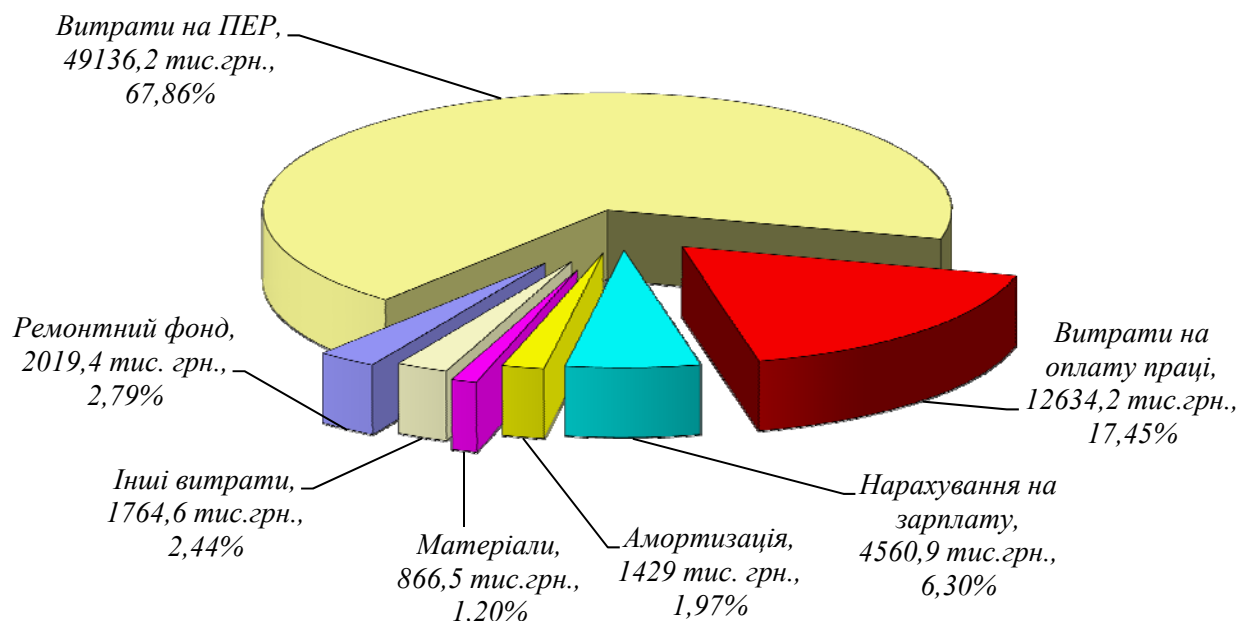
Найменування ЗПЕ	2011 рік		2012 рік		2013 рік	
	Витрати	Економія	Витрати	Економія	Витрати	Економія
	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.
Впровадження енергетичного менеджменту	2200	1779		3558		3558
Автоматизація режимів згорання палива в котлах	530	197		394		394
Реконструкція котелень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3»	5800	837		1674		1674
Наладка оптимальних режимів згорання палива	1675	890	1675	1780		1780
Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання міста	1100	2787,5		5575		5575
Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень	1770	750		1500		1500
Заміна підживлювальних насосів	200	109		218		218
Влаштування деаерації підживлювальної води	1090	2075		4150		4150
Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води	235	220		440		440
<b>Всього:</b>	<b>14600</b>	<b>9644,5</b>	<b>1675</b>	<b>19289</b>	<b>0</b>	<b>19289</b>

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕНЕРГЕТИЧНИХ ВИТРАТ ПІДПРИЄМСТВА

Для забезпечення теплопостачання абонентів (опалення, вентиляція та нагрів води) підприємством КП «Павлоградтеплоенерго» у 2010 році було вироблено **257172,739 Гкал** теплоенергії. На корисний відпуск віднесено та пред'явлено до сплати (данні Підприємства) – **201840,064 Гкал**.

Загальна сума витрат (без ПДВ) підприємства на виробництво та реалізацію теплової енергії у 2010 році склала **72410,8 тис. грн.**, при цьому частка сплати паливо-енергетичних ресурсів становила **49136,2 тис. грн.**

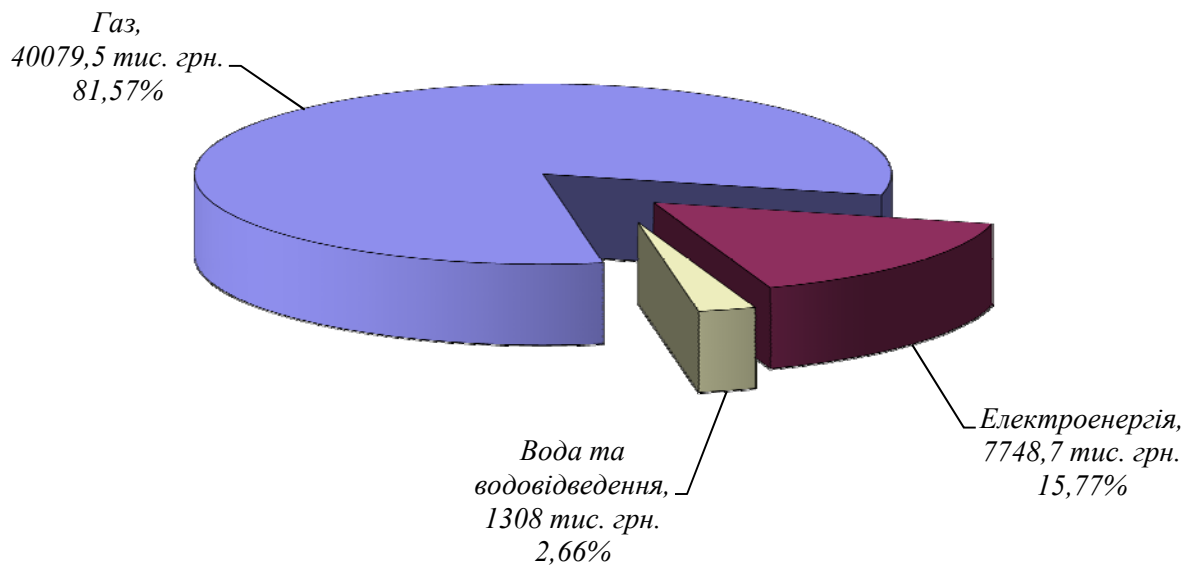
Структура загальних витрат Підприємства у 2010 році наведена на мал. 2.1.



**Мал. 2.1. Структура загальних витрат (без ПДВ) підприємства у 2010 році**

Частка витрат на сплату використаних у 2010 році паливо-енергетичних ресурсів склала **67,86%** від загальних витрат Підприємства на виробітку та реалізацію теплової енергії.

Структура енерговитрат Підприємства (без ПДВ) представлена мал. 2.2.



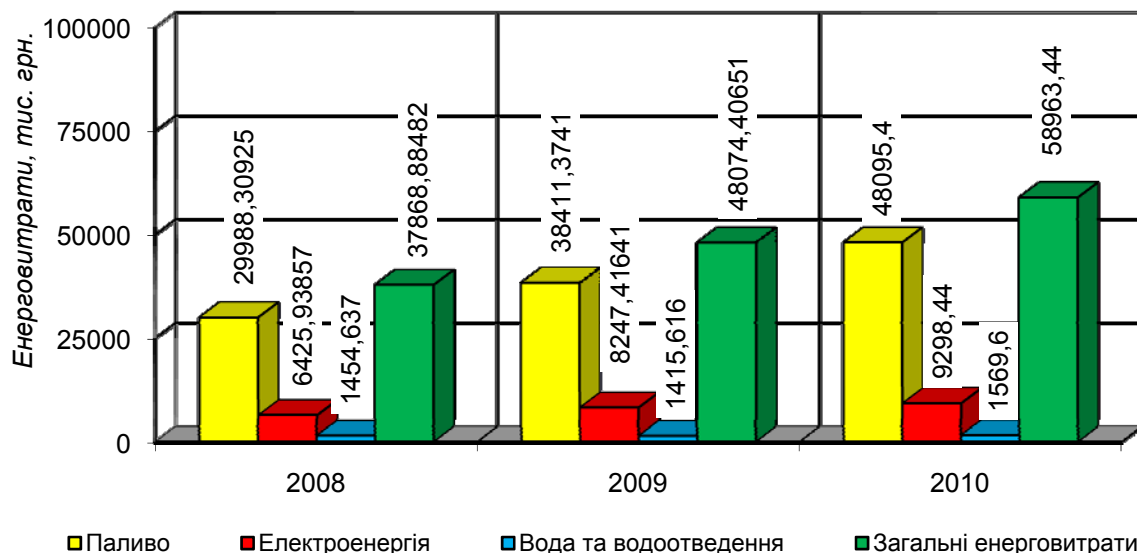
**Мал. 2.2. Структура енерговитрат Підприємства у 2010 році**

Енергетичні витрати Підприємства у 2010 році розподілилися в такий спосіб:

- Паливо ..... - 81,57%;
- Електрична енергія..... - 15,77%;
- Вода та водовідведення..... - 2,66%.

Таким чином, найбільші витрати (на оплату ПЕР) підприємство несе за використання палива (природного газу).

Динаміку змінення витрат Підприємства на паливо-енергетичні ресурси у період 2008-2010 років відображає графік, приведений на мал. 2.3.

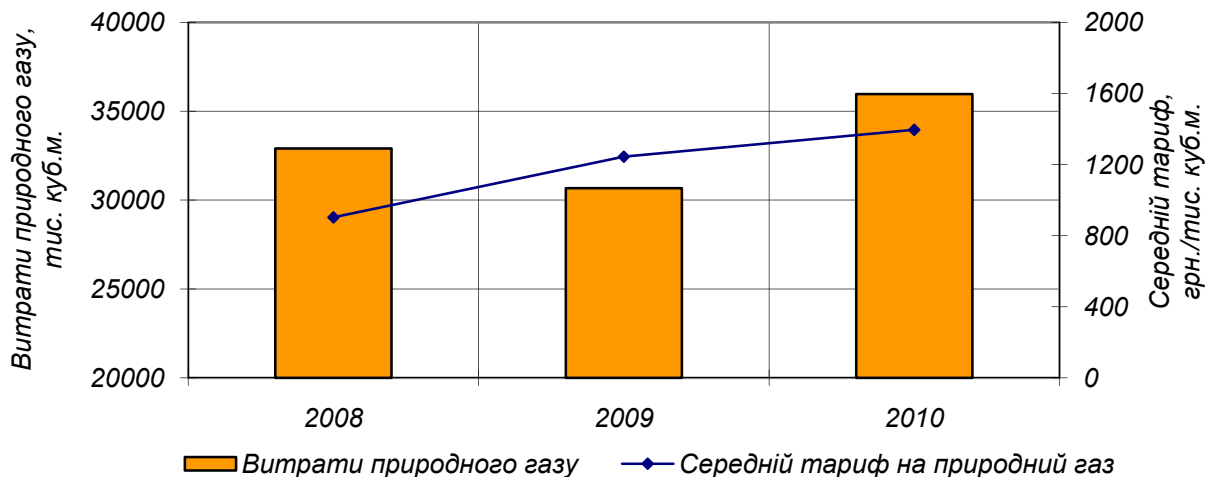


**Мал. 2.3. Динаміка змінення витрат підприємства на ПЕР у 2008-2010 рр.**

Як бачимо з діаграми, приведеної на мал. 2.3, динаміка змін енерговитрат підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» має тенденцію к неухильному зростанню, при цьому величину енерговитрат Підприємства у основному визначають витрати на природний газ.

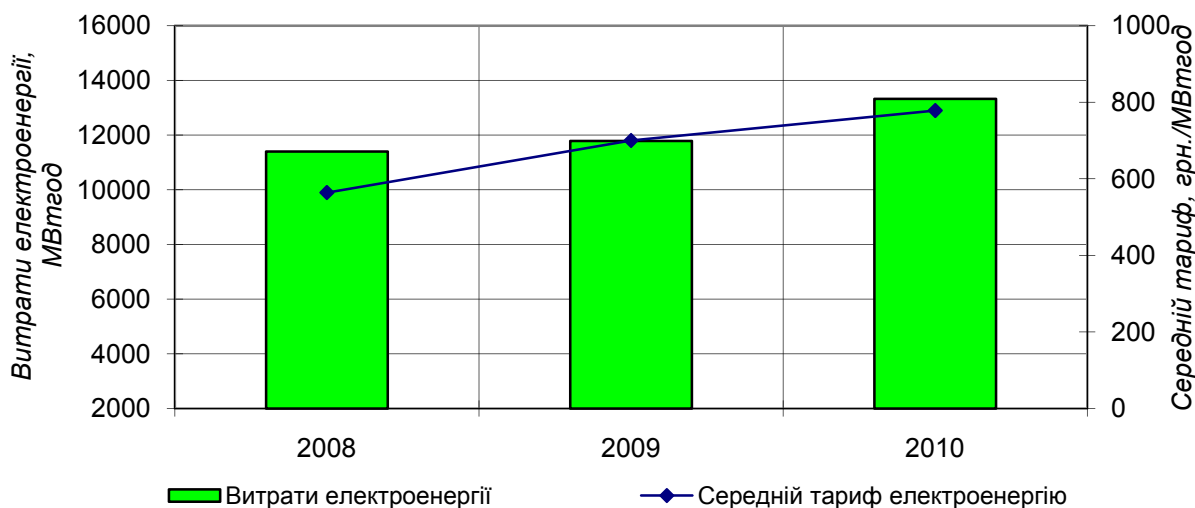
Зріст енерговитрат може бути обумовлений двома факторами – зростанням об’єму енергоспоживання Підприємства і(або) зростанням тарифів на енергоресурси.

З метою визначення фактору, що впливає на зріст енерговитрат Підприємства, були побудовані графіки, які відображають динаміку змінення витрат енергоресурсів та тарифів на їх сплату за період 2008-2010 років (мал. 2.4÷2.6).

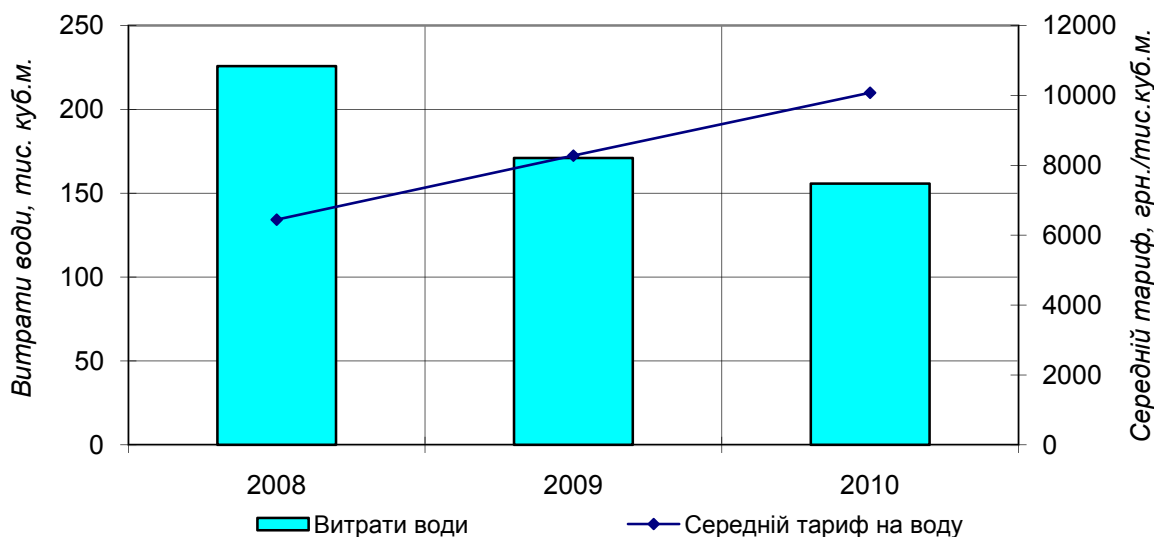


**Мал. 2.4. Динаміка змінення витрат природного газу та тарифів на його сплату за період 2008-2010 рр.**





**Мал. 2.5. Динаміка зміння витрат електроенергії та тарифів на її сплату за період 2008-2010 рр.**



**Мал. 2.6. Динаміка зміння витрат води з міськводоканалу та тарифів на її сплату за період 2008-2010 рр.**

Як бачимо з діаграм, приведених на мал. 2.4-2.6, фактором, який визначає зріст енерговитрат підприємства КП «Павлоградтеплоенерго», є як збільшення тарифів на споживаємі енергоресурси, так і зріст обсягів енергоспоживання за розглядаємий період (окрім води, споживання якої зменшується).

### **Висновки:**

На вартість енергоресурсів, обладнання та матеріалів персонал підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» вплинути не має можливості. При цьому вартість енергоресурсів і є той фактор, котрий тягне за собою постійний зріст енергетичних витрат Підприємства. Отже, одним з головних шляхів зниження собівартості виробітку, транспортування та розподілу теплової енергії на підприємстві КП «Павлоградтеплоенерго» є зниження споживання паливо-енергетичних ресурсів за рахунок підвищення ефективності їх використання.

Тому завданням попереднього енергетичного обстеження Підприємства є дослідження ефективності використання ПЕР, виявлення потенціалу енергозбереження та розробка енергозберігаючих заходів.

### 3. ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА

Технічні характеристики обладнання, що встановлено на котельнях міста Павлоград підприємства КП «Павлоградтеплоенерго», наведені у таблицях 3.1.-3.4.

Таблиця 3.1.

#### *Перелік обладнання, встановленого на котельнях КП «Павлоградтеплоенерго»*

№ з/п	Котельні	Кількість та тип котлів		Номінальна теплова потужність, Гкал/год.
		Кількість	Тип	
1.	МКР "Радянський", К.Маркса, 21а	1	ПТВМ-30М №1	40
2.	37-й квартал, К.Маркса, 21а	4	ТВГ-8М №1	8,3
			ТВГ-8М №2	8,3
			ТВГ-8М №3	8,3
			ТВГ-8М №4	8,3
3.	69-й квартал, Радянська, 60	8	НІСТУ-5 №1	0,522
			НІСТУ-5 №2	0,522
			НІСТУ-5 №3	0,522
			НІСТУ-5 №4	0,522
			НІСТУ-5 №5	0,522
			НІСТУ-5 №6	0,522
			НІСТУ-5 №7	0,522
			НІСТУ-5 №8	0,522
4.	ІОЦ, Полтавська, 95	6	НІСТУ-5 №1	0,592
			НІСТУ-5 №2	0,592
			НІСТУ-5 №3	0,592
			НІСТУ-5 №4	0,592
			НІСТУ-5 №5	0,592
			НІСТУ-5 №6	0,592
5.	81-й квартал, Шевченко, 132	8	НІСТУ-5 №1	0,496
			НІСТУ-5 №2	0,496
			НІСТУ-5 №3	0,496
			НІСТУ-5 №4	0,496
			НІСТУ-5 №5	0,496
			НІСТУ-5 №6	0,496
			НІСТУ-5 №7	0,496
			НІСТУ-5 №8	0,496
6.	Московська, Комунальний, 16а	5	НІСТУ-5 №1	0,392
			НІСТУ-5 №2	0,392
			НІСТУ-5 №3	0,392
			НІСТУ-5 №4	0,392
			НІСТУ-5 №5	0,392
7.	Міськвітка, Репіна, 95	3	ТВГ-8М №1	8,3
			ТВГ-8М №2	8,3
			ТВГ-8М №3	8,3
8.	МКР "Дніпровський", Підгірна, 1а	5	КВГ-6,5 №1	6,5
			КВГ-6,5 №2	6,5
			КВГ-6,5 №3	6,5
			КВГ-6,5 №4	6,5
			КВГ-6,5 №5	6,5

9.	ПШС-1А, Ушинського, 1а	5	НІСТУ-5 №1	0,565
			НІСТУ-5 №2	0,565
			НІСТУ-5 №3	0,565
			НІСТУ-5 №4	0,565
			НІСТУ-5 №5	0,565
10.	БК "Шахтобудівників", Дніпровська, 77Г	1	УНІВЕРСАЛ-3 №1	0,215
11.	Сел. Геологів, Дніпровська, 340а	7	НІСТУ-5 №1	0,565
			НІСТУ-5 №2	0,565
			НІСТУ-5 №3	0,565
			НІСТУ-5 №4	0,565
			НІСТУ-5 №5	0,565
			ФАКЕЛІГ №6	0,86
			ФАКЕЛІГ №7	0,86
12.	4-й МКР, Будівельна, 1а	5	ТВГ-8М №1	8,3
			ТВГ-8М №2	8,3
			ТВГ-8М №3	8,3
			ТВГ-8М №4	8,3
			ТВГ-8М №5	8,3
13.	5-й МКР, Новоросійська, 6а	3	ТВГ-8М №1	8,3
			ТВГ-8М №2	8,3
			ТВГ-8М №3	8,3
14.	ЦМЛ, Дніпровська, 541	6	НІСТУ-5 №1	0,565
			НІСТУ-5 №2	0,565
			НІСТУ-5 №3	0,565
			НІСТУ-5 №4	0,565
			НІСТУ-5 №5	0,565
			Е-1/9-1Г №6	
15.	ЗОШ-18, Ватолиной, 1/1а	2	ФАКЕЛІГ №1	0,86
			ФАКЕЛІГ №2	0,86
16.	№ 15 сел.ім.18-го Вересня, Заводська, 40	3	КВГ-7,56 №1	6,5
			КВГ-7,56 №2	6,5
			КВГ-7,56 №3	6,5
17.	№ 17 сел.ім.18-го Вересня, Садовніченко, 1а	3	КТ-75 № 1	0,75
			КТ-75 № 2	0,75
			КТ-75 № 3	0,75
18.	сел. "Нове", Тельмана, 10	3	ПТВМ-30М №1	40
			ПТВМ-30М №2	40
			ПТВМ-30М №3	40
19.	№91, К.Маркса, 1/56	3	ДКВР-4/13 №1	4
			ДКВР-4/13 №2	4
			ДКВР-4/13 №3	4

## Відомості про тягодуттєві пристрої котлів

Котельні	Марка котла	Ст. №	Дуттєві вентилятори					Димотяги						
			Тип/марка	Продуктивність	Тиск	Потужність	Кількість обертів	Наявність ЧРП	Тип/марка	Продуктивність	Тиск	Потужність	Кількість обертів	Наявність ЧРП
				м <sup>3</sup> /год.	мм вод. ст.	кВт	об./хв.			м <sup>3</sup> /год.	мм вод. ст.	кВт	об./хв.	
МКР "Радянський", К.Маркса, 21а	ПТВМ-30М	№1	ВДН-12,5	32000	225	17,5	960		ДН-17/750	57000		55	750	
			ВДН-12,5	32000	225	17,5	960		ДН-17/750	57000		55	750	
37-й квартал, К.Маркса, 21а	ТВГ-8М	№1	ВЦ-14-46	7200	164	15	750		Д-12	45000	137	37	750	
	ТВГ-8М	№2	ВЦ-14-46	7200	164	15	750		Д-12	45000	245	45	750	РЭН-37
	ТВГ-8М	№3	ВДН-75	13000	164	15	750		Д-12	45000	137	27	750	РЭН-37
	ТВГ-8М	№4	ВДН-75	13000	164	15	750		Д-12	45000	245	45	750	
Міськвітка, Респіна, 95	ТВГ-8М	№1	ВДН-10	15000	35,2	22	970		ДН-12	25000	24,5	37	1000	
	ТВГ-8М	№2	ВДН-10	15000	35,2	22	970		ДН-12	25000	24,5	37	1000	
	ТВГ-8М	№3	ВДН-10	15000	35,2	22	970	РЭН-22	ДН-12,5	24200	24,5	37	1450	РЭН-37
МКР "Дніпровський", Підгірна, 1а	КВГ-6,5	№1	ВДН-10	15000	35,2	18	1000		ДН-9-1000	14800	23,2	55	1000	
	КВГ-6,5	№2	ВДН-10	15000	35,2	18	1000		ДН-9-1000	14800	23,2	55	1000	
	КВГ-6,5	№3	ВДН-10	15000	35,2	18	1000		ДМ-12,5	24200	163	55	1000	
	КВГ-6,5	№4	ВДН-10	15000	35,2	18	1000		ДМ-12,5	24200	163	55	1000	
	КВГ-6,5	№5	ВДН-10	15000	35,2	18	1000		ДМ-12,5	24200	163	37	1000	РЭН-37
4-й МКР, Будівельна, 1а	ТВГ-8М	№1	ВДН-10	13000	135	17	980		Д-12	25000	135	22	980	РЭН-22
	ТВГ-8М	№2	ВДН-10	13000	135	17	980		Д-12	25000	135	55	980	РЭН-55
	ТВГ-8М	№3	ВДН-10	13000	135	17	980		Д-12	25000	135	55	980	РЭН-55
	ТВГ-8М	№4	ВДН-10	13000	135	17	980		Д-12	25000	135	55	980	РЭН-55
	ТВГ-8М	№5	ВДН-10	13000	135	17	980		Д-12	25000	135	55	980	
5-й МКР, Новоросійська, 6а	ТВГ-8М	№1	ВДН-10	13000	164	15	1000	РЭН-18	Д-12	25000	135	37	750	РЭН-22
	ТВГ-8М	№2	ВДН-10	13000	164	15	1000		Д-12	25000	135	37	750	
	ТВГ-8М	№3	ВДН-10	13000	164	11	1000		Д-12	25000	135	37	750	
Дніпровська, 541	Е-1/9-1Г	№6	Ц-13/50	1250	100				Д-3,5	3000	42	5,5		
ЗОШ-18 Ватолиной, 1/1а	ФАКЕЛІГ	№1							ДН-10	13000	28,8	15	1500	РЭН-22
	ФАКЕЛІГ	№2												
№ 15 сел.ім.18-го Вересня, Заводська, 40	КВГ-7,56	№1							ДН-12,5	40000	44,7	37	1000	РЭН-37
	КВГ-7,56	№2	ВДН-8	10400	22,6	22	970		ДН-12,5	40000	44,7	37	1000	
	КВГ-7,56	№3	ВДН-8	10400	22,6	22	970	РЭН-22	ДН-12,5	40000	44,7	37	1450	РЭН-55

Котельні	Марка котла	Ст. №	Дуттьові вентилятори						Димотяги						
			Тип/марка а	Продуктивність	Тиск	Потужність	Кількість обертів	Наявність ЧРП	Тип/марка	Продуктивність	Тиск	Потужність	Кількість обертів	Наявність ЧРП	
				м <sup>3</sup> /год.	мм вод. ст.	кВт	об./хв.			м <sup>3</sup> /год.	мм вод. ст.	кВт	об./хв.		
№ 17 сел.ім.18-го Вересня, Садовніченко, 1а	КТ-75	№1	ВДН-2,5	2700		1,1	1500								
	КТ-75	№2	ВДН-2,5	2700		1,1	1500								
	КТ-75	№3	ВДН-2,5	2700		1,1	1500								
сел. "Нове", Тельмана, 10	ПТВМ-30М	№1	ВД-12	25000	39	75			ДН-15,5	50000	23,2	125			
	ПТВМ-30М	№2	ВД-12	25000	39	75			ДН-15,5	50000	23,2	125			
	ПТВМ-30М	№3	ВД-12	25000	39	75			ДН-15,5	50000	23,2	125			
№91, К.Маркса, 1/56	ДКВР-4/13	№1	ВД-9	9500		7,5	900		ДН-10	9750	23,2	7,5	900		
	ДКВР-4/13	№2	ВД-9	9500		7,5	900		ДН-10	9750	23,2	7,5	900		
	ДКВР-4/13	№3	ВД-9	9500		7,5	900		ДН-10	9750	23,2	7,5	900		

Таблиця 3.3

## Відомості про насосне обладнання котелень підприємства

Котельні	Мережні насоси					Підживлювальні насоси						Насоси сирі води				
	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м вод. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Наявність ЧРП	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.
МКР "Радянський" К.Маркса, 21а	СЭ-800/100	800	100	320	1500	К-45/55	45	54	22	2800		К65/50(підвищ.)	65	50	22	2800
	СЭ-800/100	800	100	320	1500	К-45/55	45	54	22	2800		К60/80(підвищ.)	60	80	22	2800
	ЦН-400/105	400	105	160	1500							К-20/30(ХВО)	20	30	4,5	1500
	ЦН-400/105	400	105	160	1500							1,5Х-6Д(сол.)	14	20	4,5	1500
37-й квартал К.Маркса, 21а	ЦН-400/105	400	105	160	1465	К-60/80	45	80	22	1500		К65/50(підвищ.)	65	50	22	2910
	ЦН-400/105	400	105	160	1465	К-60/80	45	80	22	1500		К60/80(підвищ.)	60	80	22	2910
												К60/80(підвищ.)	60	80	22	2910
69-й квартал, Радянська, 60	Д-320/50	320	50	75	1500	К20/30	20	30	22	2925						
	Д-320/50	320	50	75	1500	К20/30	20	30	22	2925						
	Д-320/50	320	50	75	1500											
ІОЦ, Полтавська, 95	6К-8	162	32	40	1500	К20/30	20	30	4,5	3000						
	6К-8	162	32	37	1500	К20/30	20	30	4,5	3000						
81-й квартал,	8К-12	288	29	40	1500	к20/30	20	30	4,5	3000						

Котельні	Мережні насоси					Підживлювальні насоси						Насоси сирої води				
	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м вод. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Наявність ЧРП	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.
Шевченко, 132	K290/30	290	30	40	1500	K20/30	20	30	4,5	3000						
Московська, Комунальний, 16а	8К-12	288	29	40	1500	K20/30	20	30	4,5	3000						
	K290/30	290	30	30	1500	K20/30	20	30	4,5	3000						
Миськівка, Репіна, 95	Д-500/65	500	65	132	3000	4К-8	90	560	22	3000	РЭН-22	4К-8(підвищ.)	90	54	22	3000
	Д-320/70	320	70	90	3000	4К-8	90	56	22	3000		4К-8(підвищ.)	90	54	22	3000
	Д-320/70	320	70	90	3000							4КМ(підвищ.)	90	54	22	3000
												К-65/50(сол.)	14	20	4,5	1500
МКР "Дніпровський", Підгірна, 1а	ЦН-400/105	400	105	200	1500	4К-8	90	56	22	3000	РЭН-22	4К-8(підвищ.)	90	54	15	3000
	ЦН-400/105	400	105	132	1500	4К-8	90	56	22	3000		4К-8(підвищ.)	90	54	15	3000
												К-65/50(сол.)	14	20	7,5	1500
ПШС-1А, Ушинського, 1а	Д-320/50	320	50	75	3000	K20/30	20	30	4,5	1500						
	Д-320/50	320	50	75	3000	K20/30	20	30	4,5	1500						
БК "Шахтобудівник" Дніпровська, 77г	К-20/30	20	30	4	1500											
	К-20/30	20	30	4	1500											
Сел. Геологів, Дніпровська, 340а	Д-320/50	320	50	55	1500	КВО-60	60	20	5,5	3000		ПН-16/16(поршневий)	16	16	4	300
	Д-320/50	320	50	55	1500	КВО-60	60	20	5,5	3000						
4-й МКР, Будівельна, 1а	ЦН-400/105	400	105	160	1500	3К-6А	40	54	15	3000		К-90/85(підвищ.)	90	85	22	2945
	ЦН-400/105	400	105	160	1500	3К-6А	40	54	15	3000		Х-65/125(сол.)	25	20	7,5	2900
	ЦН-400/105	400	105	160	1500	К-90/85	90	85	15	3000						
5-й МКР, Новоросійська, 6а	Д-320/70	320	70	75	1500	3К-6	45	54	15	3000		К-20/30(підвищ.)	20	30	4	3000
	ЦН-400/105	400	105	160	1500	К-50/50	50	50	15	3000	РЭН-18	К-20/30(підвищ.)	20	30	4	3000
	ЦН-400/105	400	105	160	1500							2К-20/30(взрхл.)	20	30	4	3000
												1,5Х6Д(сол.)	14		4,5	3000
ЦМЛ, Дніпровська, 541	К-160/30	160	30	22	3000	3К-6	45		4,5	3000		К-50/50(підвищ.)	50	50	17	1500
	К-160/30	160	30	22	3000	3К-6	45		4,5	3000		К-50/50(підвищ.)	50	50	17	1500
												1,5Х-6Д(сол.)	14		4,5	3000
СШ-18, Ватолиной, 1/1а	К80-50/120	45	40000	11	3000	НД-80-50	25	32	2,2	2895						
	К80-50/120	45	40000	11	3000	НД-80-50	25	20	2,2	2895						
№ 15 сел.ім.18-го Вересня,	Д-500/63	500	63000	200	1500	СМ-125-80-315	80	32	22	1500		НД-100-80-200(підвищ.)	50	50	22	1500

Котельні	Мережні насоси					Підживлювальні насоси						Насоси сирієї води				
	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м вод. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск, м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.	Наявність ЧРП	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Тиск м в. ст.	Потужність, кВт	Кількість обертів, об./хв.
Заводська, 40	Д-500/63	500	63000	200	1500	НД-80-50-12	12,5	20	22	1500	РЭН-22	НД-100-80-200(підвищ.)	50	50	22	1500
	ЦН-400/105	400	105000	90	1500							4к-6(взрхл.)	90	87	15	1500
												Х80-50-160Д(сол.)	50	30	15	1500
№ 17 сел.ім.18-го Вересня, Садовніченко, 1а	К-100/65	100	50000	22	3000	К-65-50-160	20	30	2,2	1500						
	К-100/65	100	50000	22	3000											
сел. "Нове", Тельмана, 10	Д-2000/100	2000	100000	630	1000	8К-12	288	29	200	1500		Д-500(підвищ.)	500	10	200	1500
	Д-2000/100	2000	100000	630	1000	8К-12	288	29	200	1500		200Д-60(підвищ.)	630	60	200	1470
	Д-2000/100	2000	100000	630	1000	6к-8	162	32	40	1500		2Х-9Д(сол.)	43	20	4,7	2900
	Д-2000/100	2000	100000	630	1000	6к-8	162	32	40	1500		2Х-9Д(сол.)	43	20	4,7	2900
	ЦН--400/105	400	105000	200	1475	6к-8	162	32	40	1500		2Х-9Д(сол.)	43	20	4,7	2900
	ЦН--400/105	400	105000	200	1475	6к-8	162	32	40	1500		2Х-9Д(сол.)	43	20	4,7	2900
	3В-200	500	105000	200	1475	6к-8	162	32	40	1500						
№91, К.Маркса, 1/56	Д-320/50	320	50000	55	1500	К-8/18	8	18	18	3000		К45/55(підвищ.)	45	55	4,5	1500
	Д-320/50	320	50000	55	1500	К-8/18	8	18	18	3000		К8/18(сол.)	8	18	4,5	1500
	Д-320/70	320	70000	55	1500											

**Відомості про обладнання водопідготовки котелень**

№ з/п	Назва котельні	Кількість, діаметр пом'якшувальних фільтрів 1 ст.	Кількість, діаметр пом'якшувальних фільтрів 2 ст.
1.	МКР" Радянський"	ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
		ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
		ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
		ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
2.	"Міськвітка"	ФИПа-1-2,0-6 Ø2000мм	
		ФИПа-1-2,0-6 Ø2000мм	
		ФИПа-1-2,0-6 Ø2000мм	
3.	МКР "Дніпровський"	ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
		ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
		ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
4.	4-й МКР	ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
		ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
		ФИПа-1-1,5-6 Ø1500мм	
5.	5-й МКР	ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
		ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
		ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	
6.	№15 сел. Ім. 18-го Вересня	ФИПа-1-2,0-6 Ø2000мм	
		ФИПа-1-2,0-6 Ø2000мм	
7.	сел."Нове"	ФИПа-1-3,4-6 Ø3400мм	
		ФИПа-1-3,4-6 Ø3400мм	
		ФИПа-1-3,4-6 Ø3400мм	
		ФИПа-1-3,4-6 Ø3400мм	
8.	№91	ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	ФИПа-ІІ-1,0-6Ø1000мм
		ФИПа-1-1,0-6Ø1000мм	



#### 4. АНАЛІЗ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ПЕР

Система контролю й обліку витрат ПЕР на підприємстві КП «Павлоградтеплоенерго» являє собою комплекс комерційного та технічного обліку наступних енергетичних та матеріальних ресурсів:

- ❖ Облік палива;
- ❖ Облік електричної енергії;
- ❖ Облік води.

Аналіз існуючої системи контролю й обліку витрат ПЕР на підприємстві буде проводитись з використанням наступних критеріїв:

- I. Наявність засобів обліку
- II. Охоплення витрат палива обліком
- III. Стан засобів обліку
- IV. Можлива структура балансів
- V. Наявність автоматизації обліку ПЕР
- VI. Періодичність контролю показань засобів обліку

Використання наведених критеріїв дозволить провести всебічний аналіз існуючої ситуації в сфері контролю та обліку ПЕР на підприємстві.

##### I. Наявність засобів обліку

Відомості про засоби обліку витрат палива, електроенергії, води, що встановлені на підприємстві, представлені в таблицях 4.1.

Таблиця 4.1.

*Відомості про засоби обліку*

№ з/п	Джерела теплової енергії	Паливо	Електроенергія		Вода		Теплова енергія
		Тип приладу обліку та коректору	Тип приладу обліку електроенергії	Кільк.	Тип приладу обліку сирої води	Тип приладу обліку підживлювальної води	Тип приладу обліку теплоенергії
1.	5-й мкр-н	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	СТВ-80	Семпал-10М	Семпал-10М(М2)
2.	мкр-н "Дніпровський"	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	СТВ-150	Семпал	Семпал-10М(М2)
3.	81-го кварталу	РГ-1000; Універсал-2	Дельта 8010-05	1	ВСКМ-16/40	Семпал	Семпал-5М2
4.	4-та міськлікарня	РГ-600; Універсал-2	Дельта 8010-08	2	СТВ-80	-	Семпал-10М
5.	СШ № - 18	ЛГ-80; Універсал-2	Дельта 8010-05	1	ВСКМ-16/40	-	
6.	сел."Геологи"	РГ-600; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	PoWoGaZ-100	-	
7.	мкр-н "Міськвітка"	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	PoWoGaZ-200	СТВ-80	
8.	ІОЦ	РГ-600; Універсал-2	Дельта 8010-05	1	СКГ-16/40	СТВ-65	
9.	мкр-н "Московський"	РГ-600; Універсал-2	НІК 2303 АПР3	1	СКГ-16/40	-	
10.	69-го кварталу	РГ-600; Універсал-2	Дельта 8010-05	1	СТВ-65	-	
11.	37-го кварталу	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	PoWoGaZ-200	СТВ-80	
12.	мкр-н "Радянський"	ЛГ-200; Універсал-2	EPQS 122.21.17LL	2	PoWoGaZ-200	СТВ-80	
13.	Військова частина	РГ-1000; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	СТВ-80	ВСКМ-16/40	
14.	Лікарня ПХЗ	РГ-400; Універсал-2	Дельта 8010-08	1	ВСКМ-16/40	-	

№ з/п	Джерела теплової енергії	Паливо	Електроенергія		Вода		Теплова енергія
		Тип приладу обліку та коректору	Тип приладу обліку електроенергії	Кільк.	Тип приладу обліку сирої води	Тип приладу обліку підживлювальної води	Тип приладу обліку теплоенергії
15.	ПХЗ	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-06	2	СТВ-100	СТВГ-1-80	
16.	БК "Шахтобудівників"	РГ-100 ; Універсал-2	Дельта 8010-09	1	ВСКМ-16/40	-	
17.	ПШС-1А	РГ-600; Універсал-2	Дельта 8010-05	2	ВСКМ-16/40	-	
18.	Сел. "Новий"	СУ; Універсал-1	СТК3-02Q2ТЗР	8	Семпал	Семпал	
19.	4-й мкр-н	ЛГ-200; Універсал-2	Дельта 8010-10	2	СТВ-80	СТВГ-1-80	

## **II. Охоплення витрат ПЕР обліком**

Охоплення витрат палива обліком по основних структурних підрозділах підприємства (котельням) – практично повне.

Охоплення витрат електроенергії обліком по основних структурних підрозділах підприємства – практично повне.

Охоплення витрат води обліком по основних структурних підрозділах підприємства – повне.

Охоплення відпуску теплової енергії обліком з боку джерел генерації теплоенергії – часткове (лише на 4 котельнях).

## **III. Стан засобів обліку**

Засоби обліку витрат палива, електроенергії, води в основному перебувають у працездатному стані.

## **IV. Можлива структура балансів**

Для ефективного функціонування енергетичного менеджменту на Підприємстві необхідною умовою є виділення витрат ПЕР та води окремими підрозділами у структурі загального балансу енергоспоживання підприємства. Дана умова виконується (окрім відпуску теплової енергії по котельням).

## **V. Наявність автоматизації обліку ПЕР**

Система обліку витрат ПЕР та води на підприємстві не автоматизована. Контроль показань приладів обліку ПЕР та води ведеться вручну. Прилади обліку палива, електроенергії, частково води та наявні (4 од.) прилади обліку теплової енергії по котельням підприємства мають можливість інтегрування до автоматизованої системи контролю та обліку ПЕР.

## **VI. Періодичність контролю показань засобів обліку**

Період контролю показань засобів обліку ПЕР та води становить в основному календарний місяць. По котельнях щодобові показання засобів обліку фіксуються в вахтових журналах.

### Аналіз існуючої системи обліку ПЕР на підприємстві

Критерії аналізу	Природний газ	Електроенергія	Вода	Теплова енергія
Наявність засобів обліку	Є	Є	Є	Є
Охват витрат газу обліком	100%	100%	100%	16%
Стан засобів обліку	В основному працездатне	В основному працездатне	В основному працездатне	-
Можлива структура балансів	Підприємство - підрозділи	Підприємство - підрозділи	Підприємство - підрозділи	-
Автоматизація процесу обліку	-	-	-	-
Періодичність контролю показань засобів обліку	Місяць (доба)	Місяць (доба)	Місяць	-

#### **ВИСНОВКИ:**

Існуюча на підприємстві система обліку витрат ПЕР потребує технічного вдосконалення, що повинне містити у собі:

- ❖ Встановлення засобів обліку теплової енергії по всіх котельнях, наприклад типу СВТУ-10М, або аналоги.
- ❖ Встановлення нових засобів обліку води (сирої та підживлювальної) по котельнях Підприємства, конструкція яких передбачає можливість інтегрування таких засобів обліку до автоматизованої системи контролю та обліку ПЕР Підприємства (наприклад типу ВР-1, ІРВИКОН СВ-200 та аналогічні).
- ❖ Існуючі засоби обліку палива, електроенергії, а також встановлені засоби обліку теплової енергії та води потрібно інтегрувати в автоматизовану систему контролю та обліку ПЕР підприємства з можливістю доступу до інформації як на рівні керівництва підприємства (включаючи Службу енергетичного менеджменту), так і на рівні керівників окремих структурних підрозділів (котелень).

## 5. АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА

### 5.1. Загальні відомості. Структура використання палива

Для виробітку теплової енергії на потреби опалення котельні КП «Павлоградтеплоенерго» м. Павлоград використовують природний газ та в незначній мірі дизельне паливо.

#### Обсяги споживання палива

Загальні витрати природного газу по даним Підприємства за 2010 рік становили 35962,88 тис. м<sup>3</sup>, дизельного палива 57,94 тони.

#### Тариф на сплату палива

Поточний тариф на сплату палива з ПДВ, вартістю транспортування та цільовою надбавкою становить:

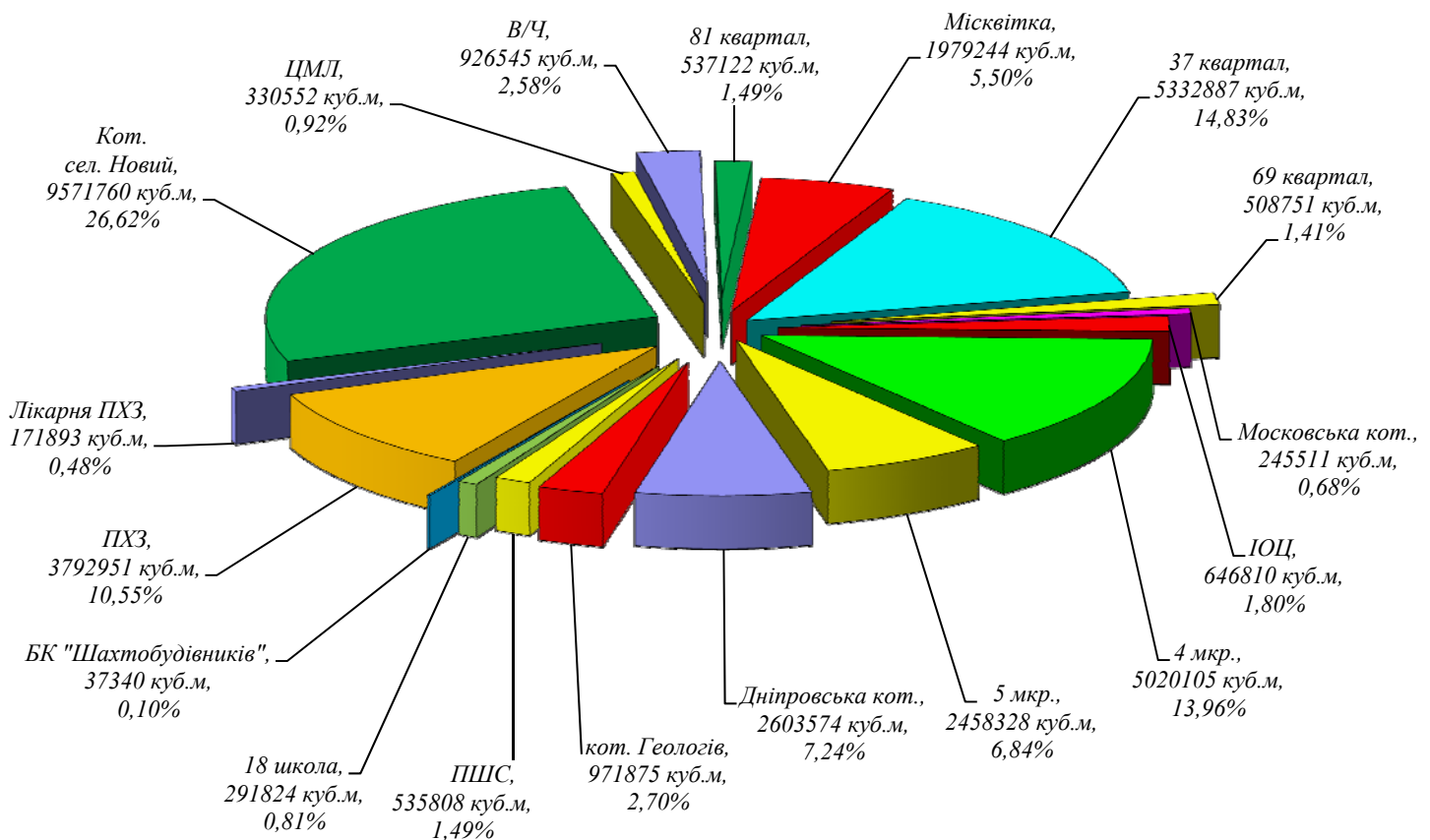
- I група (населення) .....- 1309,2 грн./тис. м<sup>3</sup>.
- II та III групи (бюджет та інші) .....- 3073,968 грн./тис. м<sup>3</sup>.

#### Витрати на паливо

Витрати Підприємства на природний газ у 2010 році становили 48095,4 тис. грн. (з ПДВ), на дизельне паливо – 322,67 тис. грн.

#### Структура споживання палива

Структура споживання природного газу котельнями у 2010 році має вигляд, наведений на мал. 5.1.



Мал. 5.1. Структура споживання природного газу котельнями підприємства у 2010 році

Згідно мал. 5.1 найбільші частки витрат природного газу належать котельням:

- 1) Сел. Новий (ПМЗ) ..... - 26,62%;
- 2) 37 кварталу ..... - 14,83%;
- 3) 4-го мікрорайону ..... - 13,96%;
- 4) ПХЗ ..... - 10,55%;
- 5) Дніпровській ..... - 7,24%;
- 6) 5-го мікрорайону ..... - 6,84%.

Витрати по цим котельням склали 80,04% від загального споживання природного газу на Підприємстві.

## 5.2. Аналіз закономірностей формування витрат палива

Аналіз закономірностей формування витрат палива (природного газу) по котельням підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» був проведений на прикладі змінення добових витрат **природного газу** та **градусодіб** на котельні ПМЗ за грудень 2010 року.

Об'єктивним фактором, від котрого залежить витрата палива (природного газу) на котельнях Підприємства для генерації теплової енергії, є фактична кількість градусодіб у році, бо необхідна кількість теплової енергії на потреби опалення та вентиляції обумовлена температурою зовнішнього повітря і необхідною температурою повітря у опалювальному приміщенні.

**Градусодоба** - це різниця між нормативною температурою повітря у опалювальному приміщенні та середньодобовою температурою зовнішнього повітря.

$$n = T_{\text{пн}}^p - T_{\text{зп}}^{\text{ср}},$$

де: n – фактична кількість градусодіб добу;

$T_{\text{пн}}^p$  - нормативна температура повітря у опалювальному приміщенні, +20 °С;

$T_{\text{зп}}^{\text{ср}}$  – фактична середньодобова температура зовнішнього повітря, °С.

Дані погодинних температур зовнішнього повітря отримані з архіву погодних умов метеорологічної станції м. Павлоград. Середньодобові температури повітря розраховані з отриманих погодинних даних шляхом усереднення.

Розрахунок кількості градусодіб наведено у таблиці 5.1.

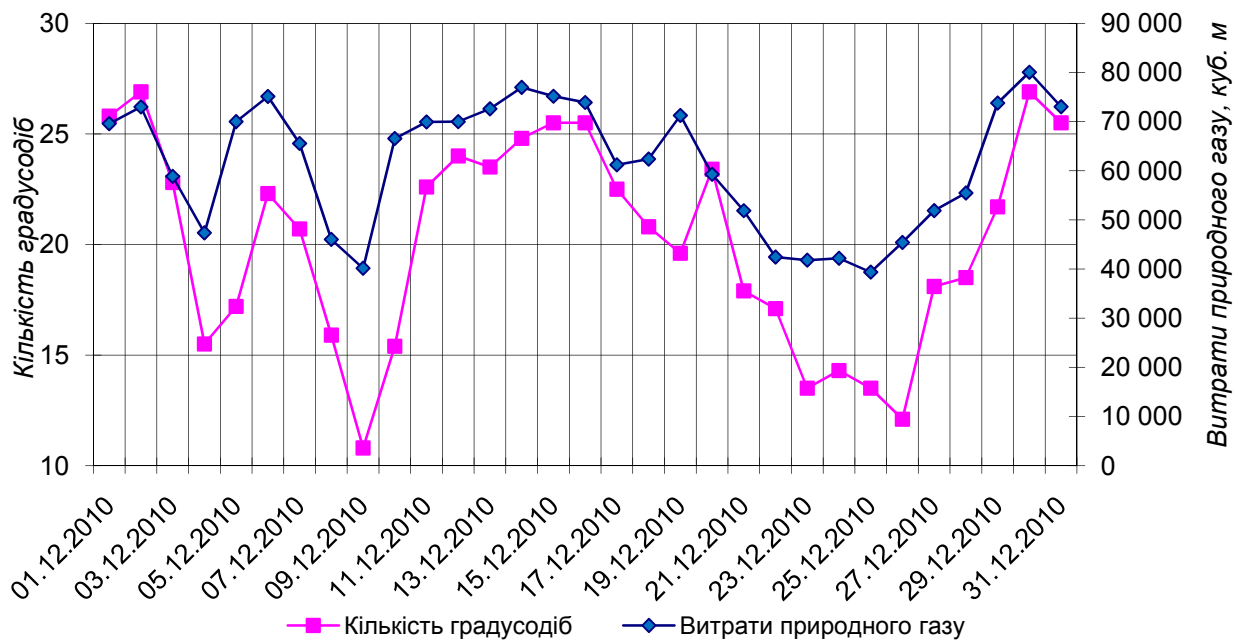
Таблиця 5.1

### Розрахунок кількості градусодіб

Грудень 2010 року	Середньодобова температура зовнішнього повітря, °С	Кількість градусодіб
01.01	-5,8	25,8
02.01	-6,9	26,9
03.01	-2,8	22,8
04.01	4,5	15,5
05.01	2,8	17,2
06.01	-2,3	22,3
07.01	-0,7	20,7
08.01	4,1	15,9
09.01	9,2	10,8
10.01	4,6	15,4
11.01	-2,6	22,6
12.01	-4	24
13.01	-3,5	23,5
14.01	-4,8	24,8
15.01	-5,5	25,5
16.01	-5,5	25,5
17.01	-2,5	22,5
18.01	-0,8	20,8
19.01	0,4	19,6
20.01	-3,4	23,4

Грудень 2010 року	Середньодобова температура зовнішнього повітря, °С	Кількість градусодіб
21.01	2,1	17,9
22.01	2,9	17,1
23.01	6,5	13,5
24.01	5,7	14,3
25.01	6,5	13,5
26.01	7,9	12,1
27.01	1,9	18,1
28.01	1,5	18,5
29.01	-1,7	21,7
30.01	-6,9	26,9
31.01	-5,5	25,5

Діаграма змінення добових витрат природного газу на забезпечення опалення та градусодіб за грудень 2010 років на котельні ПМЗ, наведена на мал. 5.2.



**Мал. 5.2. Динаміка добових витрат природного газу на котельні ПМЗ та градусодіб за грудень 2010 року**

Як видно з діаграми, наведеної на мал. 5.2 кількість градусодіб у грудні 2010 року змінювалось у великому діапазоні від 10,8 до 26,9. При зміні температури зовнішнього повітря у грудні 2010 року характер зміни добових витрат природного газу по приведеній котельні в основному відповідає збільшенню чи зменшенню кількості градусодіб. Але у деякі випадках витрати палива при зниженні чи підвищенні температури зовнішнього повітря не мають пряму залежність від градусодіб. Наприклад, з 22 по 25 грудня при коливанні кількості градусодіб від 17,1 до 13,5 витрати палива на котельнях залишались у середньому на рівні 41000 м<sup>3</sup> на добу, а з 17 по 19 грудня при зниженні кількості градусодіб від 22,5 до 19,6 витрати палива зростали від 61203 до 71247 м<sup>3</sup> на добу.

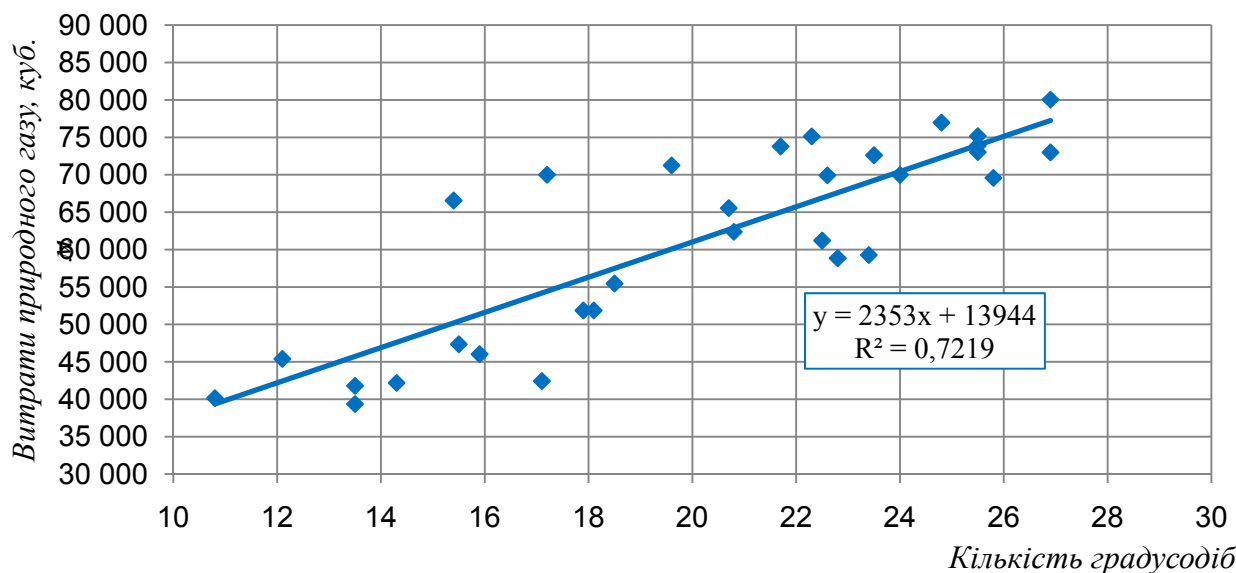
Таким чином, наведена діаграма свідчить про те, що не завжди присутня чітка взаємодія між витратами газу та кількістю градусодіб.

Характер взаємодії між витратами природного газу та визначаючим фактором ліпше дослідити, використовуючи математичний апарат регресійного аналізу.

Для дослідження регресійних залежностей витрат природного газу від градусодіб були використані:

- дані про середньодобові температури зовнішнього повітря за грудень 2010 року отримані з архіву погодних умов сайту метеорологічної станції м. Павлоград;
- дані про добові витрати природного газу за той же період (представлені Підприємством).

Залежності витрат природного газу на опалення від градусодіб за грудень 2010 року на котельні ПМЗ мають вигляд, наведений на мал. 5.3.



**Мал. 5.3. Залежність витрат природного газу на опалення від градусодіб на котельні ПМЗ за грудень 2010 року**

Рівняння лінійних регресій та коефіцієнти детермінації для наведеної котельні представлені у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

**Результати регресійного аналізу**

Адреса котельні	грудень 2010 року	
	Рівняння	R <sup>2</sup>
ПМЗ	2353x+139443	0,7219

Критерії, за якими можливо вирішувати, має місто взаємодія між витратами природного газу та градусодобами, чи вона відсутня, такі:

- Значення коефіцієнта детермінації повинно бути  $R^2 \geq R^2_{\text{крит}}$ , де  $R^2_{\text{крит}} = 0,13$  (згідно: Бараз В.Р. Кореляційно-регресивний аналіз зв'язку показників комерційної діяльності з використанням програми EXEL // учбовий посібник. Єкатеринбург, 2005 р.)
- Значення коефіцієнтів **a** і **b** у рівнянні  $Y=a \cdot X+b$  повинно бути додатним.

Другий критерій очевидний за змістом, бо при від'ємних коефіцієнтах **a** і **b** рівняння не має логічного сенсу.

Таким чином, за результатами, приведеними у таблиці 5.2, можна визначити наступне:

1) Результати проведеного регресійного аналізу свідчать про присутність взаємозв'язку між витратами природного газу та градусодобами по котельні, що розглядається. Значення коефіцієнтів детермінації  $R^2$ , яке характеризує якість взаємозв'язку фактора та функції у рівнянні регресії, перевищує критичне значення (0,13).

2) Споживання природного газу на потреби опалення повинні залежати безпосередньо від температури зовнішнього повітря. Данні регресійного аналізу по наведеній котельні у грудні 2010 року свідчать про те, що у інтервалі значень градусодіб

21,7÷26,9 витрати природного газу мали незначне коливання, а у інтервалі значень градусодіб 22,3÷22,8 при приблизно однакових значеннях температури зовнішнього повітря відрізнялися на 27,6%. Це свідчить про невиконання персоналом котельні температурного графіку відпуску теплової енергії на потреби опалення. Відсутність постійного контролю та аналізу за споживанням палива у залежності від погодних умов приводить до нераціонального використання газу та росту його витрат, що видно з наведених вище залежностей.

3) Застосування автоматизованої системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ) дозволить персоналу Підприємства своєчасно виявляти факти нераціонального використання палива та вживати заходи щодо його усунення.

### 5.3. Результати обстеження. Ефективність роботи котельних агрегатів

Обстеження роботи котельних агрегатів на котельнях м. Павлоград за допомогою портативного газоаналізатора «ОКСИ-5М-5», інфрачервоного безконтактного термометра "RAYTEC", а також за допомогою штатних вимірювальних приладів, дозволило отримати наступні дані про їх техніко-економічні показники роботи.

#### Котельня ПМЗ

На котельні встановлені три водогрійні котли ПТВМ-30М.

При обстеженні у роботі перебував водогрійний котел ПТВМ-30М ст. № 3. Обстеження роботи котла дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

#### *Показники роботи котла ПТВМ-30М ст. № 3 котельні ПМЗ («фотографія»)*

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	390
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	42
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	106
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	24,960
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	13,4
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6,9
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	6,5
8.	Витрати палива (газ)	Vг	нм <sup>3</sup> /год.	3405
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/нм <sup>3</sup>	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кгс/см <sup>2</sup>	0,08
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	6
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:			
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	7,7
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	7,3
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	1,48
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	148
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	8,17
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,00
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	1,11
18.	ККД котла брутто по зворотному балансу	η <sub>бр<sup>0б</sup></sub>	%	90,73
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	b <sub>уд</sub>	кг у.п./Гкал	157,5
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	b <sub>удн</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	136,4



Як видно з результатів обстеження котел ПТВМ-30М ст. № 3 на котельні ПМЗ працює з коефіцієнтом корисної дії 90,73% на навантаженні 24,96 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали – 157,5 кг у. п./Гкал. Однак спалення природного газу ведеться з підвищеним надлишком повітря 1,48 при відсутності хімічного недопалу. Ретельні наладка та автоматичне регулювання оптимального режиму згорання палива (при надлишках повітря не більше 1,3) дозволить підвищити ККД котла на 1,5%.

#### Котельня 4-го мікрорайону

На котельні встановлені п'ять водогрійних котлів ТВГ-8М.

При обстеженні у роботі перебували водогрійні котли ТВГ-8М ст. №№ 3, 4, 5. Обстеження роботи котлів дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4

#### *Показники роботи котлів ТВГ-8М ст. №№ 3, 4, 5 котельні 4-го мікрорайону («фотографія»)*

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина		
				ст. № 3	ст. № 4	ст. № 5
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	123	128	118
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	52	52	51
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	85,7	80,2	71
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	4,145	3,610	2,360
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	12,1	12	12
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6	6,2	6,5
7.	Гідрравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	6,1	5,8	5,5
8.	Витрати палива (газ)	Bг	м <sup>3</sup> /год.	615	550	375
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кгс/см <sup>2</sup>	0,075	0,065	0,07
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	5	5	5
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:					
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	5,8	5,2	3,6
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	10,7	11,8	14,5
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,006	0,002	0,001
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	1,94	2,15	3,01
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	190	202	173
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	13,69	15,86	18,83
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,037	0,014	0,010
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	2,40	2,64	3,61
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	ηбр <sup>об</sup>	%	83,87	81,49	77,54
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал	170,3	175,3	184,2
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	bуд <sub>н</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	147,6	151,9	159,6

Як видно з результатів обстеження котли ТВГ-8М ст. № 3, 4, 5 на котельні 4-го мікрорайону працюють з низькими коефіцієнтами корисної дії 83,87%, 81,49% та 77,54% на навантаженнях 4,145, 3,61 і 2,36 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали – 170,3, 175,3, 184,2 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу з підвищеним надлишками повітря 1,94, 2,15, 3,01 при незначних значеннях хімічного недопалу приводить до зниження ККД в порівнянні з нормативним (90,2%) для котлів цього типу.

Зависокі значення гідравлічного опору котлів (при нормативному  $1,6 \text{ кгс/см}^2$ ) знижують теплообмін, слідством чого зростають температурами відхідних газів та втрати з відхідними газами і ККД котлів.

### **Котельня 5-го мікрорайону**

На котельні встановлені три водогрійні котли ТВГ-8М.

При обстеженні у роботі перебували водогрійні котли ст. №№ 1, 2. Обстеження роботи котлів дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.5.

Таблиця 5.5

### ***Показники роботи котлів ТВГ-8М ст. №№ 1, 2 котельні 5-го мікрорайону («фотографія»)***

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				ст. № 1	ст. № 2
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	115	80
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	55	56
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	75,9	93
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	2,404	2,960
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	10,5	11
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6,3	6,1
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	4,2	4,9
8.	Витрати палива (газ)	Bг	м <sup>3</sup> /год.	340	430
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кгс/см <sup>2</sup>	0,14	0,2
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	9	9
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	4,8	5,0
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	12,5	12,1
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0	0
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	2,31	2,22
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	111	149
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	8,82	11,69
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,00	0,00
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	3,56	3,04
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	ηбр <sup>00</sup>	%	87,61	85,27
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	буд	кг у.п./Гкал	163,1	167,5
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	буд <sub>н</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	141,3	145,2

Як видно з результатів обстеження котли ТВГ-8М ст. №№ 1, 2 на котельні 5-го мікрорайону працюють з коефіцієнтами корисної дії 87,61% та 85,27% на навантаженні 2,404 та 2,96 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали – 163,1 і 167,5 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу ведеться з зависокими надлишками повітря 2,31 та 2,22 при відсутності хімічного недопалу. Дані обстеження не виявили підвищенню ККД котлів при заміні подових пальників на пальники типу СНГ-33. Для підвищення ефективності роботи котлів треба провести досконалу наладку оптимального режиму спалення природного газу.

### Котельня по вул. Рєпіна, 95

На котельні встановлені три водогрійні котли ТВГ-8М.

При обстеженні у роботі перебували водогрійні котли ст. № 1, 3. Обстеження роботи котлів дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.6.

Таблиця 5.6

#### *Показники роботи котлів ТВГ-8М ст. № 1, 3 котельні по вул. Рєпіна, 95 («фотографія»)*

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				ст. № 1	ст. № 3
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	93	120
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	52,3	53,5
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	67,9	75
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	1,451	2,580
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	11,5	11,5
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6,25	6,0
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	5,3	5,5
8.	Витрати палива (газ)	Bг	м <sup>3</sup> /год.	218	380
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кгс/см <sup>2</sup>	0,03	0,03
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	8	8
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	3,8	4,7
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	14,2	12,6
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,001	0,03
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	2,9	2,35
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	118	141
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	11,77	11,73
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,009	0,227
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	5,38	3,37
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	ηбр <sup>об</sup>	%	82,84	84,67
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал	172,4	168,7
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	bуд <sub>н</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	149,4	146,2

З результатів обстеження видно, що котли ТВГ-8М ст. № 1, 3 на котельні по вул. Рєпіна, 72 працюють з коефіцієнтами корисної дії 82,84% та 84,67% на навантаженнях 1,451 Гкал/год. та 2,58 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали при цьому – 172,4 та 168,7 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу ведеться з надлишками повітря 2,9 і 2,35 при наявності незначного хімічного недопалу.

### Котельня по вул. К. Маркса, 21а

На котельні встановлені чотири водогрійні котли ТВГ-8М.

При обстеженні у роботі перебували водогрійні котли ст. №№ 1, 3. Обстеження роботи котлів дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.7.

Таблиця 5.7

#### *Показники роботи котлів ТВГ-8М ст. № 1, 3 котельні по вул. К. Маркса, 21а («фотографія»)*

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				№1	№3
1.	Витрати води через котел	G <sub>к</sub>	м <sup>3</sup> /год.	100	102
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	57,5	58,5
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	81,2	90,8
4.	Теплопродуктивність котла	Q <sub>к</sub>	Гкал/год.	2,370	3,295
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	10,8	10,2
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	5,8	6,3
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	5	3,9
8.	Витрати палива (газ)	B <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> /год.	380	485
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0,041	0,06
11.	Температура повітря на пальники	t <sub>п</sub>	°С	9	12
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	3,2	6,7
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	15,3	9,1
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,06	0,001
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	3,4	1,68
14.	Температура відхідних газів	t <sub>від</sub>	°С	158	203
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	18,63	12,42
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,669	0,005
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	3,60	2,82
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	η <sub>бр</sub> <sup>об</sup>	%	77,10	84,76
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	b <sub>уд</sub>	кг у.п./Гкал	185,3	168,5
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	b <sub>удн</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	160,5	146,0

З результатів обстеження видно, що котли ТВГ-8М ст. № 1, 3 на котельні по вул. К. Маркса, 21а працюють з коефіцієнтами корисної дії 77,10% та 84,76% на навантаженнях 2,37 Гкал/год. та 3,295 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали при цьому – 185,3 та 168,5 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу ведеться з надлишками повітря 3,4 і 1,68 при незначних значеннях хімічного недопалу.

### Котельня мікрорайону «Дніпровський»

На котельні встановлені п'ять водогрійних котлів КВГ-7,56.

При обстеженні у роботі перебували водогрійні котли ст. №№ 1, 2. Обстеження роботи котлів дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.8.

Таблиця 5.8

**Показники роботи котлів КВГ-7,56 котельні мікрорайону «Дніпровський»  
(«фотографія»)**

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				ст.№1	ст. №2
1.	Витрати води через котел	G <sub>к</sub>	м <sup>3</sup> /год.	90	73
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	51,1	51,6
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	75,7	87,5
4.	Теплопродуктивність котла	Q <sub>к</sub>	Гкал/год.	2,214	2,621
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	10,5	10,8
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6,1	6,2
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	4,4	4,6
8.	Витрати палива (газ)	B <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> /год.	335	380
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0,08	0,08
11.	Температура повітря на пальники	t <sub>п</sub>	°С	8	5
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	3,0	3,5
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	15,7	14,8
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,004	0,002
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	3,65	3,12
14.	Температура відхідних газів	t <sub>від</sub>	°С	118	101
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	14,52	11,04
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,05	0,02
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	3,35	2,96
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	η <sub>бр</sub> <sup>06</sup>	%	82,09	85,98
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	b <sub>уд</sub>	кг у.п./Гкал	174,0	166,2
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	b <sub>удн</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	150,8	143,9

З результатів обстеження видно, що котли КВГ-7,56 ст. № 1, 2 на котельні по мікрорайону «Дніпровський» працюють з коефіцієнтами корисної дії 82,09% та 85,98% на навантаженнях 2,214 Гкал/год. та 2,621 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали при цьому – 174 та 166,2 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу ведеться з завеликими надлишками повітря 3,65 і 3,12 при наявності оксиду вуглецю (хімнедопал) 0,004% та 0,002%. Як бачимо котли ст. №№ 1, 2 працюють з неоптимальними техніко-економічними показниками, тому потенціал по ефективному використанню палива, який можливо отримати за рахунок налашки оптимального співвідношення «паливо-повітря» (оптимальних надлишків повітря) та зниження гідравлічного опору поверхонь нагріву (нормативне 2,45 кгс/см<sup>2</sup>) може скласти від 5% до 7%.

### **Котельня № 15 сел. ім. 18-го Вересня (ПХЗ)**

На котельні встановлені три водогрійні котли КВГ-7,56.

При обстеженні у роботі перебував котел ст. №№ 2, 3. Обстеження роботи котла дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.9.

Таблиця 5.9

#### ***Показники роботи котлів КВГ-7,56 котельні № 15 сел. ім. 18-го Вересня («фотографія»)***

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				ст.№2	ст. №3
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	73	100
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	51,5	51,6
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	92,9	83,9
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	3,022	3,230
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	11	10,5
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	6,5	7
7.	Гідрравлчний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	4,5	3,5
8.	Витрати ипалива (газ)	Bг	м <sup>3</sup> /год.	450	458
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кгс/см <sup>2</sup>	0,11	0,11
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	13	13
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	6,6	6
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	9,2	10,3
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,004	0,02
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	1,71	1,87
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	228	151
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	14,08	9,87
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,02	0,12
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	2,68	2,56
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	ηбр <sup>об</sup>	%	83,22	87,45
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал	171,7	163,4
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	bуд <sub>н</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	148,7	141,5

З результатів обстеження видно, що котли КВГ-7,56 ст. № 2, 3 на котельні № 15 сел. ім. 18-го Вересня працюють з коефіцієнтами корисної дії 83,22% та 87,45% на навантаженнях 3,022 Гкал/год. та 3,230 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали при цьому – 171,7 та 163,4 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу ведеться з задовільними надлишками повітря 1,71 і 1,87 при наявності незначних втрат внаслідок неповноти згорання палива 0,02% та 0,12%. Як бачимо котел ст. № 2 працює з неоптимальними техніко-економічними показниками, які обумовлені дуже високою температурою відхідних газів, яка завдяки зменшенню теплообміну з причини занесення поверхонь нагріву оксидами заліза (про що свідчить високий гідрравлчний опір котла) перевищує нормативну для цього теплонавантаження котла. Наладка оптимального співвідношення «паливо-повітря» (оптимальних надлишків повітря) та зниження гідрравлчного опору поверхонь нагріву (нормативне 2,45 кгс/см<sup>2</sup>) дозволить підняти коефіцієнт корисної дії котлів від 2% до 7%.

### **Котельні № 17 сел. ім. 18-го Вересня**

На котельні № 17 сел. ім. 18-го Вересня встановлені два водогрійні котли КТ-75. Обстеження роботи котла ст. № 2 на цій котельні дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.10.

Таблиця 5.10

#### ***Показники роботи котла котельні № 17 сел. ім. 18-го Вересня («фотографія»)***

<b>№ з/п</b>	<b>Найменування параметру</b>	<b>Обозначення</b>	<b>Розмірність</b>	<b>Величина</b>
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	30
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	53,7
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	62,6
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	0,267
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	4,3
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	4,15
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	0,15
8.	Витрати палива (газ)	Vг	м <sup>3</sup> /год.	35,4
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>pн</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кПа	1,15
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	19
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:			
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	10,0
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	3,2
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,002
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	1,16
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	83
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	2,99
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,01
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	3,43
18.	ККД котла брутто по зворотному балансу	ηбр <sup>об</sup>	%	93,58
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал	152,7
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	bудн	м <sup>3</sup> /Гкал	132,3

Обстеження роботи котла КТ-75 ст. № 2 на котельні № 17 сел. ім. 18-го Вересня засвідчило що він працює з високим коефіцієнтом корисної дії 93,58% на навантаженні 0,267 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива склали 152,7 кг у. п./Гкал. Спалення природного газу здійснювалось при оптимальному коефіцієнті надлишку повітря 1,16.

### **Котельня сел. Геологів**

Котельня обладнана п'ятьма водогрійними котлами НІСТУ-5 та двома котлами ФАКЕЛІГ. Обстеження роботи котла НІСТУ-5 ст. № 1 дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.11.

**Показники роботи котла НІСТУ-5 ст. № 1 котельні сел. Геологів («фотографія»)**

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина
1.	Витрати води через котел	Gк	м <sup>3</sup> /год.	40
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°С	53,6
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°С	67,9
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.	0,572
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	4,6
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	4,2
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	0,4
8.	Витрати палива (газ)	Bг	м <sup>3</sup> /год.	83
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	8080
10.	Тиск газу на пальники	Pг	кПа	0,7
11.	Температура повітря на пальники	tп	°С	20
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:			
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	9,2
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	4,6
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0,001
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	1,25
14.	Температура відхідних газів	tвід	°С	268
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	12,45
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,004
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	2,19
18.	ККД котла бруто по зворотному балансу	ηбр <sup>об</sup>	%	85,36
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал	167,4
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	bуд <sub>н</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	145,0

Техніко-економічні показники роботи водогрійного котла НІСТУ-5 ст. № 1, які наведені у таблиці 5.12, свідчать про те, що експлуатація цього котла ведеться з коефіцієнтом корисної дії 85,36%. Теплове навантаження склало 0,572 Гкал/год., а питомі витрати умовного палива – 167,4 кг у. п./Гкал. Встановлення на котлі газових пальників типу СНГ-22 дозволило за рахунок оптимального співвідношення «паливо-повітря», яке можливо налагодити на цьому пальнику, підняти ККД котла до вказаної величини. Але конструктивні особливості котла НІСТУ-5 не дозволяють повністю використовувати тепловий потенціал палива (про це свідчить завелика температура відхідних газів 268°С), що приводить до зниження коефіцієнта корисної дії.

**Котельня 4-ї міськлікарні**

На котельні встановлені п'ять водогрійних котлів НІСТУ-5.

Обстеження роботи котлів ст. №№ 4, 5 дозволило отримати наступні дані про техніко-економічні показники роботи, наведені у таблицях 5.12.



**Показники роботи котлів НІСТУ-5 котельні 4-ї міськлікарні («фотографія»)**

№ з/п	Найменування параметру	Обозначення	Розмірність	Величина	
				ст. №4	ст. №5
1.	Витрати води через котел	G <sub>к</sub>	м <sup>3</sup> /год.	50	65
2.	Температура води до котла	t <sub>1</sub>	°C	59	60,6
3.	Температура води за котлом	t <sub>2</sub>	°C	64,5	67
4.	Теплопродуктивність котла	Q <sub>к</sub>	Гкал/год.	0,275	0,416
5.	Тиск води до котла	P <sub>1</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	4,2	4,2
6.	Тиск води за котлом	P <sub>2</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	3,9	4,1
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/см <sup>2</sup>	0,3	0,1
8.	Витрати палива (газ)	B <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> /год.	48	64
9.	Теплота згорання палива	Q <sup>пн</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	8080	8080
10.	Тиск газу на пальники	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	160	100
11.	Температура повітря на пальники	t <sub>п</sub>	°C	20	20
12.	Концентрація у сухих продуктах згорання за котлом:				
	діоксиду вуглецю;	VCO <sub>2</sub>	%	2,6	5,7
	кисню;	VO <sub>2</sub>	%	16,4	10,8
	оксиду вуглецю.	VCO	%	0	0
13.	Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	4,2	1,97
14.	Температура відхідних газів	t <sub>від</sub>	°C	183	238
15.	Втрати тепла з відхідними газами	q <sub>2</sub>	%	24,78	16,24
16.	Втрати тепла внаслідок неповноти згорання	q <sub>3</sub>	%	0,000	0,000
17.	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	3,36	2,59
18.	ККД котла брутто по зворотному балансу	η <sub>бр<sup>об</sup></sub>	%	71,86	81,17
19.	Питомі витрати умовного палива по зворотному балансу	b <sub>уд</sub>	кг у.п./Гкал	198,8	176,0
20.	Питомі витрати натурального палива по зворотному балансу	b <sub>удн</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	172,2	152,5

Результати обстеження роботи котлів НІСТУ-5 ст. № 4, 5 на котельні 4-ої міськлікарні свідчать що вони працювали з дуже низьким коефіцієнтом корисної дії 71,86% та 81,17% на навантаженнях 0,275 Гкал/год. і 0,416 Гкал/год. Питомі витрати умовного палива склали 198,8 та 176 кг у. п./Гкал. Занизький ККД котла №4 обумовлює для цього теплового навантаження велике значення температури відхідних газів та надлишків повітря (α=4,2), яке бере участь у спалюванні природного газу.

**Котельні з котлами НІСТУ-5 та «Універсал»**

Перелік котельень з котлами НІСТУ-5, «Універсал» з їх техніко-економічними показниками роботи у 2010 році, отриманими по даним підприємства, наведено у таблиці 5.13.

Таблиця 5.13

**Показники роботи малих котелень з котлами НІСТУ-5 та «Універсал»**

№ з/п	Адреса котельні	Кількість котлів	Тип котлів	Приєднане навантаження котельні, Гкал/год.	Витрати газу, тис. м <sup>3</sup>	Виробіток тепла, Гкал	Середній ККД котлів, %
1.	69-й квартал, Радянська, 60	8	НІСТУ-5	4,647	508,751	3538,120	85,81
2.	ЮЦ, Полтавська, 95	6	НІСТУ-5	2,223	646,81	4334,865	82,69
3.	81-й квартал, Шевченко, 132	8	НІСТУ-5	2,539	537,122	3468,552	79,68
4.	Московська, Комунальний, 16а	5	НІСТУ-5	0,937	245,511	1609,561	80,89
5.	ПШС-1А, Ушинського, 1а	5	НІСТУ-5	1,144	535,808	3517,497	81,00
6.	БК "Шахтобудівників",	1	Універсал-3	0,134	37,34	227,059	75,03
7.	ЦМЛ, Дніпровська, 541	5	НІСТУ-5	1,504	330,552	2224,932	83,03
<b>Всього:</b>				<b>13,128</b>	<b>2841,894</b>	<b>18920,586</b>	<b>82,15</b>

Техніко-економічні показники роботи водогрійних котлів, які наведені у таблиці 5.13, свідчать про те, що експлуатація цих котлів ведеться з низькими коефіцієнтами корисної дії. Котли такого типу є застарілі, як морально, так і фізично. Середній ККД котлів наведених котелень не перевищував 82,15%. Середні питомі витрати умовного палива при цьому склали 173,9 кг у. п./Гкал. Для найбільш ефективного використання теплового потенціалу палива необхідно відмовитись від експлуатації котлів типу НІСТУ-5 та «Універсал» приведених у таблиці 5.13.

**5.4. Використання твердих побутових відходів для заміщення природного газу**

Павлоград має значні проблеми в сфері збирання вивозу та захоронення твердих побутових відходів (ТПВ). Для прибирання ТПВ витрачається пальне, відводяться території під звалища. В передових країнах світу відходи переробляються, частина з них спалюється. Енергія горіння використовується для забезпечення тепловою енергією міста. Слід зазначити, що при цьому значна робота по сортуванню сміття виконується мешканцями. За рік в місті утворюється 56 тис. тон твердих побутових відходів (виходячи з норми 0,5 т на людину за рік на 112 тис. мешканців) із нижчою теплотворною спроможністю 1540 ккал/кг (енергія ТПВ за рік складе 86 тис. Гкал). Виходячи з цього можна зазначити, що для міста велике значення має використання в якості палива ТПВ. За 2010 рік на потреби опалення було вироблено 257 173 Гкал теплоенергії. Із застосуванням ТПВ може бути вироблено, враховуючи ККД спалювання відходів 90%, 77 тис. Гкал, тобто, 30% від загальної кількості виробленої теплоенергії.

Використання ТПВ в якості палива багато складніше, ніж газу. Таке паливо потребує спорудження складу палива та додаткових пристроїв підготовки та його транспортування. З огляду на це використання цих видів палива потребує, окрім фінансування, організаційних зусиль по розробці важелів впливу для впровадження заміщення газу (організації фондів заохочення за рахунок використання частини коштів від економії палива).

Для котелень різної потужності може бути застосовані різні методи спалювання твердих побутових відходів. На середніх котельнях потужністю 0,1÷2 Гкал/год. кращим є використання передтопків прямооточного та циклонного устрою з запалювальним каменем, які можуть встановлюватися на котлах замість газових пальників (в разі наявності необхідного міста.).

Для великих котелень (більше 2 Гкал/год.) доречно використовувати об'ємне спалювання твердого палива з підсвітленням газом. За даними еколого-теплотехнічних іспитів доля теплоенергії, яку дає газ, складає 10-20%. Така технологія використовується, наприклад, на Берегометському заводі ДСП та ін.

Використання такого палива має наступні особливості:

1. Для використання палива, яке дає більш шкідливі викиди, більш придатні котельні,

розташовані на околиці міста. Котельня повинна мати територію для розташування твердого палива та пристроїв його приготування.

2. Для втілення пілотного проекту спалення деревини котельня повинна відповідати наступним вимогам:

- котельня повинна мати теплове навантаження, достатнє для окупності модернізації зі зміною палива;
- кількість котлів повинна бути три та більше для використання можливості працювати на двох видах палива;
- котли повинні мати конструкцію, що дозволяє їх переведення з газу на тверде паливо з встановленням камери попередньої газифікації палива, тобто, мати велику топку, рідку трубну решітку та дозволяти встановлення колосників та циклонів за котлом.

Найбільш привабливими для пілотних проектів є котельні з котлами НІСТУ-5, що дозволяють із нескладними переробками пристосувати їх до спалювання твердого палива.

### **ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ**

Обстеження роботи окремих котельнь КП «Павлоградтеплоенерго» виявило, що котли на них експлуатуються при наступних ККД, які склали:

- ПТВМ-30М ст. № 3 котельні ПМЗ – 90,73%;
- ТВГ-8М № 3, 4, 5 котельні 4-го мікрорайону – 83,87%, 81,49% та 77,54%;
- ТВГ-8М № 1, 2 котельні 5-го мікрорайону – 87,61% та 85,27%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні 37-го кварталу – 77,1% та 84,76%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні Міськвітки по вул. Рєпіна, 95, – 82,84% та 84,67%;
- КВГ-7,56 № 1, 2 котельні Дніпровській – 82,09% та 85,98%;
- КВГ-7,56 № 2, 3 котельні ПХЗ – 83,22% і 87,45%;
- НІСТУ-5 № 4, 5 котельні ЦМЛ – 71,86% і 81,17%;
- НІСТУ-5 № 1 котельні сел. Геологів – 85,36%.

Котли на приведених котельнях (окрім котельні ПМЗ) працюють з неоптимальними техніко-економічними показниками. Такі показники обумовлені по-перше неоптимальними співвідношеннями «паливо-повітря», про що свідчать зависокі надлишки повітря при спалюванні природного газу. По-друге на зниження ККД котлів ТВГ-8М та КВГ-7,56 впливали дуже високі температури відхідних газів, які обумовлені зменшенням теплообміну з причини занесення поверхонь нагріву оксидами заліза (про що свідчать високі гідравлічні опори котлів). Наладка оптимального співвідношення «паливо-повітря» (оптимальних надлишків повітря) та зниження гідравлічного опору поверхонь нагріву після влаштування на цих котельнях деаерації підживлювальної води та очищення або заміни занесених поверхонь нагріву дозволить підняти коефіцієнт корисної дії котлів як найменше на 5,0% (ЗПЕ № 4).

Під час проведення інструментального обстеження було встановлено, що тягодуттьови прилади (ТДП) котлів котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами. В роботі знаходить постійно один котел. Спалювання природного газу ведеться при відсутності автоматики регулювання оптимальних співвідношень «паливо-повітря». Процес регулювання співвідношення «паливо-повітря» здійснюється мануальним регулюванням відносно витратам газу завантаження дуттьових вентиляторів і димотягів за допомогою напрямних апаратів, тобто дроселюванням. Даний спосіб регулювання не є ефективним.

Енергоаудиторами рекомендується встановити частотно-регулюючі пристрої типу СТ2 «СТРУМ» (або аналоги) на дуттьовий вентилятор ВД-12 (75 кВт) та димотяг Д-15,5 (125 кВт) одного з котлів ПТВМ-30М котельні ПМЗ. Установка ЧРП разом з автоматикою регулювання оптимального співвідношення «паливо-повітря» дозволяє плавно регулювати подачу повітря в котел й підтримувати необхідне розрідження в топках залежно від завантаження котлів. При цьому досягається оптимальне співвідношення

«паливо-повітря». Таким чином, котел працює в оптимальному, економічному режимі. Впровадження ЗПЕ № 2 дозволить за рахунок ведення оптимальних режимів згоряння палива знизити його споживання на ПМЗ як найменше на 1%.

Генерація теплової енергії на котельнях з котлами НІСТУ-5 та «Універсал-3» ведеться з дуже низькими коефіцієнтами корисної дії. ККД котлів по статистичним даним Підприємства в середньому не перевищує 82,15%. Але при обстеженні котельні 4-ої міської лікарні котли НІСТУ-5 ст. №№ 4, 5 працювали з більш низькими ККД, які склали 71,86% та 81,17%.

Для зниження споживання природного газу пропонується замінити котли НІСТУ-5 та «Універсал» на малих котельнях на сучасні котли «КОЛВІ» з номінальною тепловою потужністю, яка відповідає розрахунковим тепловим навантаженням на опалення (ЗПЕ № 3). Коефіцієнт корисної дії запропонованих котлів не нижче 93%.

Для зменшення паливної складової собівартості теплової енергії та диверсифікації видів палива пропонується пілотний проект (ЗПЕ № 3/1) по переводу на використання твердих побутових відходів (ТПВ) котельні невеликої потужності, до складу яких входять котли НІСТУ-5 в кількості не менше двох одиниць. Для спалювання ТПВ пропонується застосувати на котельнях сел. Геологів та ПСШ-1а по одному піролізному передтопку потужністю 0,7 Гкал/год. фірми ТОВ «Колосов і К» (Харківська область, смт. Солоницівка). Пристрій обладнаний автоматикою навантаження, необхідними пристроями захисту та блокування.

## 6. АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

### 6.1. Загальні відомості про систему тепlopостачання

КП "Павлоградтеплоенерго" є підприємством, яке надає послуги з централізованого опалення населенню, бюджетним і комунально-побутовим, а також госпрозрахунковим організаціям. Основним завданням Підприємства є забезпечення споживачів тепловою енергією на потреби опалення з урахуванням оптимальних комфортних умов.

У цей час на балансі Підприємства перебувають:

- 18 котелень.
- 13 центральних теплових пунктів (ЦТП).
- 163,3 км теплотрас опалення у 2-трубному вирахованні та 1,4 км теплотрас ГВП у однотрубному вирахованні.

Системи тепlopостачання всіх котелень – закриті. Споживачі приєднані до теплових мереж за залежною схемою.

Спосіб регулювання відпуску теплової енергії – якісний. Розрахункова температура усередині приміщень: +20<sup>0</sup>С. Розрахункова температура зовнішнього повітря для опалення: – - 24<sup>0</sup>С.

Тривалість опалювального сезону 4320 год.

Встановлена потужність котелень Підприємства – 372,075 Гкал. Приєднане теплове навантаження – 151,28 Гкал.

### ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Джерелами тепlopостачання в місті Павлоград є котельні, перелік яких із зазначенням приєднаних теплових навантажень, наведено у таблицях 6.1 – 6.2.

Таблиця 6.1

#### Характеристика районних котелень

№ з/п	Найменування джерела тепlopостачання	Встановлена потужність котельнь, Гкал/год.	Розрахункове підключене навант. котелень на опалення, Гкал/год.	Температурний графік роботи
1.	Котельня 81-го кварталу	3,964	2,505	95/70 <sup>0</sup> С
2.	Котельня Міськвітка	24,9	8,425	95/70 <sup>0</sup> С
3.	Котельня 37-го кварталу + Котельня Радянська	73,2	19,539	95/70 <sup>0</sup> С
5.	Котельня 69-го кварталу	4,174	4,623	95/70 <sup>0</sup> С
4.	Котельня кварталу "Московський"	1,96	0,937	95/70 <sup>0</sup> С
6.	Котельня ІОЦ	3,552	2,223	95/70 <sup>0</sup> С
7.	Котельня 4-го МКР-ну	41,5	21,881	95/70 <sup>0</sup> С
8.	Котельня ЗОШ-18	1,72	1,036	95/70 <sup>0</sup> С
9.	Котельня 5-го МКР-ну	24,9	11,094	95/70 <sup>0</sup> С
10.	Котельня МКР-ну "Дніпровський"	32,5	11,112	95/70 <sup>0</sup> С
11.	Котельня селища геологів	4,2	4,024	95/70 <sup>0</sup> С
12.	Котельня ПСШ-1а	2,825	1,144	95/70 <sup>0</sup> С
13.	Котельня ПХЗ №15	19,5	15,849	95/70 <sup>0</sup> С
14.	Котельня селища "Нове" (ПМЗ)	120	41,606	95/70 <sup>0</sup> С
15.	Котельня військової частини	7,68	3,233	95/70 <sup>0</sup> С
16.	Котельня МЛ №4	3,035	1,446	95/70 <sup>0</sup> С
17.	Котельня ДК "Шахтобудівників"	0,215	0,134	95/70 <sup>0</sup> С
18.	Котельня ПХЗ-17	2,25	0,469	95/70 <sup>0</sup> С
<b>Всього:</b>		<b>372,075</b>	<b>151,28</b>	

Котельні працюють на протязі опалювального сезону з зупинами впродовж літнього періоду з причини відсутності послуги централізованого ГВП.

Структура розподілення обсягів виробітку теплової енергії котельнями підприємства у 2010 році наведена у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2

**Структура розподілення обсягів виробітку теплової енергії у 2010 році**

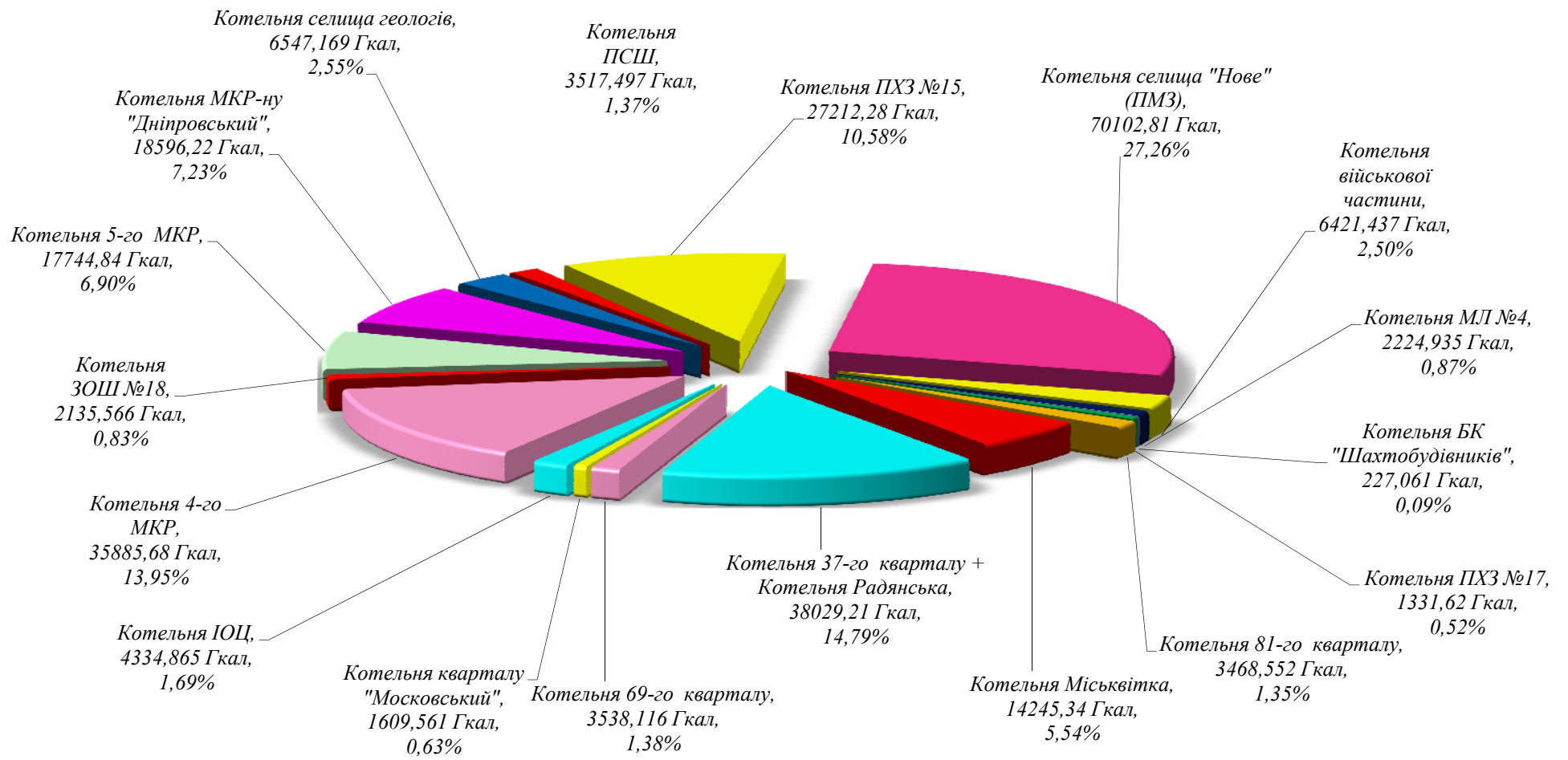
№ з/п	Котельня	Виробіток теплової енергії	
		Гкал	%
1.	Котельня 81-го кварталу	3468,552	1,35
2.	Котельня Горветка	14245,336	5,54
3.	Котельня 37-го кварталу + Котельня Радянська	38029,205	14,79
4.	Котельня 69-го кварталу	3538,116	1,38
5.	Котельня кварталу "Московський"	1609,561	0,63
6.	Котельня ІОЦ	4334,865	1,69
7.	Котельня 4-го МКР-ну	35885,681	13,92
8.	Котельня ЗОШ-18	2135,566	0,83
9.	Котельня 5-го МКР-ну	17744,840	6,90
10.	Котельня МКР-ну "Дніпровський"	18596,218	7,23
11.	Котельня селища геологів	6547,169	2,55
12.	Котельня ПСШ-1а	3517,497	1,37
13.	Котельня ПХЗ №15	27212,276	10,58
14.	Котельня селища "Нове" (ПМЗ)	70102,806	27,26
15.	Котельня військової частини	6421,437	2,50
16.	Котельня МЛ №4	2224,935	0,87
17.	Котельня ДК "Шахтобудівників"	227,061	0,09
18.	Котельня ПХЗ-17	1331,617	0,52
<b>Всього:</b>		<b>257172,738</b>	<b>100</b>

З наведеної у таблиці 6.2 структури розподілення найбільшу частку у виробітку теплової енергії мають наступні котельні:

- ✓ Котельня селища "Нове" (ПМЗ) ..... - 70102,806 Гкал (27,26%);
- ✓ Котельня 37-го кварталу + Котельня Радянська ..... - 38029,205 Гкал (14,79%);
- ✓ Котельня 4-го МКР-ну ..... - 35885,681 Гкал (13,92%);
- ✓ Котельня ПХЗ №15 ..... - 27212,276 Гкал (10,58%).

Частка наведених котелень у виробітку теплової енергії підприємством складає біля 66,55%.

Структура розподілення обсягів виробітку теплової енергії котельнями підприємства у 2010 році наведена на мал. 6.1.



**Мал. 6.1. Структура розподілення обсягів виробітку теплової енергії котельнями підприємства у 2010 році**

## **МЕРЕЖІ ТРАНСПОРТУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ**

Для здійснення транспорту теплової енергії споживачам на потреби опалення призначені теплові мережі, які перебувають на балансі підприємства.

Трубопроводи теплових мереж опалення Підприємства мають сумарну довжину 163,318 км теплотрас в 2-трубному вирахованні. Діапазон зміни діаметрів трубопроводів – від Ø32 мм до Ø530 мм. 59,2% теплотрас прокладені надземним способом, 40,8% – підземним.

Необхідно зазначити, що підприємство не веде роботи по заміні трубопроводів теплових мереж попередньо ізольованими ППУ трубами, прокладеними безканално. На момент надання вихідних даних Підприємством протяжність трубопроводів, що замінені ППУ трубами складала 0 км.

Матеріальна характеристика зовнішніх теплових мереж опалення у однострубному вирахованні кожного джерела генерації теплової енергії наведена у Додатку А.

### **ЦЕНТРАЛЬНІ ТЕПЛОВІ ПУНКТИ**

На балансі підприємства знаходяться 13 теплових пунктів, що використовуються у якості підвищувальних насосних системи опалення або як розподільчі станції. Теплотехнічне устаткування (бойлери) на ЦТП – відсутнє.

Централізоване приготування води для потреб гарячого водопостачання у місті Павлоград не проводиться.

### **СПОЖИВАЧІ**

Споживачами теплової енергії КП «Павлоградтеплоенерго» є житлові будинки, бюджетні заклади та установи, комунальні підприємства та ін.

Серед споживачів теплової енергії на потреби опалення на підприємстві виділяють наступні групи:

I група – населення.

II група – бюджетні організації.

III група – промислові й інші споживачі теплової енергії.

Динаміка відпустки теплової енергії споживачам (по групах) за період 2008-2010 рр. наведена у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3

#### **Динаміка відпустки теплової енергії споживачам за період 2008-2010р.р.**

№ з/п	Найменування	Од. вим.	2008 р.		2009 р.		2010 р.	
			Опалення	ГВП	Опалення	ГВП	Опалення	ГВП
1.	Населення	Гкал	150854,038	0	141532,890	0	159325,402	0
2.	Бюджет	Гкал	28790,451	0	27622,243	0	32516,514	0
3.	Інші	Гкал	13332,976	0	10148,314	0	9998,148	0
<b>Всього</b>		<b>Гкал</b>	<b>192977,465</b>	<b>0</b>	<b>179303,447</b>	<b>0</b>	<b>201840,064</b>	<b>0</b>

Загальна кількість теплових уведень, підключених до централізованої системи теплопостачання м. Павлоград, за станом на січень 2011 року, становить 962 одиниці.

Загальне розрахункове навантаження на опалення – 151,28 Гкал/год.;

Перелік споживачів з приєднаним тепловим навантаженням, кількістю та станом засобів обліку наведено у Додатку Б.

#### **6.2. Ефективність використання теплової енергії**

Виходячи зі структури розподілення обсягів виробітку теплової енергії котельнями КП «Павлоградтеплоенерго» у 2010 році, котельня селища "Нове" (ПМЗ) має одну з



найбільших часток (27,26%) у виробітку теплової енергії. На її прикладі проведений аналіз по оцінці ефективності використання теплової енергії.

### **КОТЕЛЬНЯ СЕЛИЩА "НОВЕ" (ПМЗ)**

Основними тепловими навантаженнями котельні є навантаження опалення житлових будинків, адміністративних, громадських та інших будівель.

Котельня обладнана трьома водогрійними котлами ПТВМ-30М. На момент проведення обстеження у роботі був один котел № 3.

Система тепlopостачання котельні – двохтрубна. Послуга централізованого відпуску води на потреби ГВП у системі – відсутня.

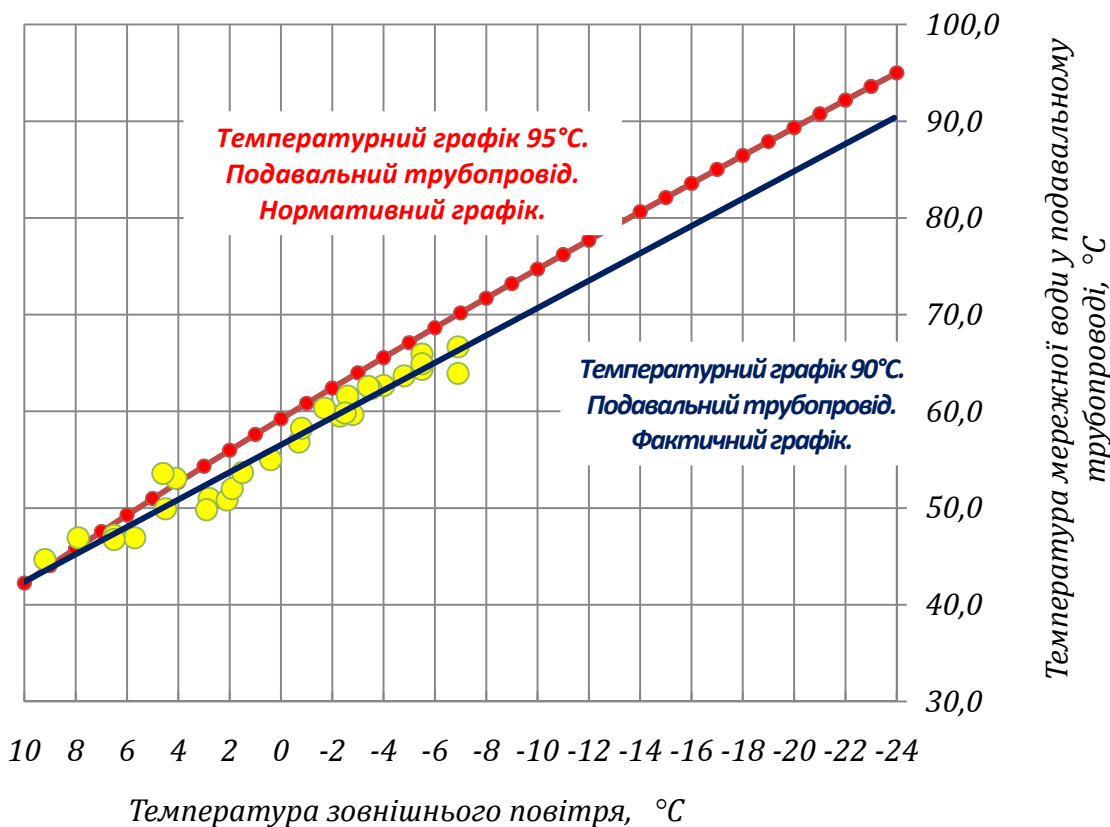
Теплопідготовча установка мережної води (ТПУМВ) окрім котлів складається з наступного теплотехнічного устаткування:

- Мережний насос Д-2000/100 у кількості 4 одиниць (один – у роботі, три – у резерві),  $Q = 2000 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $H = 100 \text{ м в. ст.}$ ;  $n = 1000 \text{ об/хв.}$ ;  $N = 630 \text{ кВт.}$
- Мережний насос ЦН-400/105 у кількості 2 одиниць (обидва – у резерві),  $Q = 400 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $H = 105 \text{ м в. ст.}$ ;  $n = 1475 \text{ об/хв.}$ ;  $N = 200 \text{ кВт.}$
- Мережний насос ЗВ-200 у кількості 2 одиниць (один – у роботі, один – у резерві),  $Q = 500 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $H = 105 \text{ м в. ст.}$ ;  $n = 1475 \text{ об/хв.}$ ;  $N = 200 \text{ кВт.}$
- Підживлювальні насоси 8К-12 ( $Q = 288 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $H = 29 \text{ м в. ст.}$ ;  $n = 1500 \text{ об/хв.}$ ;  $N = 200 \text{ кВт}$ ) у кількості 2 одиниць та 6К-8 ( $Q = 162 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $H = 32,5 \text{ м в. ст.}$ ;  $n = 1500 \text{ об/хв.}$ ;  $N=40 \text{ кВт}$ ) у кількості 5 одиниць.

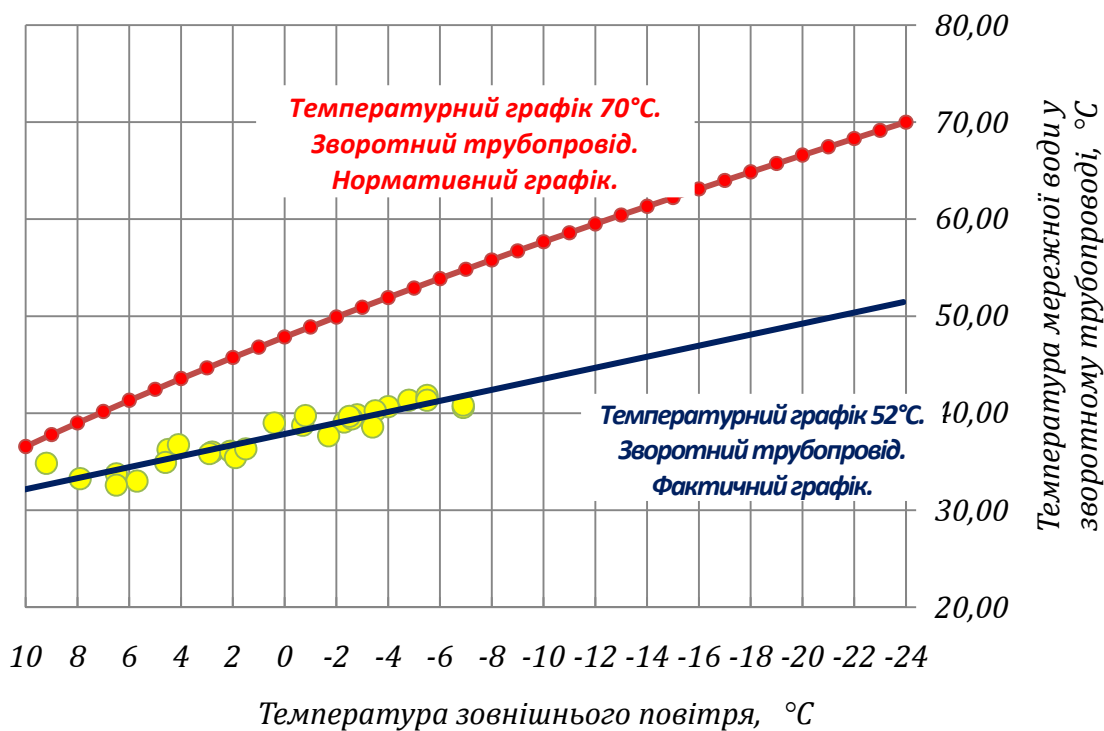
Розрахункове теплове навантаження на опалення системи тепlopостачання складає  $Q^p = 41,606 \text{ Гкал/год.}$

Затверджений температурний графік відпуску теплової енергії – 95/70°C з якісним регулюванням.

Для перевірки відповідності роботи системи тепlopостачання котельні прийнятому температурному графіку відпуску тепла побудовано порівняльні графіки фактичних температур теплоносія у подавальному та зворотному трубопроводах на виводі з котельні до зовнішньої тепломережі від середньодобової температури зовнішнього повітря на протязі січня 2010 року. Графіки наведені на мал. 6.2 та 6.3.



Мал. 6.2. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у подавальному трубопроводі на виведенні з котельні селища «Нове» (ПМЗ) до тепломережі від температури зовнішнього повітря у грудні 2010 року



Мал. 6.3. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у зворотному трубопроводі на виведенні з котельні селища «Нове» (ПМЗ) до тепломережі від температури зовнішнього повітря у грудні 2010 року

У результаті обробки графічних даних можна визначити, що побудована лінія за даними фактичних температур теплоносія у подавальному трубопроводі теплової мережі системи теплопостачання котельні ПМЗ не співпадає з нормативним температурним графіком 95/70°C. Побудована залежність фактичної температури мережної води у подавальному трубопроводі у залежності від температури зовнішнього повітря дозволяє зробити висновок про роботу системи теплопостачання за температурним графіком 90/52°C.

Для перевірки відповідності фактичних витрат мережної води по системі теплопостачання котельні виконане їх порівняння з розрахунковими витратами теплоносія.

Визначення розрахункової витрати теплоносія, що має циркулювати у мережах системи теплопостачання розраховуємо за формулою:

$$G_{\text{оп}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \times 10^3, \text{ м куб./год.}$$

де:  $Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}$  – розрахункове навантаження на опалення та вентиляцію, Гкал/год.;

$T_{\text{под}}^{\text{граф}}$  – розрахункова температура теплоносія у подавальному трубопроводі, °С;

$T_{\text{звор}}^{\text{граф}}$  – розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі, °С.

Розрахункове теплове навантаження на опалення системи теплопостачання котельні за даними Підприємства складає 41,606 Гкал/год.

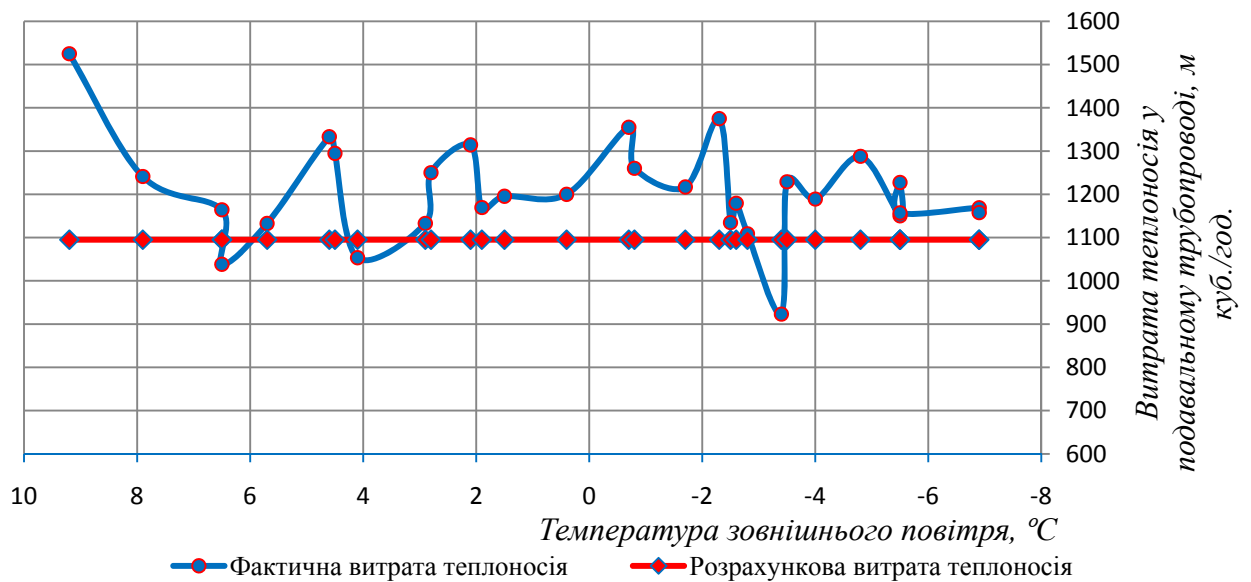
Розрахункова витрата теплоносія, що має циркулювати у мережах системи теплопостачання котельні ПМЗ, за графіком 95/70°C, складає **1 664,24** м<sup>3</sup>/год. (без урахування тепловтрат).

Розрахункова витрата теплоносія, що має циркулювати у мережах системи теплопостачання котельні ПМЗ, за графіком 90/52°C, складає **1 095** м<sup>3</sup>/год. (без урахування тепловтрат).

$$G_{\text{оп}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \times 10^3 = \frac{41,606}{95 - 70} \times 10^3 = 1664,24 \text{ м. куб./год.}$$

$$G_{\text{оп}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \times 10^3 = \frac{41,606}{90 - 52} \times 10^3 = 1095 \text{ м. куб./год.}$$

За добовими даними роботи котельні у грудні 2010 року, наданими Підприємством та виконаними розрахунками, побудовано динаміку змінення витрати теплоносія у подавальному трубопроводі у залежності від температури зовнішнього повітря по системі теплопостачання котельні.

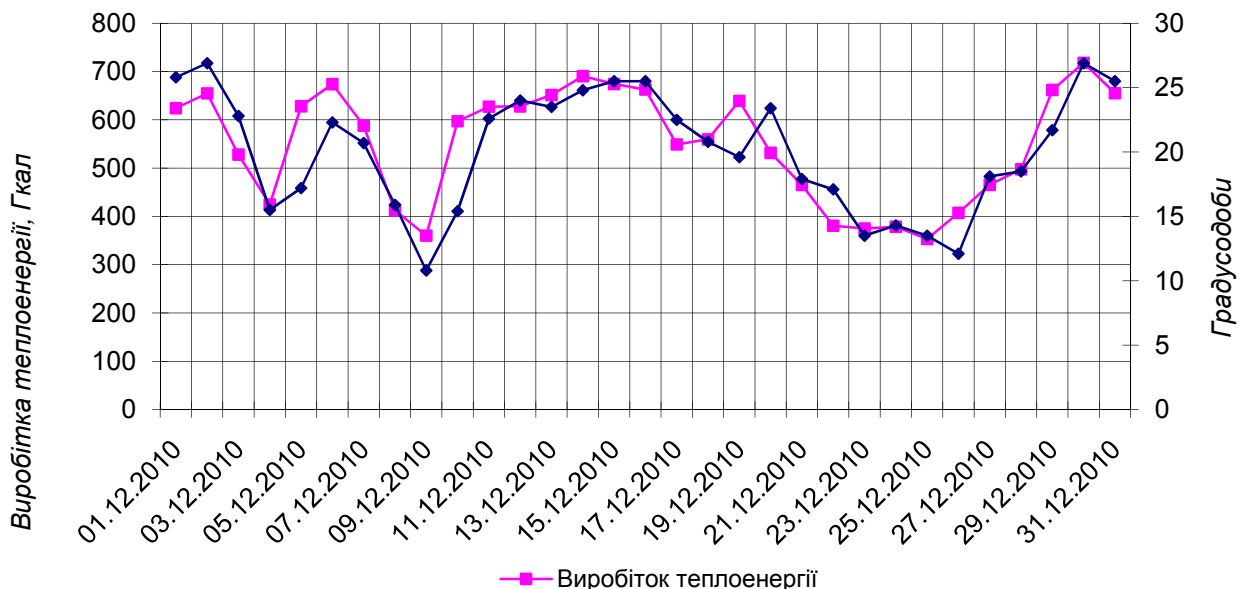


**Мал. 6.4. Динаміка змінення витрати теплоносія у подавальному трубопроводі системи тепlopостачання котельні ПМЗ від температури зовнішнього повітря у грудні 2010 року**

Графічне відображення порівняння фактичних та розрахункових витрат теплоносія виявило перевитрату мережної води, яка забезпечує компенсування втрат теплоенергії у зовнішніх тепломережах, гідравлічну розбалансованість системи тепlopостачання та недотримання температурного режиму.

За даними варткових журналів роботи котельні впродовж грудня 2010 року складено зведену таблицю 6.4 параметрів роботи котельні.

Для унаочнення характеру відпуску теплової енергії з котельні на протязі місяця (грудня) 2010 року та відображення залежності відпуску тепла від кількості градусодіб побудовано динаміку відпуску, наведену на мал. 6.5.



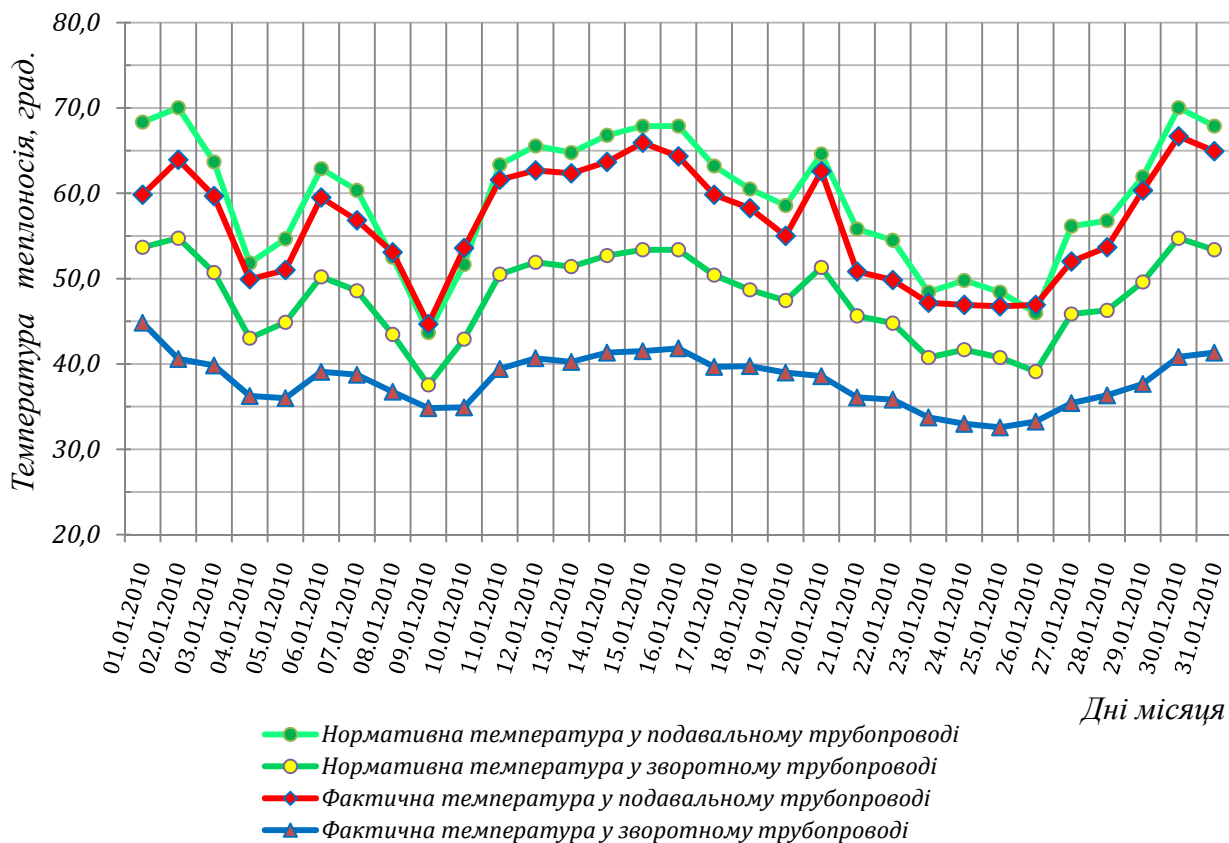
**Мал. 6.5. Динаміка відпуску теплової енергії з котельні ПМЗ та кількість градусодіб у грудні 2010 року**

Таблиця 6.4

**Зведена таблиця параметрів роботи котельні ПМЗ за грудень 2010 року.**

Дата	Температура зовнішнього повітря, °С	Градусодоби	Середня температура мережної води, °С		Середня витрата мережної води на місто, м <sup>3</sup> /год.	Виробіток тепла, Гкал	Витрати газу, м <sup>3</sup>
			Подавальн.	Зворотн.			
1 грудня	-5,8	25,8	59,8	44,8	1168,9	624,2	69578
2 грудня	-6,9	26,9	63,9	40,6	1108,7	654,8	72991
3 грудня	-2,8	22,8	59,7	39,8	1294,6	527,9	58850
4 грудня	4,5	15,5	49,9	36,3	1250,0	424,7	47349
5 грудня	2,8	17,2	51,0	36,0	1374,9	627,9	70000
6 грудня	-2,3	22,3	59,5	39,1	1355,1	673,8	75116
7 грудня	-0,7	20,7	56,8	38,8	1053,4	588,0	65546
8 грудня	4,1	15,9	53,1	36,8	1525,0	412,9	46023
9 грудня	9,2	10,8	44,7	34,8	1333,1	360,1	40147
10 грудня	4,6	15,4	53,6	34,9	1179,3	597,0	66554
11 грудня	-2,6	22,6	61,6	39,4	1189,0	627,2	69920
12 грудня	-4,0	24	62,7	40,7	1229,0	627,8	69981
13 грудня	-3,5	23,5	62,3	40,3	1287,8	651,3	72602
14 грудня	-4,8	24,8	63,7	41,3	1150,4	690,5	76969
15 грудня	-5,5	25,5	65,92	41,5	1227,4	674,2	75159
16 грудня	-5,5	25,5	64,3	41,8	1134,7	662,8	73885
17 грудня	-2,5	22,5	59,8	39,7	1260,1	549,0	61203
18 грудня	-0,8	20,8	58,3	39,8	1200,0	559,5	62370
19 грудня	0,4	19,6	55,0	39,0	923,0	639,1	71247
20 грудня	-3,4	23,4	62,6	38,6	1314,3	531,7	59268
21 грудня	2,1	17,9	50,8	36,1	1132,9	465,2	51864
22 грудня	2,9	17,1	49,8	35,8	1164,2	380,6	42432
23 грудня	6,5	13,5	47,2	33,8	1132,6	375,0	41798
24 грудня	5,7	14,3	46,9	33,0	1038,3	378,4	42181
25 грудня	6,5	13,5	46,8	32,6	1241,2	353,1	39361
26 грудня	7,9	12,1	46,9	33,3	1169,4	407,2	45395
27 грудня	1,9	18,1	52,0	35,4	1195,5	465,3	51874
28 грудня	1,5	18,5	53,7	36,3	1217,0	497,5	55463
29 грудня	-1,7	21,7	60,3	37,7	1157,7	661,8	73779
30 грудня	-6,9	26,9	66,7	40,8	1157,0	718,0	80038
31 грудня	-5,5	25,5	64,9	41,3	1168,9	655,1	73024
<b>Середнє значення:</b>	<b>-0,1</b>	<b>20,15</b>	<b>56,6</b>	<b>38,1</b>	<b>1205,5</b>	<b>550,4</b>	<b>61353,77</b>
<b>Всього:</b>		<b>624,6</b>				<b>17061,7</b>	<b>1901967</b>

Аналізувати дотримання теплопостачальною організацією температурного графіку відпуску тепла зручно вести за допомогою діаграми, наведеної на мал. 6.6.



**Мал. 6.6. Добовий температурний графік роботи теплової мережі котельні ПМЗ протягом грудня 2010 року**

Як видно з діаграми, відпуск теплової енергії до зовнішньої тепломережі на котельні ПМЗ відбувався без дотримання температурного графіку 95/70°C. Максимальні значення температури у подавальному трубопроводі теплової мережі не досягали значень розрахункових значень та навіть були значно менші за неї. Максимальне середньодобове значення температури мережної води у подавальному трубопроводі зафіксовано 30.12.2010р. та склало 66,7°C. Температури мережної води у зворотному трубопроводі взагалі завжди значно нищі за нормативні.

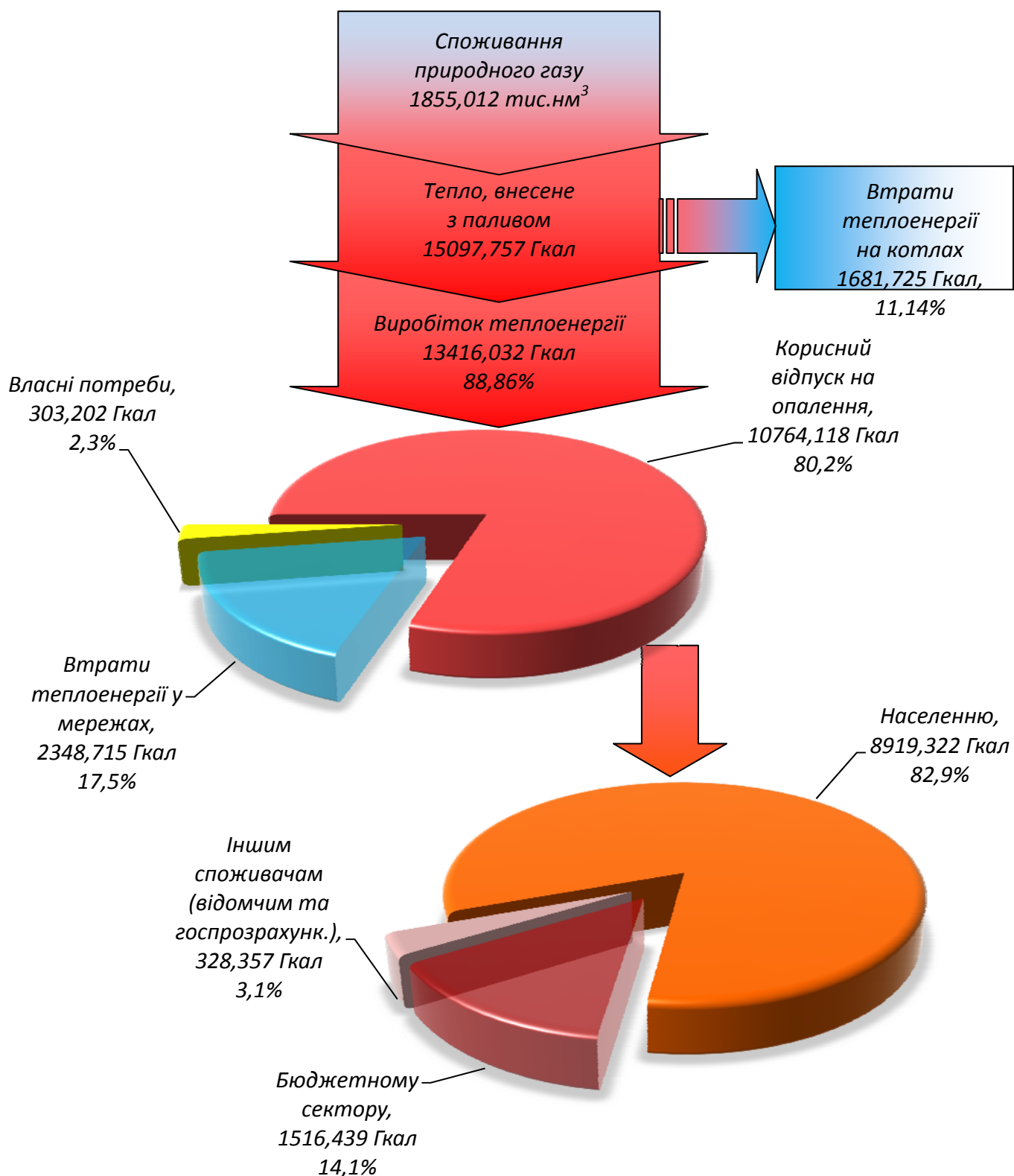
Показники роботи системи теплопостачання котельні ПМЗ за даними КП «Павлоградтеплоенерго» наведені у таблиці 6.5.

Таблиця 6.5

**Показники роботи системи теплопостачання котельні ПМЗ за грудень 2010 року, Гкал**

№ з/п	Найменування параметру	Значення
1.	Виробіток теплоенергії, всього	13416,032
2.	Власні потреби	303,202
3.	Відпуск з котельні, всього	13112,83
4.	Втрати теплової енергії, всього	2348,712
4.1	у тому числі: нормативні з витоком;	2296,5
4.2	нормативні з зовнішніх мереж опалення;	52,212
5.	Корисний відпуск теплоенергії на потреби опалення, у т.ч.:	10764,118
5.1	населенню;	8919,322
5.2	бюджетному сектору;	1516,439
5.3	іншим споживачам (відомчі та госпрозрахункові організації)	328,357

Для комплексної оцінки роботи котельні ПМЗ збудовано баланс розподілення теплової енергії спаленого газу у грудні 2010 року за даними Підприємства, який наведено на мал. 6.7.



**Мал. 6.7. Баланс розподілення теплової енергії спаленого газу на котельні ПМЗ у грудні 2010 року за даними Підприємства**

У наведеному на мал. 6.7 балансі, корисний відпуск теплової енергії на опалення неможливо відокремити від втрат теплоенергії, пов'язаних з нерівномірністю роботи системи з причини відсутності проведення робіт з наладки системи тепlopостачання та

наднормативних втрат теплової енергії з зовнішніх поверхонь трубопроводів системи транспорту теплоенергії, які можна визначити шляхом періодичного проведення теплових випробувань для нормування тепловтрат або за умови встановлення засобів обліку теплової енергії як на боці джерел генерації теплоенергії, так і на боці споживача (згідно до інвестиційного проекту оснащення системи тепlopостачання м. Павлоград засобами обліку та регуляторами теплового потоку).

За даними Підприємства кількість теплової енергії, відпущеної на потреби опалення по системі тепlopостачання котельні ПМЗ протягом січня 2010 року становить 10764,118 Гкал.

Головним чинником, від якого залежить кількість теплової енергії на опалення, необхідної для задоволення потреб споживачів, є градусодоба. Для з'ясування відповідності відпуску теплової енергії на опалення фактичній потребі у теплі проведено розрахунок необхідної кількості теплоенергії у залежності від погодних умов протягом січня місяця з використанням розрахункового теплового навантаження на опалення та градусодіб за грудень 2010 року.

Загальна кількість градусодіб за грудень 2010 року для м. Павлоград становила 624,6.

Розрахункова кількість градусодіб за грудень 2010 року для м. Павлоград становить 1364.

Розрахункове теплове навантаження на опалення по системі тепlopостачання котельні ПМЗ складає 41,606 Гкал/год.

Розрахункова потреба у теплі на опалення у січні 2010 року становить:

$$41,606 \times 624,6 / 1364 \times 31 \times 24 \approx 14174,8 \text{ Гкал.}$$

Таким чином, обсяг теплоенергії, наданий споживачам на потреби опалення за даними Підприємства, відрізняється від необхідного на 3410,68 Гкал чи 24,1%.

Причиною цього можуть бути завищені розрахункові теплові навантаження на опалення. Зазвичай розрахункове теплове навантаження на опалення, розраховане за питомими нормами на 1 м кв. площі відрізняється від фактичного, розрахованого як втрати теплоенергії через зовнішні огорожуючі поверхні будівель, на 18-20%.

Остаточні висновки по відповідності обсягу теплової енергії, що відпускається споживачу, потребі необхідно робити на підставі показань засобів обліку при забезпеченні відповідного рівня комфортності для споживача.

Зменшення втрат теплоенергії можна досягти шляхом заміни всіх трубопроводів зовнішніх теплових мереж на попередньо ізольовані пінополіуретаном (ППУ) труби прокладені безканално.

Ступінь взаємозв'язку між обсягом відпуску теплової енергії до мережі та значеннями фактичної середньодобової температури повітря зручно аналізувати за допомогою регресійного аналізу.

Він базується на проведенні аналізу залежності попарних значень двох масивів даних, один з яких – значення витрат теплоенергії, другий – значення чинника, від якого залежить витрата теплоенергії.

У нашому випадку таким чинником є градусодоби.

Застосування регресійного аналізу дозволяє отримати співвідношення між обсягом відпуску теплової енергії та його змінним значенням. Найбільш проста й достатньо вірогідна модель для такого випадку – лінійна модель залежності у вигляді:

$$Y = a \cdot X + b,$$

де: Y – відпуск теплоенергії,

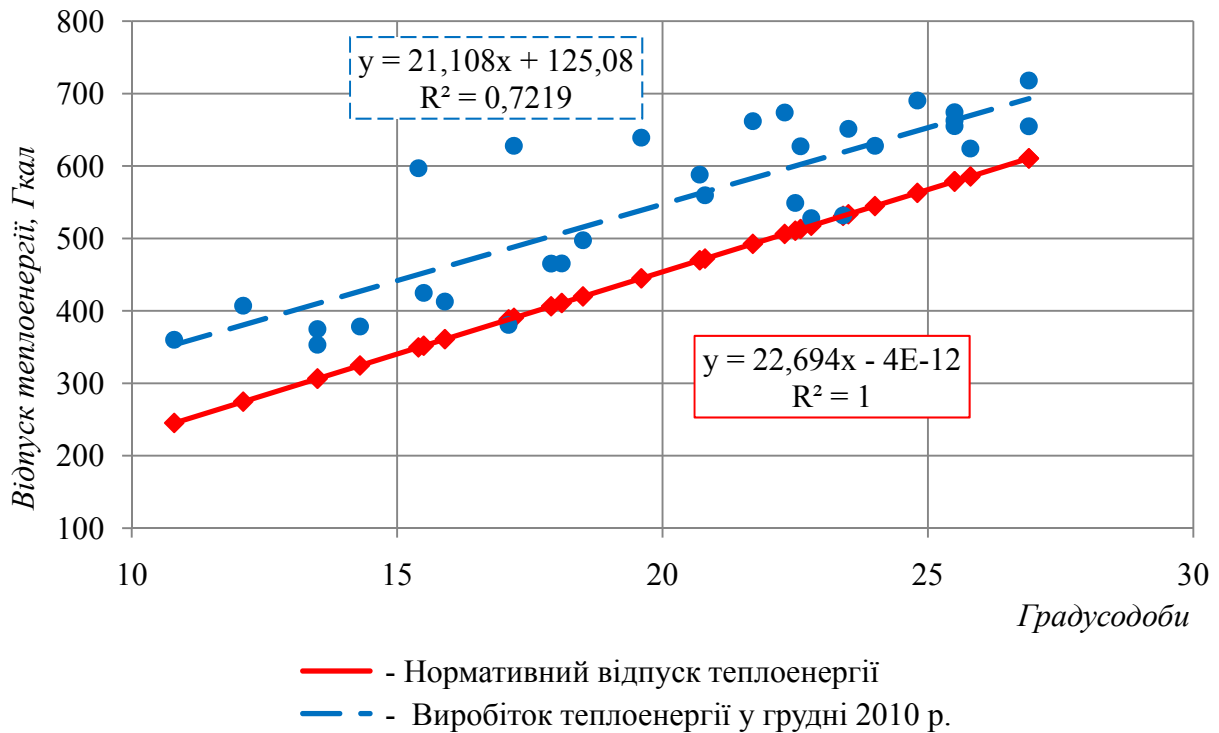
X – градусодоби,

a – коефіцієнт залежності, що зазначає змінну складову відпуску теплоенергії у залежності від градусодіб,

b – коефіцієнт залежності, що зазначає постійну складову відпуску теплоенергії, яка не залежить від градусодіб.



Залежність значень відпуску теплової енергії на опалення до мережі від градусодіб за грудень 2010 року по котельні ПМЗ протягом місяця за даними Підприємства наведені на мал. 6.8.



**Мал. 6.8. Залежність відпуску теплоенергії до мережі котельнею ПМЗ на опалення від градусодіб протягом грудня 2010 року**

Більш вірогідний аналіз залежності відпуску теплової енергії по місяцю взагалі не можливо зробити з причини відсутності лічильника теплової енергії на виведенні з котельні. Аналіз, наведений на мал. 6.8 виконаний для значень відпуску тепла до мережі за даними вартових журналів роботи котельні впродовж грудня 2010 року за усередненими показниками витрат та температури (подавальної і зворотної) мережної води.

Як видно з наведеної на мал. 6.8 залежності відпуск теплової енергії на опалення відгукується на кількість градусодіб, як на регулюючий чинник. При чому, коефіцієнт детермінації  $R^2$  який відображує ступінь вірогідності залежності витрати теплоенергії від градусодіб має достатньо високе значення (0,7219).

Однак при однакових значеннях градусодіб має місце коливання значень відпуску теплоенергії на опалення. Значення відпуску у вигляді точок, розташованих вище лінії регресії, означають надмірний відпуск теплоенергії на опалення, а нижче лінії регресії – про недотопи у порівнянні з нормативною потребою у теплі. Це свідчить про те, що персонал котельні не завжди дотримує температурний графік відпуску тепла на опалення.

Перевитрата теплоенергії споживачами, системи опалення яких запитані від магістральних теплових мереж, у відносно теплі доби є потенціалом зменшення теплоспоживання абонентів за умови впровадження ЗПЕ №4 «Наладка теплового та гідравлічного режиму роботи ЦСТ» та інвестиційного проекту оснащення системи теплопостачання теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії..

Для проведення глибшого аналізу залежностей формування витрат теплоенергії необхідно впровадження на Підприємстві енергетичного менеджменту. Докладніше інформація про енергетичний менеджмент наведена у ЗПЕ №1 поточного звіту.

## **ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ**

За результатами проведеного попереднього енергетичного обстеження (експрес-аудиту) у частині аналізу роботи системи теплопостачання КП «Павлоградтеплоенерго» можна зробити наступні висновки.

Відсутність засобів обліку тепла майже на всіх джерелах генерації теплової енергії, ЦТП та більшості теплових уведень споживачів виключає можливість складання фактичного балансу розподілення виробленої енергії по статтях витрат тепла.

Виявлений наднормативний виток (докладніше у 8-у розділі звіту) частково потрапляє у канали мереж та призводить до руйнування ізоляції трубопроводів теплової мережі, що у свою чергу веде до збільшення теплових втрат з зовнішніх поверхонь ізольованих труб у системі транспортування теплоносія.

Частково наднормативний виток припадає на організовані зливи зі зворотного трубопроводу місцевих систем опалення з метою забезпечення циркуляції теплоносія у системі опалення, що вказує на розрегульованість системи та порушення гідравлічної збалансованості централізованої системи теплопостачання м. Павлоград.

Підвищений рівень кисню у мережній воді всіх котелень, внаслідок відсутності деаераційних установок на джерелах теплопостачання, призводить до значного скорочення терміну експлуатації зовнішніх теплових мереж через руйнування матеріалу трубопроводів внаслідок корозії.

Більшість недоліків, виявлених під час проведення обстеження Підприємства, характерна для вітчизняних систем централізованого теплопостачання. Докладний опис заходів по виведенню системи теплопостачання м. Павлоград на належний рівень наведений у розділі 10 («Заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ)») поточного звіту.

## 7. АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

### 7.1. Загальні відомості. Структура використання електроенергії

В процесі виробітку та транспортування теплової енергії споживачам на потреби опалення на підприємстві КП «Павлоградтеплоенерго» використовується електрична енергія.

Власні джерела електроенергії на підприємстві відсутні.

Електрична енергія використовується переважно для живлення електроприводів насосного, тягодуттьового обладнання котелень підприємства, на потреби КВПіА та на штучне освітлення.

Річне споживання електроенергії за 2010 рік об'єктами підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

#### *Річне споживання електроенергії за 2010 рік об'єктами підприємства КП «Павлоградтеплоенерго»*

Підрозділ	Споживання електроенергії, кВтгод.	Відносна частка, %
Міськвітка	590226	4,43
37 квартал К. Маркса 21а	736099	5,53
Московська Комунальний 16а	110482	0,83
69 квартал Радянська, 60	299096	2,25
ІОЦ Полтавська, 95	92696	0,70
м/р дніпровський Підгірна 1а	815935	6,13
ПШС-1а Ушинського, 1а	296342	2,22
4 м/р Будівельна 1а	1315136	9,87
81 квартал Шевченка 132	110008	0,83
5 м/р Новоросійська 6а	790382	5,93
ЦМЛ Дніпровська 541	56877	0,43
м/р Радянський К. Маркса 21а	1702817	12,78
СШ-18 Ватоліної 1/1а	69436	0,52
Сел. Геологів Дніпровська 340а	245833	1,85
БК "Шахтобудівник" Дніпровська 77	5165	0,04
№15	939459	7,05
№17	78525	0,59
№91 в/ч	285795	2,15
ПМЗ	3838156,6	28,81
КЕТБ	900411	6,76
База РСУ	2626	0,02
ЦТП	7446	0,06
Адміністрація, госпдвор	31393	0,24
<b>ВСЬОГО</b>	<b>13320341,6</b>	<b>100,00</b>

#### **Обсяги споживання електричної енергії**

Річні витрати електричної енергії, за даними підприємства КП «Павлоградтеплоенерго», за 2010 рік склали 13320,342 тис. кВтгод.

### Тариф на сплату електричної енергії

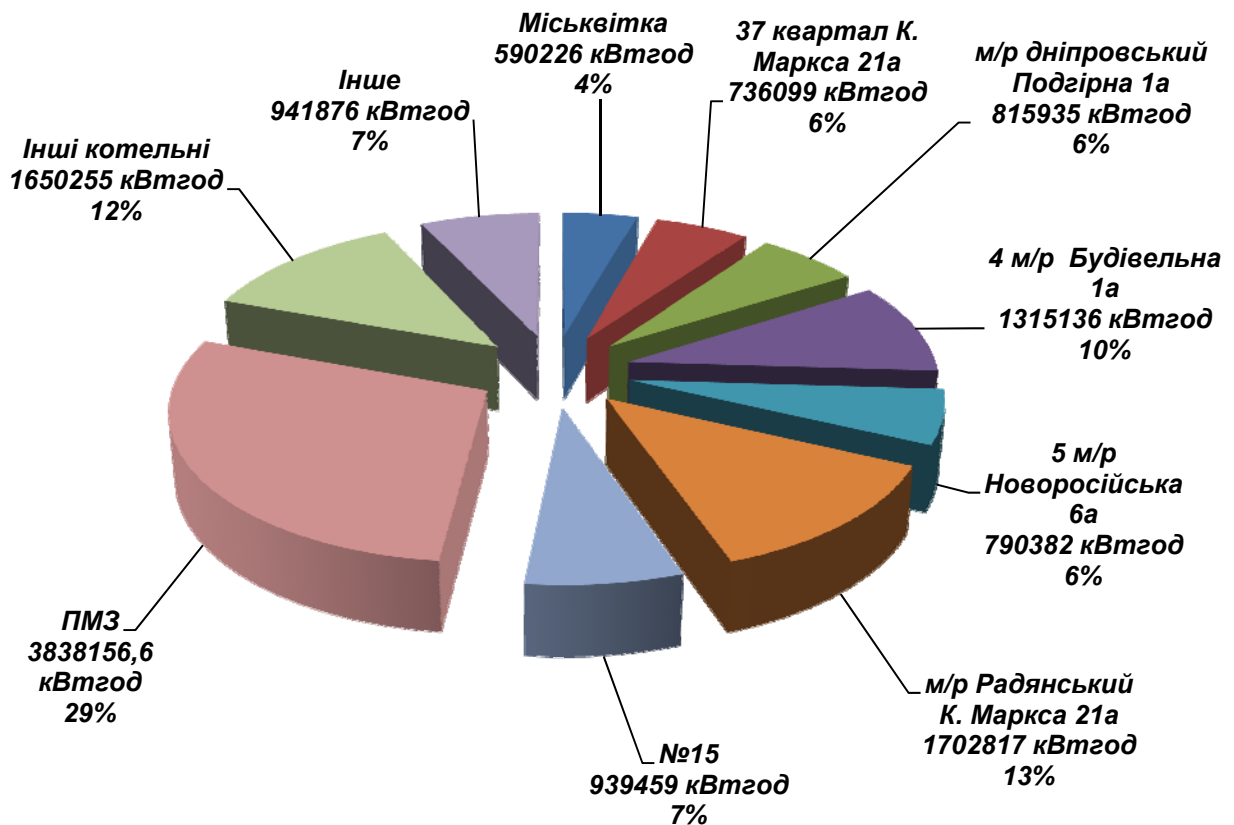
Діючий тариф на електричну енергію складає 807,6 грн./тис. кВтгод.

### Витрати на електричну енергію

Витрати підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» на електричну енергію у 2010 році становили 10368,4 тис. грн.

### Структура споживання електричної енергії

Структура споживання електричної енергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго» в 2010 році наведена на мал. 7.1.



**Мал. 7.1. Структура споживання електричної енергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго» в 2010 році**

Найбільш енергоємними об'єктами підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» з точки зору споживання електроенергії є наступні котельні:

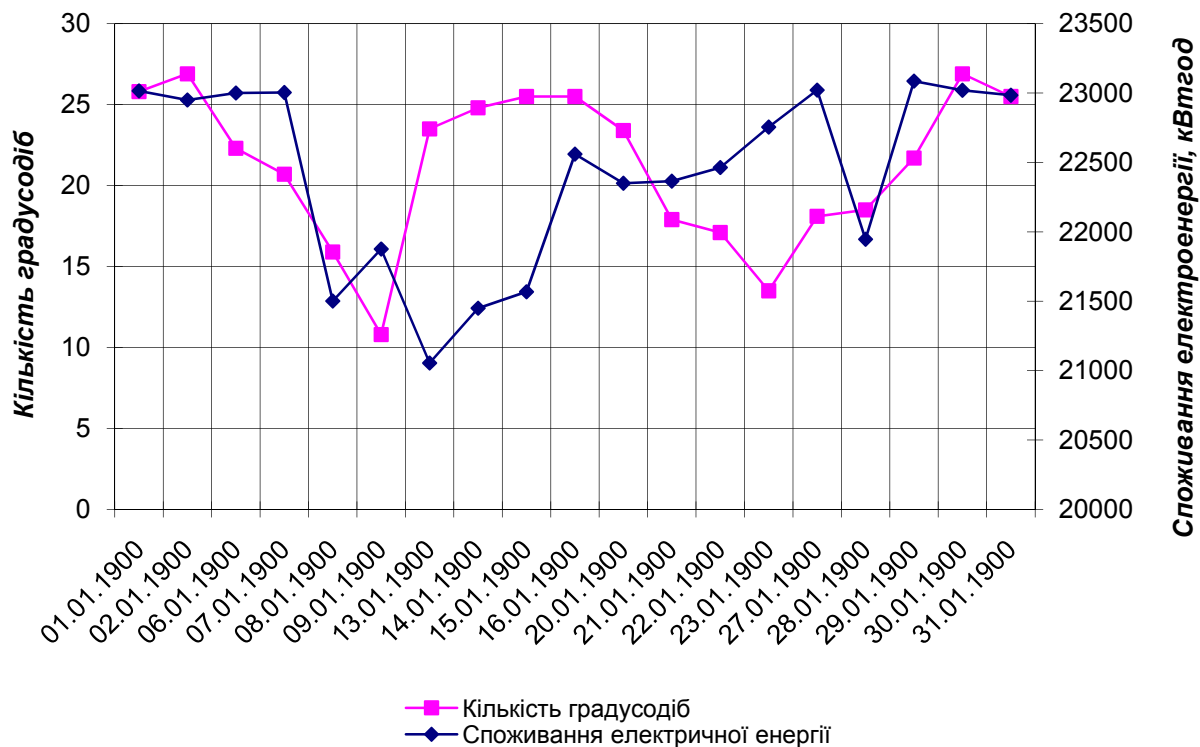
- Котельня ПМЗ ..... - 3838156,6 кВтгод. (29%);
- Котельня м/р «Радянський» ..... - 1702817 кВтгод. (13%);
- Котельня 4 м/р ..... - 1315136 кВтгод. (10%);
- Котельня №15 ..... - 939459 кВтгод. (7%);
- Котельня м/р «Дніпровський» ..... - 815935 кВтгод. (6%);
- Котельня 5 м/р ..... - 790382 кВтгод. (6%);
- Котельня 37 квартал ..... - 736099 кВтгод. (6%);
- Котельня Міськвітка ..... - 590226 кВтгод. (4%).

Загальна відносна частка споживання електроенергії наведених об'єктів складає близько 81% від споживання електроенергії підприємства.

## 7.2. Аналіз закономірностей формування витрат електричної енергії

Для того, щоб дослідити закономірності формування величин витрат електроенергії по найбільш потужному джерелу генерації теплової енергії підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» - котельні ПМЗ – була побудована діаграма змінення витрат електричної енергії та кількості градусодіб за грудень 2010 року.

Діаграма наведена на мал. 7.2.



**Мал. 7.2. Динаміка споживання електричної енергії котельнею ПМЗ та змінення кількості градусодіб за грудень 2010 року**

З діаграми, наведеної на мал. 7.2. видно, що добові витрати електроенергії обладнанням котельні ПМЗ змінюються в досить невеликому діапазоні – від 21 тис. кВтгод. до 23 тис. кВтгод., тобто в межах 5% від середньодобового за місяць споживання електроенергії.

При цьому, кількість градусодіб на протязі грудня 2010 року змінювалась від 11 до 27. Таким чином, характер змінення витрат електроенергії електрообладнанням котельні ПМЗ за амплітудою не відповідає характеру змінення кількості градусодіб, що цілком зрозуміло, зважаючи на використовуваний якісний метод регулювання відпуску теплової енергії споживачам.

Загальна адекватність характеру змінення витрат електроенергії у відповідності до змінення кількості градусодіб, що спостерігається на мал. 7.2, обумовлена незначним зростанням витрат електроенергії на потреби тяго дуттьових пристроїв котлів котельні ПМЗ в періоди зниження температури зовнішнього повітря.

Кількісну оцінку щільності взаємозв'язку між витратами електроенергії та кількістю градусодіб можна дати, якщо провести регресійний аналіз такого взаємозв'язку.

В основі такого аналізу лежить розглядання регресійної залежності попарних значень двох вибірок даних, одна з яких – значення витрат електроенергії, друга вибірка – значення фактора, від якого залежать витрати електроенергії, в даному випадку – кількість градусодіб.

Застосування регресійного аналізу дозволяє одержати математичну модель взаємозв'язку між величиною витрати електроенергії та фактором, який впливає на

збільшення/зменшення витрати електроенергії. Найбільш проста й досить достовірна модель для даного випадку – лінійна модель залежності виду:

$$Y=a \cdot X+b,$$

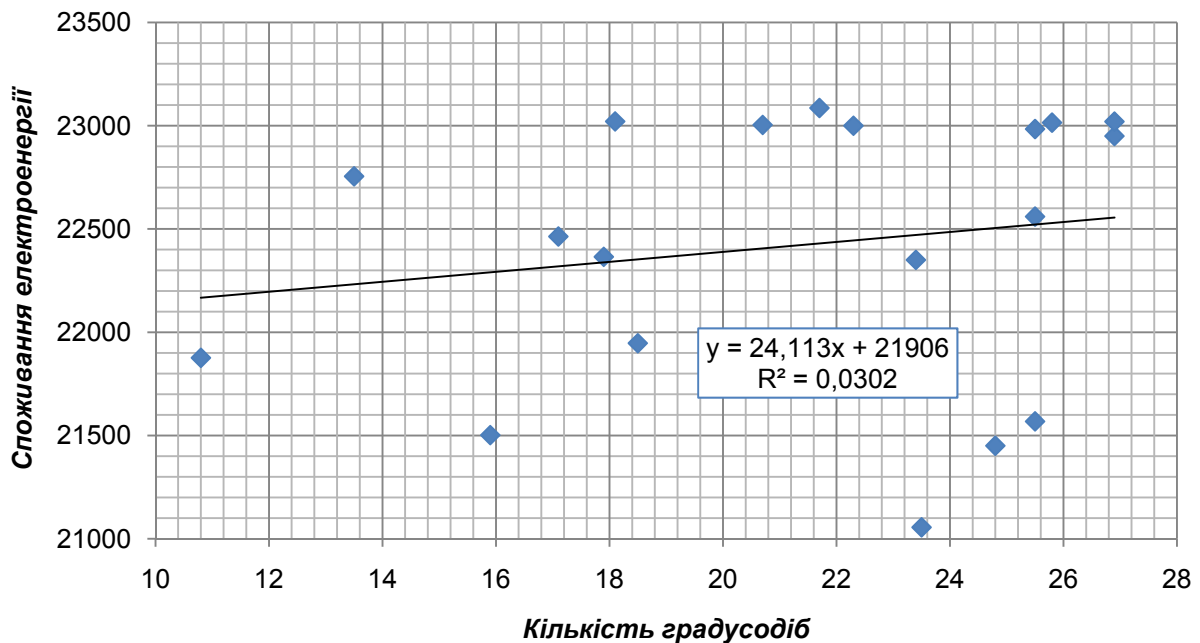
де:  $Y$  – витрата електроенергії;

$X$  – кількість градусодіб;

$a$  – коефіцієнт залежності, що означає змінну складову витрати електроенергії, залежну від кількості градусодіб;

$b$  – коефіцієнт залежності, що означає постійну складову витрати електроенергії, що не залежить від кількості градусодіб.

Графік, що відображає залежність споживання електричної енергії від кількості градусодіб за грудень 2010 року по котельні ПМЗ, наведений на мал. 7.3.



**Мал. 7.3. Залежність споживання електричної енергії котельнею ПМЗ від змінення кількості градусодіб за грудень 2010 року**

Залежність споживання електричної енергії котельнею ПМЗ від кількості градусодіб характеризується наступним рівнянням регресії:

$$Y = 24,11X + 21906.$$

Коефіцієнт детермінації  $R^2$  складає **0,03**.

Критерії, за якими можливо робити висновки щодо наявності взаємозв'язку між витратами електроенергії та кількістю градусодіб, наступні:

- Значення коефіцієнта детермінації повинне бути  $R^2 \geq R^2_{\text{крит}}$ , де  $R^2_{\text{крит}} = 0,2$  (згідно з: Бараз В.Р. Кореляційно-Регресійний аналіз зв'язку показників комерційної діяльності з використанням програми EXCEL // навчальний посібник. Єкатеринбург, 2005 р.)
- Значення коефіцієнтів **a** й **b** у рівнянні  $Y=a \cdot X+b$  повинне бути позитивним.

Таким чином, виходячи з результатів, представлених у таблиці 7.2, можна відзначити наступне:

1. За даними проведеного регресійного аналізу взаємозв'язок між витратами електроенергії та кількістю градусодіб по котельні ПМЗ не спостерігається, про що свідчить низьке значення коефіцієнта детермінації – 0,03, що менш, ніж критичне значення  $R^2_{\text{крит}}$ .

2. Середньодобова витрата електроенергії по котельні ПМЗ складає близько 22 тис. кВтгод., тобто середньогодинне споживання електричної потужності складає близько 900 кВт. За результатами інструментального обстеження режиму роботи котельні ПМЗ середньогодинне споживання електричної потужності складало 950 кВт. Мережні

насоси котельні споживали 800 кВт (понад 84%), тягодуттьові пристрої (ТДП) котлу – 120 кВт (близько 13%). Таким, чином, можна стверджувати, що незначне коливання добових витрат електроенергії на протязі грудня 2010 року обумовлене саме зміненням витрат електроенергії на потреби ТДП котлу в наслідок змінення завантаження котлу.

3. Відсутність адекватного за амплітудою змінення витрат електроенергії при зміненні температури зовнішнього повітря говорить про досить стабільний характер завантаження мережних насосів котельні, що відповідає використовуваному якісному методу регулювання відпуску теплової енергії споживачам з цієї котельні.

### 7.3. Результати вимірювань. Баланси використання електричної енергії

В процесі інструментального обстеження режимів роботи електрообладнання джерел генерації теплової енергії підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» були проведені вимірювання електричних параметрів роботи електроприймачів котельнь. Результати вимірювання наведені в таблиці 7.2.

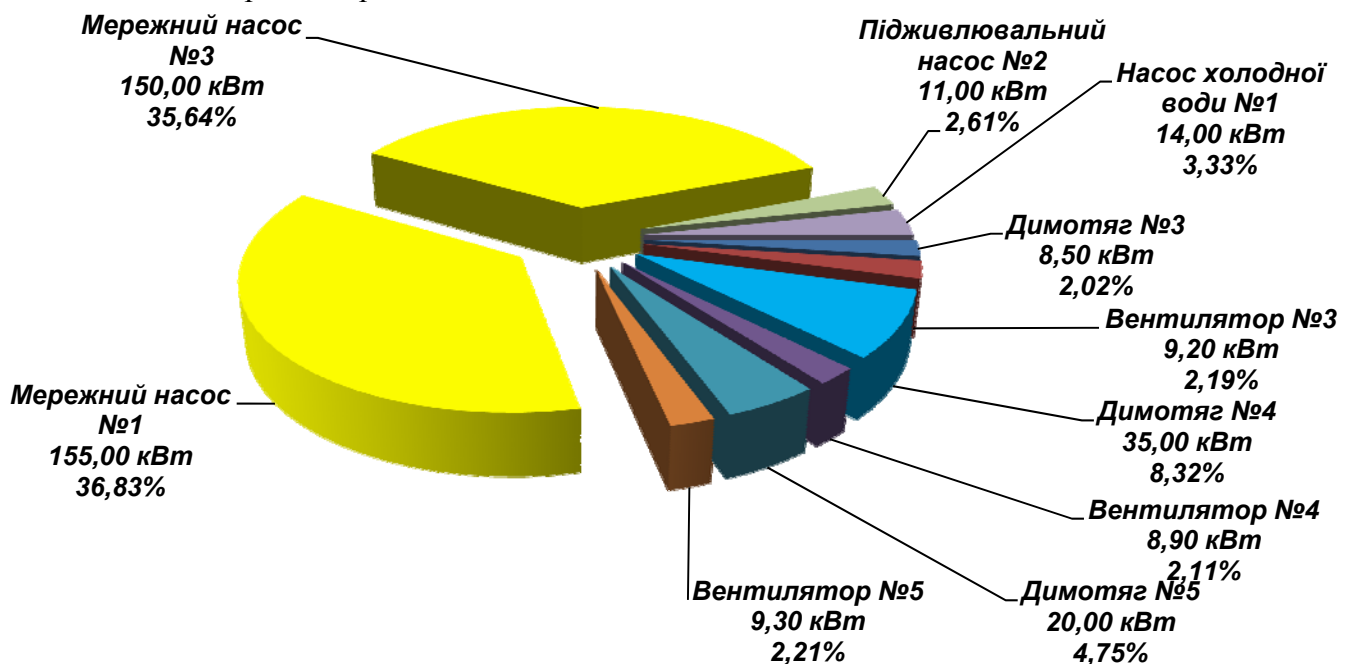
Таблиця 7.2

#### Результати вимірювань електричних параметрів роботи електроприймачів КП «Павлоградтеплоенерго»

№ з/п	Найменування	Тип/марка	N, кВт	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	cos φ
<b>Котельня 4 м/р</b>							
1	Димотяг №3	Д-12	55	8,50	9,42	12,69	0,67
2	Вентилятор №3	ВДН-10	17	9,20	11,34	14,60	0,63
3	Димотяг №4	Д-12	55	35,00	36,71	50,72	0,69
4	Вентилятор №4	ВДН-10	17	8,90	11,26	14,35	0,62
5	Димотяг №5	Д-12	55	20,00	12,92	23,81	0,84
6	Вентилятор №5	ВДН-10	17	9,30	9,22	13,10	0,71
7	Мережний насос №1	ЦН 400-105	160	155,00	75,07	172,22	0,90
8	Мережний насос №3	ЦН 400-105	160	150,00	72,65	166,67	0,90
9	Підживлювальний насос №2	ЗК-6	15	11,00	2,23	11,22	0,98
10	Насос холодної води №1	СМ125-80-315	20	14,00	5,08	14,89	0,94
<b>Котельня 5 м/р</b>							
1	Димотяг №1	Д-12	37	27	25,28	36,99	0,73
2	Вентилятор №1	ВДН-10	15				
3	Димотяг №2	Д-12	37				
4	Вентилятор №2	ВДН-10	15				
5	Мережний насос №1	ЦН 400-105	160	150	89,00	174,42	0,86
6	Підживлювальний насос	ЗК-6	15	5	3,10	5,88	0,85
7	Насос холодної води №1	К45/55	5	4,3	2,44	4,94	0,87
<b>Котельня сел. Геологів</b>							
1	Вентилятор №1-5		5x0,75	3,2	1,36	3,48	0,92
2	Мережний насос №2	Д320-50	55	49,4	28,00	56,78	0,87
<b>Котельня К. Маркса 21а</b>							
1	Димотяг №1	Д-12	37	19,00	24,68	31,15	0,61
2	Вентилятор №1	ВЦ-14-46	15	7,00	4,70	8,43	0,83
3	Димотяг №3	Д-12	37	7,00	4,52	8,33	0,84
4	Вентилятор №3	ВДН-7,5	15	9,20	6,66	11,36	0,81
5	Мережний насос №1	ЦН 400-105	160	153,00	106,79	186,59	0,82
6	Підживлювальний насос №2	К45/55	22	11,80	2,40	12,04	0,98

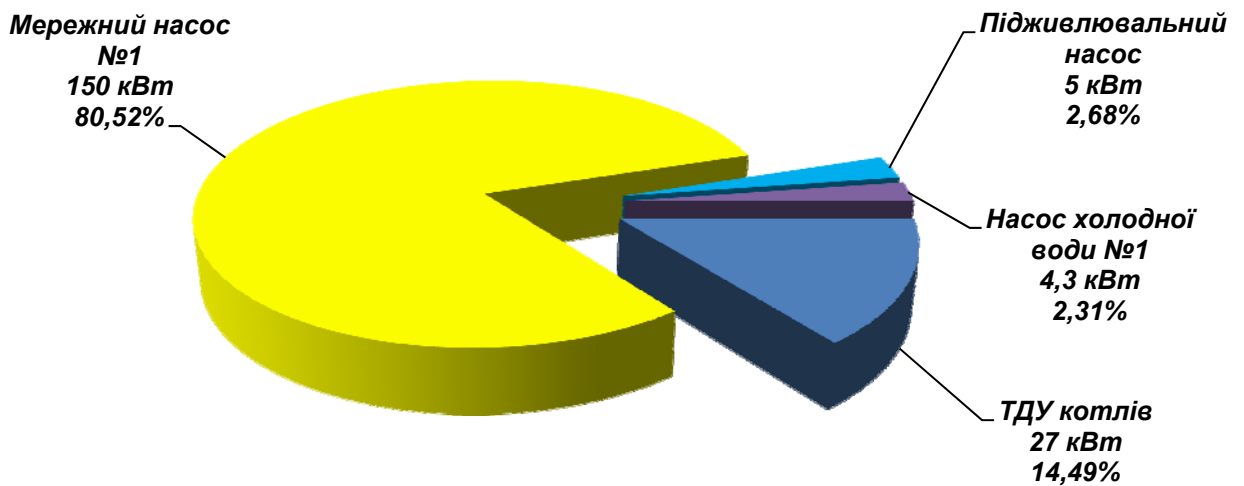
№ з/п	Найменування	Тип/марка	N, кВт	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	cos φ
<b>Котельня ПМЗ</b>							
1	Димотяг №3	Д-12,5	125	80,00	60,00	100,00	0,80
2	Вентилятор №1	ВД-12	75	41,00	54,67	68,33	0,60
3	Мережний насос №43	Д2000-100	630	570,00	427,50	712,50	0,80
4	Мережний насос №18	ЗВ200/105	200	172,00	92,84	195,45	0,88
5	Підживлювальний насос №2	6К-8	40	26,00	14,03	29,55	0,88
<b>Котельня м/р Дніпровський</b>							
1	Димотяг №1	Д-12	55	25,00	14,83	29,07	0,86
2	Вентилятор №1	ВДН-10	18	9,80	1,40	9,90	0,99
3	Димотяг №2	Д-12	55	20,00	14,48	24,69	0,81
4	Вентилятор №2	ВДН-10	18	10,30	1,47	10,40	0,99
5	Мережний насос	ЦН 400-105	132	130,00	55,38	141,30	0,92
6	Підживлювальний насос №2	К90/55	18,5	7,00	7,97	10,61	0,66
<b>Котельня №15 Хімзагод</b>							
1	Димотяг №2	Д-12	37	22,00	10,66	24,44	0,90
2	Вентилятор №2	ВДН-8	22	6,00	1,97	6,32	0,95
3	Димотяг №3	Д-12	37	9,70	11,65	15,16	0,64
4	Вентилятор №3	ВДН-8	22	3,00	0,99	3,16	0,95
5	Мережний насос	ЦН 400-105	200	185,00	89,60	205,56	0,90
6	Підживлювальний насос №2	НД80-50-200	22	5,00	3,49	6,10	0,82

Баланси споживання електричної потужності електрообладнанням джерел генерації теплової енергії підприємства наведені на мал. 7.4-7.10.

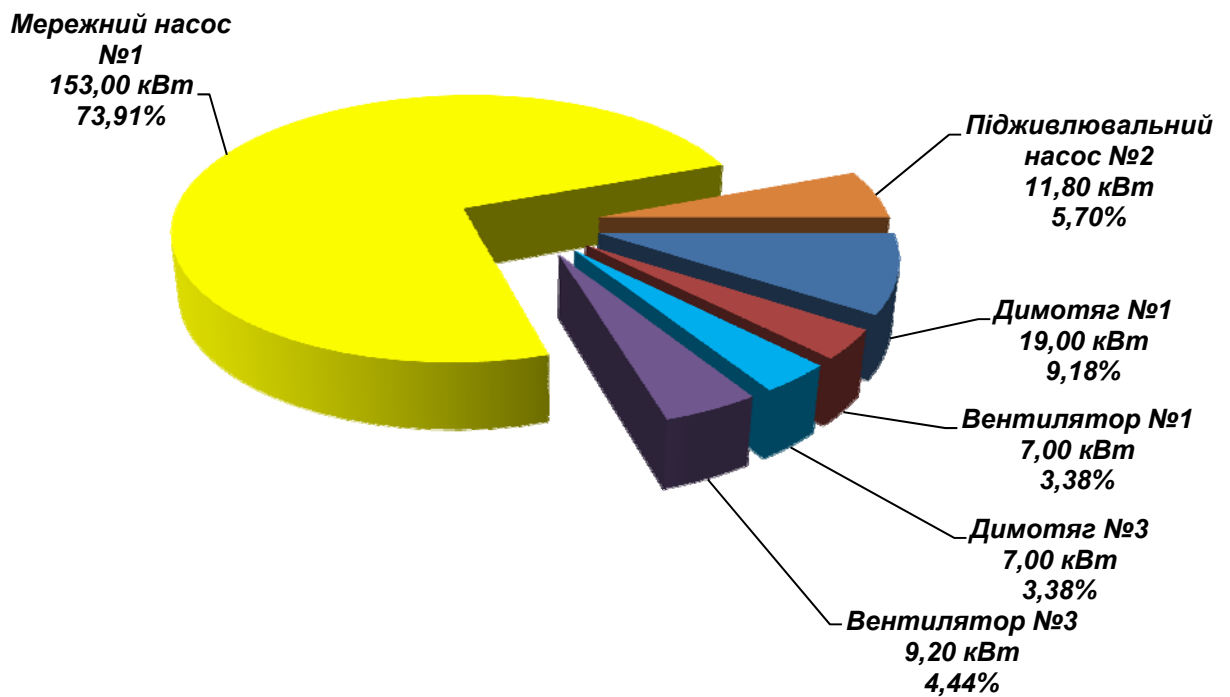


Мал. 7.4. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні 4 м/р

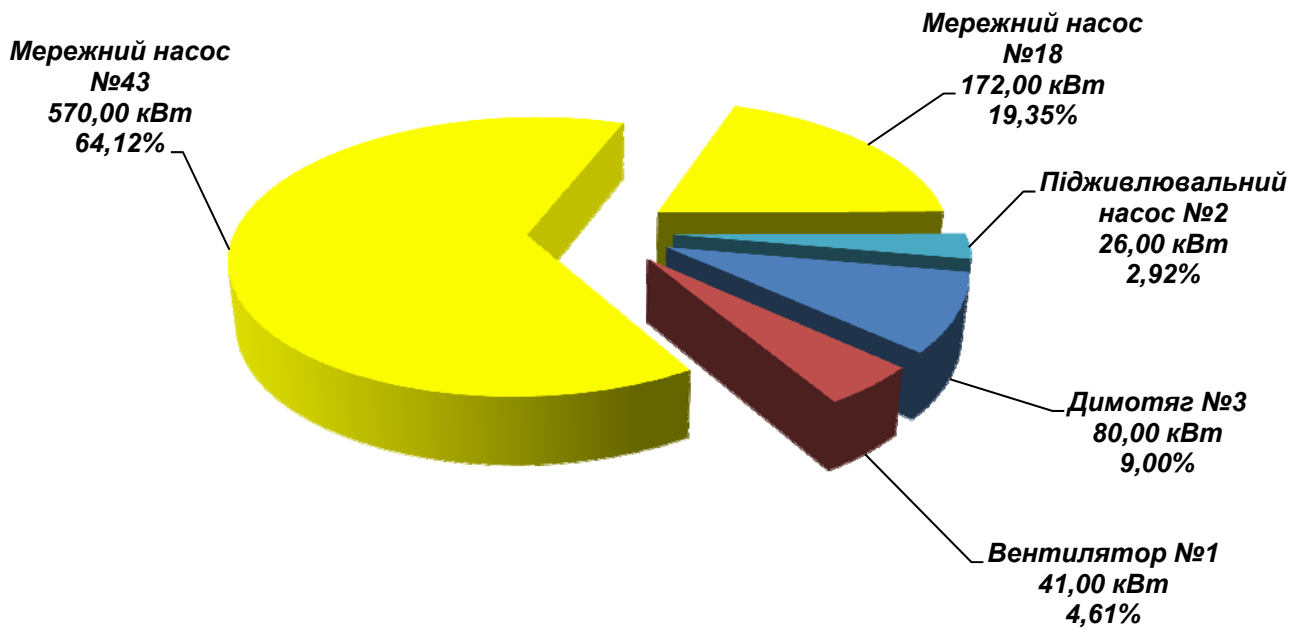




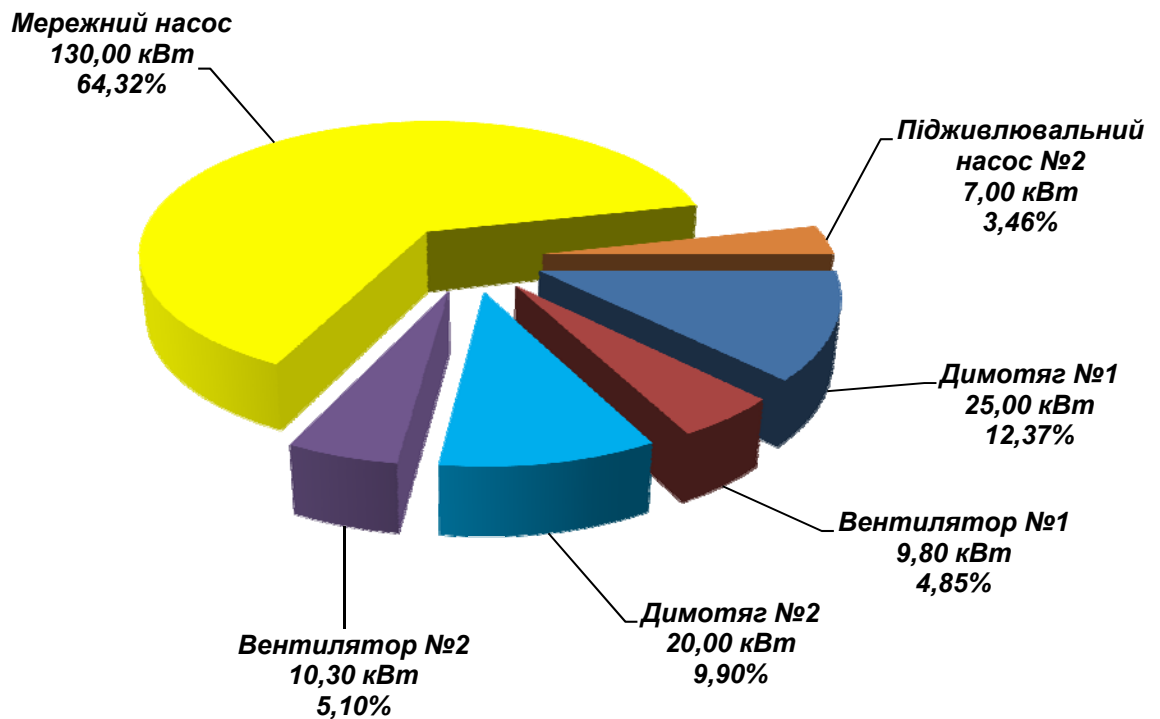
*Мал. 7.5. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні 5 м/р*



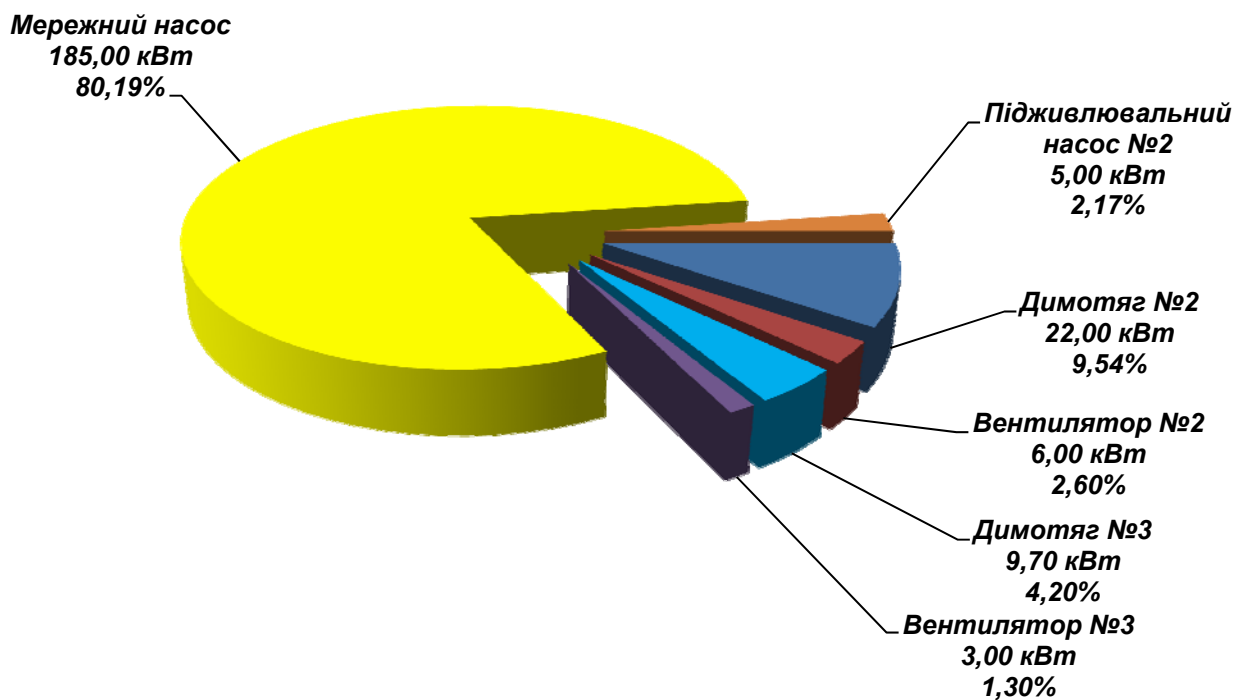
*Мал. 7.6. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні К. Маркса, 21а*



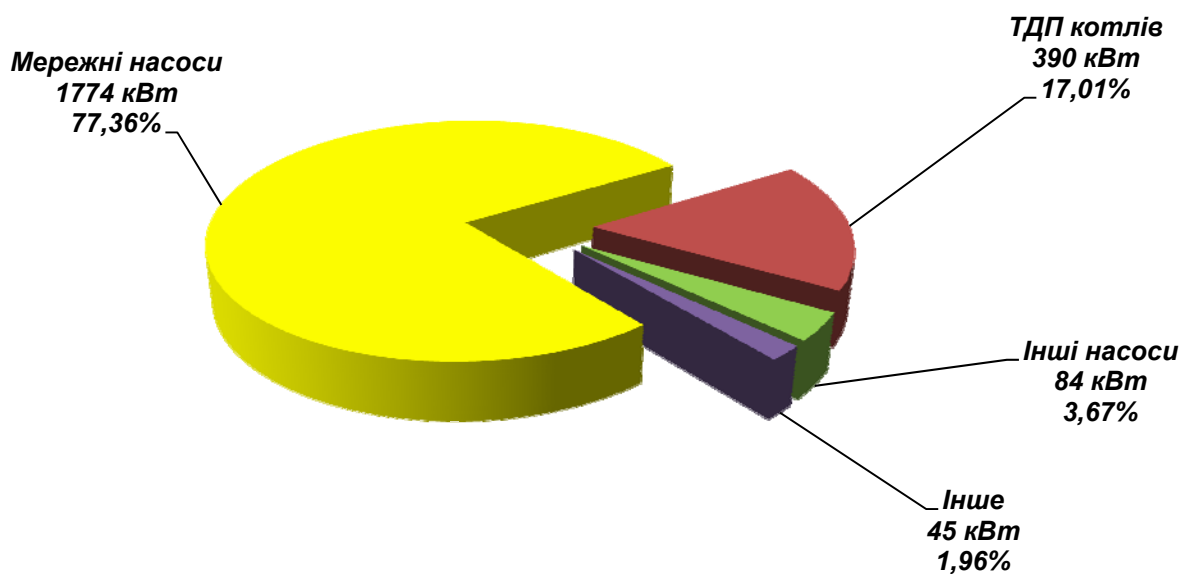
Мал. 7.7. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні ПМЗ



Мал. 7.8. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні м/р Дніпровський



*Мал. 7.9. Баланс споживання електричної потужності електрообладнанням котельні №15*



*Мал. 7.10. Баланс споживання електричної потужності котельнями Підприємства за профілем використання електричної енергії*

З наведених балансів споживання електричної потужності видно, що найбільшу частку в обсязі електроспоживання мають мережні насоси котельень – понад 77% за даними вимірювань. Таким чином, споживання електроенергії мережними насосами визначає загальні обсяги споживання електроенергії Підприємством.

## **АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАСОСНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДПРИЄМСТВА**

### **Режими роботи мережних насосів**

Для аналізу режимів роботи мережних насосів були обрані наступні об'єкти:

- Котельня ПМЗ;
- Котельня м/р «Радянський»;

- Котельня 4 м/р;
- Котельня №15;
- Котельня м/р «Дніпровський»;
- Котельня 5 м/р;
- Котельня 37 квартал;
- Котельня Міськвітка.

Частка споживання електроенергії обраними об'єктами складає близько 81% від загального споживання електроенергії підприємства КП «Павлоградтеплоенерго».

Загальна характеристика обраних джерел теплопостачання підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» наведена в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3

**Загальна характеристика джерел теплопостачання підприємства**

Найменування джерела теплопостачання	Розрахункове приєднане теплове навантаження на опалення, Гкал/год.	Температурний графік роботи, °С
ПМЗ	41,606	95/70
м/р «Радянський» + 37 квартал	19,539	95/70
4 м/р	21,881	95/70
№15	15,849	95/70
м/р «Дніпровський»	11,112	95/70
5 м/р	11,094	95/70
Міськвітка	8,425	95/70

Визначення розрахункової витрати теплоносія, що має циркулювати у мережах системи теплопостачання зони (без урахування тепловтрат) розраховуємо за формулою:

$$G_{\text{оп}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \times 10^3, \text{ м куб./год.}$$

де:  $Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}$  – розрахункове навантаження на опалення, Гкал/год.;

$T_{\text{под}}^{\text{граф}}$  – розрахункова температура теплоносія у подавальному трубопроводі, °С;

$T_{\text{звор}}^{\text{граф}}$  – розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі, °С;

Використовуючи наведені формули, можна отримати величини розрахункової середньогодинної витрати мережної води для обраних об'єктів КП «Павлоградтеплоенерго». Результати розрахунків наведені в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4

**Визначення розрахункової середньогодинної витрати мережної води**

Найменування джерела теплопостачання	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.
ПМЗ	1664
м/р «Радянський» + 37 квартал	782
4 м/р	875
№15	634
м/р «Дніпровський»	444
5 м/р	444
Міськвітка	337

Розрахункова витрата електричної енергії на перекачування теплоносія мережними насосами визначається за формулою:

$$W = \frac{0,00273 \cdot Q \cdot H}{\eta_{\text{ДВ}} \cdot \eta_{\text{НАС}} \cdot \eta_{\text{ПЕР}}}, \text{кВтгод,}$$

де:  $Q$  - витрата води, м<sup>3</sup>/год.;

$H$  - розвиваний напір насоса, м вод. ст.;

$\eta_{\text{ДВ}}$  - ККД електродвигуна (за характеристикою електродвигуна, приймається 0,92);

$\eta_{\text{НАС}}$  - ККД насоса (за характеристикою насоса);

$\eta_{\text{ПЕР}}$  - ККД передачі (приймається  $\eta_{\text{ПЕР}} = 1$ ).

Розрахунок споживання електричної потужності мережними насосами обраних об'єктів КП «Павлоградтеплоенерго» на протязі року наведений в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5

**Визначення розрахункового споживання електроенергії мережними насосами**

Найменування джерела теплопостачання	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.	Розвиваний тиск, м вод. ст.	Розрахункова електрична потужність, кВт.
ПМЗ	1664	100	705
м/р «Радянський» + 37 квартал	782	96	289
4 м/р	875	100	337
№15	634	90	220
м/р «Дніпровський»	444	85	146
5 м/р	444	90	154
Міськвітка	337	77	100

Отримані розрахункові значення електричної потужності, споживаної мережними насосами означених джерел генерації теплової енергії, потрібно порівняти з фактичними значеннями електричної потужності, отриманими за результатами інструментального обстеження.

В таблиці 7.6 наведені результати порівняння розрахункових та фактичних значень електричної потужності, що споживається мережними насосами обраних об'єктів КП «Павлоградтеплоенерго».

Таблиця 7.6

**Результати порівняння розрахункових та фактичних значень електричної потужності, що споживається мережними насосами**

Об'єкти	Фактична електрична потужність, кВт.	Розрахункова електрична потужність, кВт.	Перевитрата електричної потужності, кВт.	Відносна величина, %
ПМЗ	742	705	37	5
м/р «Радянський»+37 кв-л	300	289	11	4
4 м/р	305	337	-32	-11
№15	185	220	-35	-19
м/р «Дніпровський»	130	146	-16	-12
5 м/р	150	154	-4	-3
Міськвітка	90	100	-10	6
<b>ВСЬОГО</b>	<b>1960</b>	<b>1951</b>	<b>9</b>	<b>-2,5</b>

Результати виконаних розрахунків свідчать, що підприємство в середньому дотримує розрахункові витрати мережної води.

Але слід зауважити той факт, що в минулому на потужних котельнях підприємства відпуск теплової енергії відбувався за температурним графіком 115/70 °С. На теплових вводах споживачів були встановлені гідроелеватори, за допомогою яких здійснювалося підмішування теплоносія до параметрів, що відповідали температурному графіку 95/70 °С роботи внутрішніх систем теплоспоживання абонентів.

Виведення з ладу гідроелеваторів та перехід на знижений температурний графік відпуску теплової енергії з котелень призвело до погіршення техніко-економічних показників роботи системи тепlopостачання міста Павлоград.

У енергоаудиторів немає сумнівів в тому, що для підвищення техніко-економічних показників роботи системи тепlopостачання міста необхідно провести модернізацію теплових вводів абонентів з встановленням регуляторів теплового потоку та насосів змішування замість встановлених колись гідроелеваторів та перевести роботу потужних котелень підприємства на підвищений температурний графік 115/70 °С.

Для визначення потенціалу економії електроенергії, що споживається мережними насосами, при переході на підвищений температурний графік необхідно розрахувати витрату мережної води та споживання електричної потужності на її транспортування при використанні температурного графіку 115/70 °С.

Розрахунок проводиться за формулами, наведеними вище. Тривалість опалювального сезону дорівнює 4320 годин (КТМ 204 Україна 244-94).

Результати розрахунків наведені в таблиці 7.7.

Таблиця 7.7

**Результати розрахунку економії електричної енергії, що споживається мережними насосами, при переході до графіку 115/70 °С**

Об'єкти	95/70 °С.		115/70 °С.		Потенціал економії електроенергії, кВтгод.
	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.	Розрахункова витрата електроенергії, кВтгод.	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.	Розрахункова витрата електроенергії, кВтгод.	
ПМЗ	1664	3047730	925	1693183	1354547
м/р «Радянський»+37 квартал	782	1249112	434	693951	555161
4 м/р №15	875	1457119	486	809511	647608
м/р «Дніпровський»	634	949888	352	527715	422172
5 м/р	444	628983	247	349435	279548
Міськвітка	444	664903	247	369391	295513
Міськвітка	337	432005	187	240003	162080
<b>ВСЬОГО</b>		<b>8429740</b>		<b>4683189</b>	<b>3746551</b>

Таким чином, перевитрата електричної енергії на потреби мережних насосів великих котелень міста внаслідок переходу з графіку 115/70 °С на знижений температурний графік 95/70 °С складає понад **3700 тис. кВтгод.**, тобто **28%** від загального споживання електроенергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго».

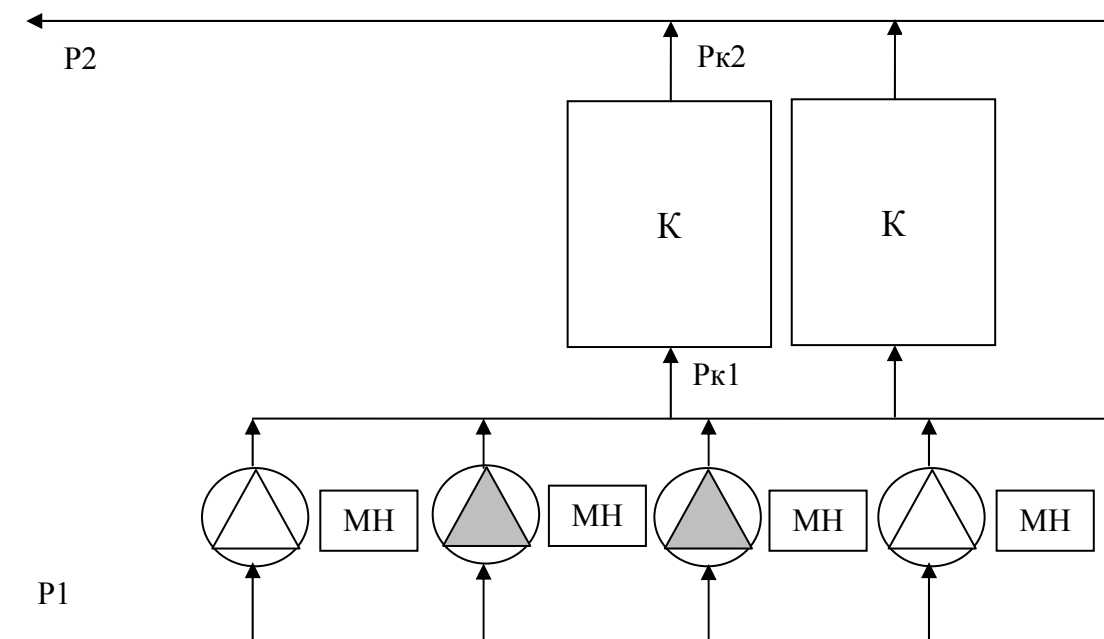
**Потенціал економії електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми котелень**

Під час інструментального обстеження найбільш потужних котелень підприємства було встановлено, що принципова технологічна схема котелень має вид, що наведений на мал. 7.11.

Наведена схема є характерною для більшості котелень в населених пунктах України.

Головною особливістю такої схеми є вибір номінальних характеристик мережних насосів, виходячи з «максимальних потреб» одного з елементів схеми. Тобто, номінальний напір, що повинний розвивати мережний насос, визначається як сума втрат

тиску в магістралях теплової мережі, трубопроводах та арматурі котельні та в трубному контурі котла. Але тільки частина витрати теплоносія безпосередньо проходить через котел, а інша частина витрати теплоносія надходить до обвідної лінії та поєднується з котловим теплоносієм на виході з котла.



**Мал. 7.11. Існуюча технологічна схема котельні**

Пояснення до схеми:

МН – мережні насоси.

К – котли.

$P_1$  - Тиск мережної води в зворотному трубопроводі теплової мережі.

$P_{к1}$  - Тиск мережної води перед котлом.

$P_{к2}$  - Тиск мережної води після котла.

$P_2$  - Тиск мережної води в прямому трубопроводі теплової мережі.

Таким чином, має місце перевитрата електроенергії, що споживається мережними насосами, на підвищення тиску всього об'єму мережної води в той час, коли підвищувати тиск мережної води для компенсації втрат тиску в трубному контурі котла потрібно лише тій частині мережної води, яка безпосередньо проходить через котел.

Параметри режимів роботи котельні за існуючою схемою наведені в таблиці 7.8.

Таблиця 7.8

**Параметри режимів роботи котельні за існуючою технологічною схемою**

Котельні	$P_1$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{мн}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к1}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к2}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_2$ , кгс/см <sup>2</sup>	$G_K$ , м <sup>3</sup> /год.	$G_{\Sigma}^*$ , м <sup>3</sup> /год.
ПМЗ	3,2	13,7	13,4	6,9	6,4	500 (1)	925
4 м/р	3,1	13	12	6,5	6,4	200 (2)	486
№15	3,2	12,2	11	6,5	6	160 (2)	352
м/р «Дніпровський»	3,2	11,7	10,5	6,2	6	100 (1)	247
5 м/р	3,0	11,4	10,5	6,3	5,7	100 (1)	247

**\*Примітка.** В таблиці наведені розрахункові (необхідні) значення загальної витрати мережної води по котельнях з ціллю урахування вже визначеного потенціалу економії електроенергії внаслідок модернізації системи тепlopостачання міста та проведення робіт з наладки її теплового та гідравлічного режиму.

Пояснення до таблиці:

$P_{мн}$ , кгс/см<sup>2</sup> – тиск на виході мережних насосів.

$G_K$ , м<sup>3</sup>/год. – витрата мережної води через котли.

$G_{\Sigma}$ , м<sup>3</sup>/год. – загальна витрата мережної води.

(1) – переважна кількість працюючих котлів під час опалювального сезону

Розрахункове споживання електричної потужності мережними насосами визначається за формулою:

$$W = \frac{0,00273 \cdot Q \cdot H}{\eta_{\text{ДВ}} \cdot \eta_{\text{НАС}} \cdot \eta_{\text{ПЕР}}}, \text{кВтгод}$$

Де:  $Q$  - витрата води, м<sup>3</sup>/год.;

$H$  – розвиваний напір насоса, м вод. ст.;

$\eta_{\text{ДВ}}$  – ККД електродвигуна (за характеристикою електродвигуна, приймається 0,92);

$\eta_{\text{НАС}}$  – ККД насоса (за характеристикою насоса, приймається 0,70);

$\eta_{\text{ПЕР}}$  – ККД передачі (приймається  $\eta_{\text{ПЕР}} = 1$ ).

Споживання електричної потужності мережними насосами котелень за існуючою технологічною схемою становитиме:

**ПМЗ**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 925 \cdot 105}{0,92 \cdot 0,7} = 411 \text{ кВт.}$$

**4 м/р**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 486 \cdot 100}{0,92 \cdot 0,7} = 206 \text{ кВт.}$$

**№15**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 352 \cdot 90}{0,92 \cdot 0,7} = 135 \text{ кВт.}$$

**м/р «Дніпровський»**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 247 \cdot 85}{0,92 \cdot 0,7} = 90 \text{ кВт.}$$

**5 м/р**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 247 \cdot 85}{0,92 \cdot 0,7} = 90 \text{ кВт.}$$

**Всього – 932 кВт.**

Під час інструментального обстеження режимів роботи джерел генерації теплової енергії було встановлено, що на жодній з котелень не виконується деаерація підживлювальної води.

Відсутність деаерації підживлювальної води, крім багатьох негативних наслідків, призводить до занесення трубних контурів котлів окислами заліза та підвищення гідравлічного опору котлів, що в свою чергу призводить до необхідності підтримання підвищеного тиску теплоносія в теплових мережах, тобто, призводить до перевитрати електричної енергії на потреби мережних насосів.

Крім того, за результатами обстеження було встановлено, що конструкція перепускних трубопроводів котлів ТВГ-8М не відповідає заводській конструкції котлів такого типу, що може бути причиною підвищеного гідравлічного опору котлів (див. мал. 7.12, 7.13).





***Мал. 7.12. Вид котлу ТВГ-8М зверху. Типове виконання перепускних трубопроводів трубного контуру котлу.***



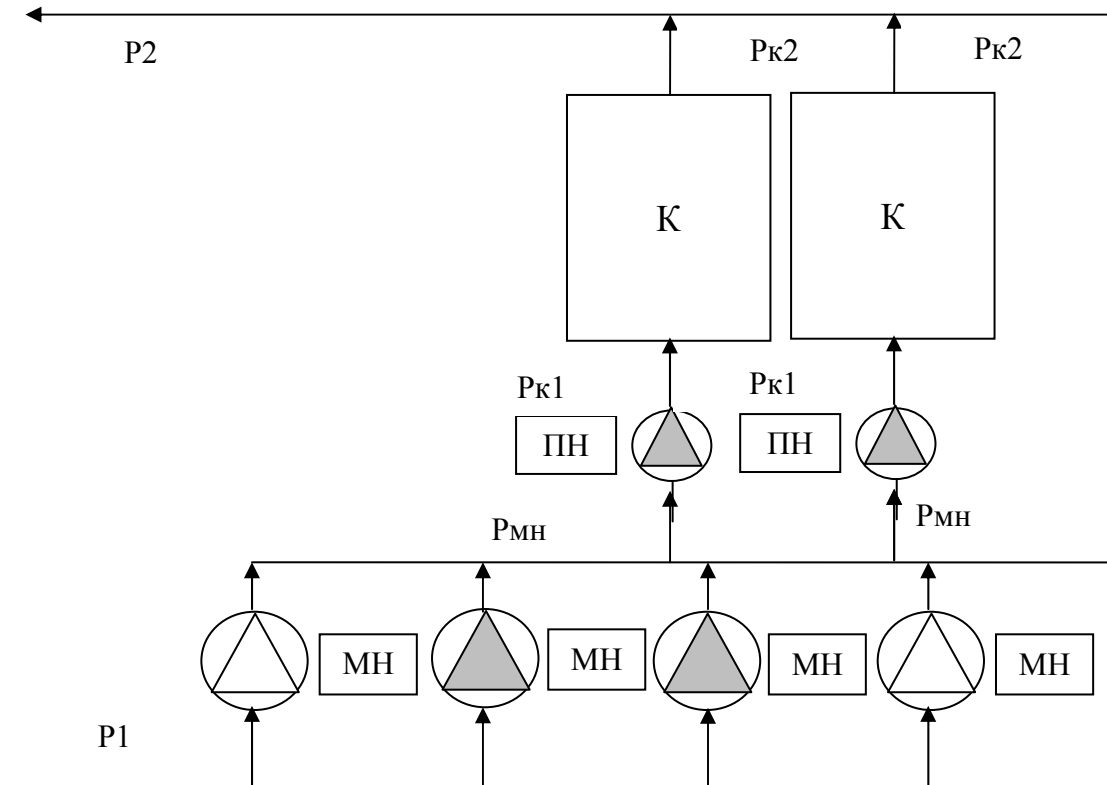
***Мал. 7.13. Вид котлу ТВГ-8М зверху. Виконання перепускних трубопроводів трубного контуру котлу, що відрізняється від типового.***

Слід зазначити, що за паспортними характеристиками номінальне значення гідравлічного опору котлів ПТВМ-30М складає 17 м вод. ст., котлів ТВГ-8М – до 20 м. вод. ст. За результатами інструментального обстеження встановлено, що існує істотне підвищення гідравлічного опору названих котлів по найбільш потужним котельням внаслідок ймовірного занесення окислами заліза з-за невідповідного ведення водно-

хімічного режиму та/або невідповідності існуючої конструкції котлів вимогам конструкторської документації підприємства-виготівника.

Відновлення деаерації підживлювальної води, чистка (промивка) та/або заміна трубних контурів котлів, а також проведення детального обстеження конструкції котлів та усунення недоліків в наявній конструкції котлів дозволить знизити тиск теплоносія в теплових мережах та отримати економію електроенергії на потреби мережних насосів. Потенціал економії електроенергії внаслідок виконання таких робіт врахований при подальшому розрахунку для котельень ПМЗ, 4 м/р, 5 м/р, №15, м/р «Дніпровський».

Пропонується змінити технологічну схему означених котельень так, як показано на мал. 7.14.



**Мал. 7.14. Рекомендована технологічна схема котельень**

Пояснення до схеми:

МН – мережні насоси.

ПН – підвищувальні насоси.

К – котли.

$P_1$  - Тиск мережної води в зворотному трубопроводі теплової мережі.

$P_{мн}$  - Тиск мережної води після мережних насосів (на вході підвищувальних насосів).

$P_{к1}$  - Тиск мережної води перед котлом (на виході з підвищувальних насосів).

$P_{к2}$  - Тиск мережної води після котла.

$P_2$  - Тиск мережної води в прямому трубопроводі теплової мережі.

За такою схемою:

- мережний насос компенсує тільки втрати тиску в магістралях теплових мереж та трубопроводах й арматурі котельні;
- втрати тиску в трубних контурах котлів компенсуються підвищенням тиску тільки тієї частини теплоносія, що безпосередньо проходить через котли. Для цієї мети використовуються підвищувальні насоси.

Орієнтовні параметри роботи котельень за рекомендованою технологічною схемою наведені в таблиці 7.9.

**Параметри режимів роботи котелень за рекомендованою технологічною схемою**

Котельні	$P_1$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{мин}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к1}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к2}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_2$ , кгс/см <sup>2</sup>	$G_k$ , м <sup>3</sup> /год.	$G_{\Sigma}$ , м <sup>3</sup> /год.
ПМЗ	3,2	7,2	10	7,5	6,4	500 (1)	925
4 м/р	3,1	6,9	9,3	6,9	6,4	200 (2)	486
№15	3,2	7,0	9,3	7,0	6	160 (2)	352
м/р «Дніпровський»	3,2	7,2	9,6	7,2	6	100 (1)	247
5 м/р	3,0	7,0	9,4	7,0	5,7	100 (1)	247

Пропоновані до встановлення на означених котельнях нові мережні та підвищувальні насоси наведені в таблиці 7.10.

Таблиця 7.10

**Нові мережні та підвищувальні насоси котелень за рекомендованою схемою**

Котельні	Мережні насоси				Підвищувальні насоси (GRUNDFOS)			
	Марка	$Q$ , м <sup>3</sup> /год.	$H$ , м вод. ст.	$N$ , кВт (п, об./мин.)	Марка	$Q$ , м <sup>3</sup> /год.	$H$ , м вод. ст.	$N$ , кВт
ПМЗ	Д1600-90	1000	40	160 (980)	NK150-315/310	500	28	55
4 м/р	Д630-90	500	38	132 (980)	NK65-125/144 (2)	100	24	11
№15	Д200-36 (2)	200	36	45 (1450)	NK50-125/144 (2)	80	23	7,5
м/р «Дніпровський»	Д320-50a	300	39	55 (1450)	NK65-125/144	100	24	11
5 м/р	Д320-50a	300	39	55 (1450)	NK65-125/144	100	24	11

Споживання електричної потужності мережними насосами та підвищувальними насосами котлової води котелень за рекомендованою схемою ТПУМВ наведене в таблиці 7.11.

Таблиця 7.11

**Споживання електричної потужності насосами за рекомендованою схемою**

Котельні	Споживання електричної потужності, кВт		
	Мережні насоси	Підвищувальні насоси	Всього
ПМЗ	150	50	200
4 м/р	80	18	98
№15	72	14	86
м/р «Дніпровський»	47	9	56
5 м/р	47	9	56
<b>ВСЬОГО</b>			<b>496</b>

Річна економія електроенергії при впровадженні даного заходу буде складати:

$$\Delta W = (932 - 496) \cdot 4320 \approx 1880 \text{ тис. кВтгод}$$

где: 932 – потужність, що споживається мережними насосами котелень на протязі опалювального періоду (за умови впровадження заходу з модернізації системи теплостачання та наладки її гідравлічного й теплового режиму) за існуючою технологічною схемою котелень, кВт;

496 – потужність, що споживається мережними насосами та підвищувальними насосами котелень на протязі опалювального періоду за рекомендованою технологічною схемою котелень, кВт;

4320 – тривалість опалювального періоду, годин.

Таким чином, потенціал економії електричної енергії на потреби мережних насосів великих котелень міста складає близько **1880 тис. кВтгод.**, тобто **14%** від загального споживання електроенергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго».

### **Підживлювальні насоси**

Для підживлення теплових мереж на котельнях підприємства використовуються підживлювальні насоси. В таблиці 7.12 наведені відомості щодо номенклатури використовуваних підживлювальних насосів та споживання електричної потужності даними насосами, зафіксовані під час інструментального обстеження.

Таблиця 7.12

#### ***Відомості про підживлювальні насоси***

Об'єкти	Тип/марка підживлювальних насосів	Номінальна продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Номінальний напір, м вод. ст.	Споживання електричної потужності, кВт
ПМЗ	K290/30	290	30	26
м/р «Радянський» + 37 квартал	K45/55	45	55	11,8
4 м/р	K45/55a	40	55	11
№15	HD80-50-200	50	50	5
м/р «Дніпровський»	K90/55	90	55	7
5 м/р	K45/55	45	55	5
Міськвітка	K90/55	90	55	12

На підставі даних про витрати підживлювальної води та фактичних режимів роботи котелень були визначені параметри підживлення теплових мереж котелень, що наведені в таблиці 7.13.

Таблиця 7.13

#### ***Фактичний режим підживлення теплових мереж***

Об'єкти	Витрата підживлювальної води, м <sup>3</sup> /год.	Тиск в зворотному трубопроводі теплової мережі, м вод ст.
ПМЗ	22	30
м/р «Радянський» + 37 квартал	4,3	30
4 м/р	8,8	30
№15	4,8	30
м/р «Дніпровський»	4	30
5 м/р	2,6	30
Міськвітка	2	30

Аналізуючи дані таблиць 7.12 та 7.13, можна зробити висновок про невідповідність характеристик використовуваних на підприємстві підживлювальних насосів фактичним параметрам підживлення теплових мереж.

Енергоаудиторами рекомендується розглянути питання встановлення підживлювальних насосів на котельнях з параметрами, які відповідають фактичним параметрам підживлення теплових мереж.

В таблиці 7.14 наведений розрахунок економії електроенергії на потреби підживлювальних насосів в разі встановлення на котельнях насосів типу ЛМ (або інших з аналогічними характеристиками). Тривалість роботи підживлювальних насосів прийнято 4320 годин.

**Потенціал економії на потреби підживлювальних насосів**

Об'єкти	Існуюче споживання електричної енергії, кВтгод.	Тип/марка нових підживлювальних насосів	Споживання електричної енергії насосами ЛМ, кВтгод	Економія, кВтгод.
ПМЗ	112320	ЛМ65-25/32	15984	96336
м/р «Радянський» + 37 квартал	50976	ЛМ32-6,3/32	6912	44064
4 м/р №15	47520	ЛМ50-12,5/32	8640	38880
м/р «Дніпровський»	21600	ЛМ32-6,3/32	6912	14688
5 м/р	30240	ЛМ32-6,3/32	6912	23328
Міськвітка	21600	ЛМ32-6,3/32	6912	14688
<b>ВСЬОГО</b>	<b>336096</b>		<b>59184</b>	<b>276912</b>

Таким чином, перевитрата електричної енергії на потреби підживлювальних насосів великих котельень міста внаслідок невідповідності характеристик використовуваних на підприємстві підвищувальних насосів фактичним параметрам підживлення теплових мереж складає близько **270 тис. кВтгод.**, тобто **2%** від загального споживання електроенергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго».

**Висновки**

За результатами попереднього енергетичного обстеження системи тепlopостачання міста Павлоград були зроблені наступні принципові висновки щодо ефективності використання насосного обладнання котельень:

Внаслідок демонтажу гідроелеваторів на теплових вводах абонентів підприємство перейшло на знижений температурний графік 95/70 °С (замість 115/70 °С) відпуску теплової енергії з найбільш потужних котельень, що призвело до зростання витрати електроенергії на потреби транспортування теплоносія в теплових мережах.

Відсутність деаерації підживлювальної води призвело до підвищення гідравлічного опору котлів, внаслідок чого підприємство вимушене підтримувати підвищений тиск теплоносія в теплових мережах, що також призводить до збільшення витрати електроенергії на потреби мережних насосів.

Майже на всіх котельнях підприємства характеристики використовуваних підживлювальних насосів не відповідають фактичним параметрам підживлення теплових мереж. Частково цю проблему вирішують шляхом встановлення частотних перетворювачів для регулювання продуктивності даних насосів, але частотні перетворювачі в даному випадку виконують лише функції електронних редукторів.

**ТЯГОДУТТЬОВІ ПРИСТРОЇ КОТЛІВ**

Вибір дуттьових вентиляторів і димотягів котлів здійснюється, виходячи з номінальної продуктивності котлоагрегатів. Однак режим роботи котлоагрегатів в системах муніципального тепlopостачання є змінним, відповідно до якого оператори котельень регулюють завантаження дуттьових вентиляторів і димотягів за допомогою шибєрів, тобто дроселюванням. Даний спосіб регулювання не є ефективним з точки зору ефективного використання електроенергії.

Стосовно до технологічного процесу виробітку теплової енергії в котельнях доцільно впроваджувати частотно-регулюючі пристрої (ЧРП) для регулювання завантаження тягодуттьових пристроїв котлів (ТДП).

В таблиці 7.15 наведені в відносних одиницях значення споживання електроенергії у випадках регулювання продуктивності тягодуттьових пристроїв котлів за допомогою напрямних апаратів та частотою обертів вала електроприводу.

**Порівняльне споживання електроенергії ТДП**

	Продуктивність ТДП, в.о.					
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Споживання електроенергії при регулюванні	1	0,88	0,76	0,68	0,62	0,56
Споживання електроенергії при регулюванні	1	0,65	0,46	0,32	0,22	0,16

Під час проведення інструментального обстеження режимів роботи найбільш потужних котелень підприємства було встановлено, що ТДП котлів таких котелень (як мінімум – на одному котлі) обладнані частотними перетворювачами. Це дозволяє економити витрати електроенергії на потреби димотягів та дуттьових вентиляторів.

Однак, внаслідок відсутності деаерації підживлювальної води трубні контури котлів занесені окислами заліза, що не дозволяє використовувати котли в широкому діапазоні завантаження, включно до номінального режиму. Це призводить до необхідності експлуатувати декілька (два-три) котлів в випадках, коли було б достатньо одного котла.

Внаслідок цього, замість ТДП одного котла (з встановленими ЧРП) в роботі знаходяться ТДП двох-трьох котлів, що призводить до додаткових витрат електроенергії.

Відновлення (впровадження) деаерації підживлювальної води дозволить більш оптимально використовувати котельне обладнання та знизити витрати електроенергії на потреби ТДП.

Під час проведення інструментального обстеження було встановлено, що ТДП котлів ПТВМ-30М котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами.

Енергоаудиторами рекомендується встановити частотно-регулюючі пристрої на ТДП котлу ПТВМ-30М котельні ПМЗ.

Розрахунок економії електроенергії при впровадженні ЧРП на ТДП котлу ПТВМ-30М котельні ПМЗ наведений в таблиці 7.16.

Таблиця 7.16

**Розрахунок економії електроенергії при впровадженні ЧРП на ТДП котлу ПТВМ-30М**

Місяці	Середня температура зовнішнього повітря, °С	Приєднане теплове навантаження, Гкал/год.	Фактичне теплове навантаження за температурою зовнішнього повітря, °С	Середньогодинна витрата палива, нм <sup>3</sup>	Відносна величина завантаження котлу	Номінальна електрична потужність ТДП котлу	Відносна величина завантаження ТДП котлу при регулюванні напрямними апаратами	Споживання електроенергії при регулюванні напрямними апаратами кВтгод.	Відносна величина завантаження ТДП котлу при регулюванні частотою обертів	Споживання електроенергії при регулюванні частотою обертів, кВтгод.	Економія електроенергії, кВтгод.
Січень	-7	41,606	25,531	3447	0,7	200	0,76	113088	0,32	47616	<b>65472</b>
Лютий	<b>-1,99</b>	41,606	20,794	2807	0,5	200	0,56	75264	0,16	21504	<b>53760</b>
Березень	<b>2,25</b>	41,606	16,784	2266	0,4	200	0,4	59520	0,1	14880	<b>44640</b>
Жовтень	<b>6,34</b>	41,606	12,917	1744	0,3	200	0,4	28800	0,1	7200	<b>21600</b>
Листопад	<b>7,56</b>	41,606	11,763	1588	0,3	200	0,4	57600	0,1	14400	<b>43200</b>
Грудень	<b>-0,15</b>	41,606	19,054	2572	0,5	200	0,56	83328	0,16	23808	<b>59520</b>
ВСЬОГО								417600		129408	<b>288192</b>

Економія електроенергії при використанні ЧРП на ТДП котлу ПТВМ-30М на котельні ПМЗ буде складати приблизно **290 тис. кВтгод**, тобто **2%** від загального споживання електроенергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго».

## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

За результатами попереднього енергетичного обстеження системи електроспоживання підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» були зроблені наступні принципи виводи з погляду ефективності використання електричної енергії.

**6.** Енергетичний менеджмент на підприємстві належним чином не функціонує. На підприємстві виконується лише функція збирання статистичних даних щодо енергоспоживання. Аналіз енергоспоживання не здійснюється, система обліку ПЕР потребує технічного вдосконалення, особливо це стосується обліку відпуску та споживання теплової енергії. Тому першочерговим енергоефективним заходом є захід з впровадження енергетичного менеджменту. Опис даного заходу наведено в ЗПЕ №1 «Впровадження енергетичного менеджменту».

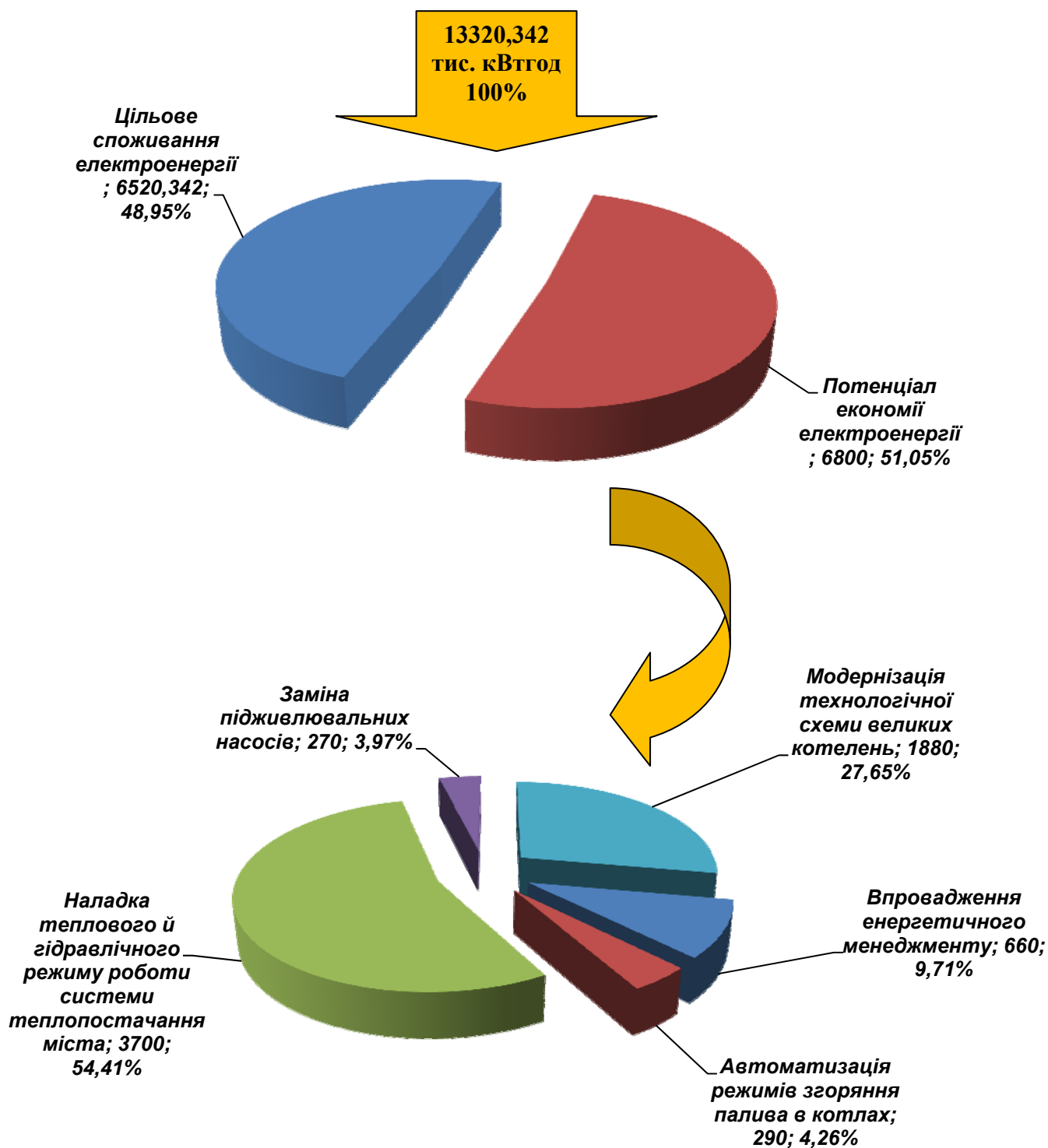
**7.** Використання зниженого температурного графіку відпуску теплової енергії споживачам (95/70 °С) замість графіку 115/70 °С на найбільш потужних котельнях підприємства призводить до значних перевитрат електроенергії на потреби мережних насосів. Проведення наладки теплового та гідравлічного режиму роботи системи тепlopостачання міста Павлоград після її модернізації (встановлення регуляторів теплового потоку, циркуляційних насосів на теплових вводах абонентів), перехід на підвищений температурний графік відпуску теплової енергії 115/70 °С та дозволить досягти економії електричної енергії в обсязі **3700 тис. кВтгод.**

**8.** Під час обстеження джерел генерації теплової енергії підприємства було встановлено, що при змінненні технологічної схеми котелень, а також відновленні деаерації підживлювальної води, очищенні (або заміні) трубних контурів котлів можна досягти потенціалу економії електроенергії на потреби мережних насосів. В якості прикладу розроблений ЗПЕ «Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень». Економія електроенергії складе **1880 тис. кВтгод.**

**9.** Під час інструментального обстеження була виявлена невідповідність характеристик використовуваних на підприємстві підживлювальних насосів фактичним параметрам підживлення теплових мереж. Встановлення підживлювальних насосів з характеристиками, що відповідають фактичним параметрам підживлення теплових мереж, дозволить отримати економію електроенергії близько **270 тис. кВтгод.**

**10.** Під час проведення інструментального обстеження режимів роботи найбільш потужних котелень підприємства було встановлено, що ТДП котлів таких котелень (як мінімум – на одному котлі) обладнані частотними перетворювачами. Це дозволяє економити витрати електроенергії на потреби димотягів та дуттьових вентиляторів. Однак, ТДП котлів котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами. Впровадження частотних перетворювачів для регулювання продуктивності ТДП котлу ПТВМ-30М котельні ПМЗ дозволить одержати економію електроенергії на потреби ТДП в обсязі **290 тис. кВтгод.**

Можливий до реалізації потенціал економії електричної енергії на підприємстві графічно відображений на мал. 7.15.



*Мал. 7.15. Можливий потенціал економії електроенергії*

Виявлений у результаті обстеження підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» потенціал економії електричної енергії становить **6800 тис. кВтгод.** за рік, або приблизно **51%** від величини існуючих річних витрат електроенергії підприємством.

При впровадженні запропонованих заходів щодо підвищення енергоефективності економія витрат на електричну енергію складе (за тарифом 807,6 грн./тис. кВтгод.) приблизно **5490 тис. грн.**



## 8. АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ВОДИ

### 8.1. Загальні відомості. Структура використання води

Вода використовується на підприємстві на наступні потреби:

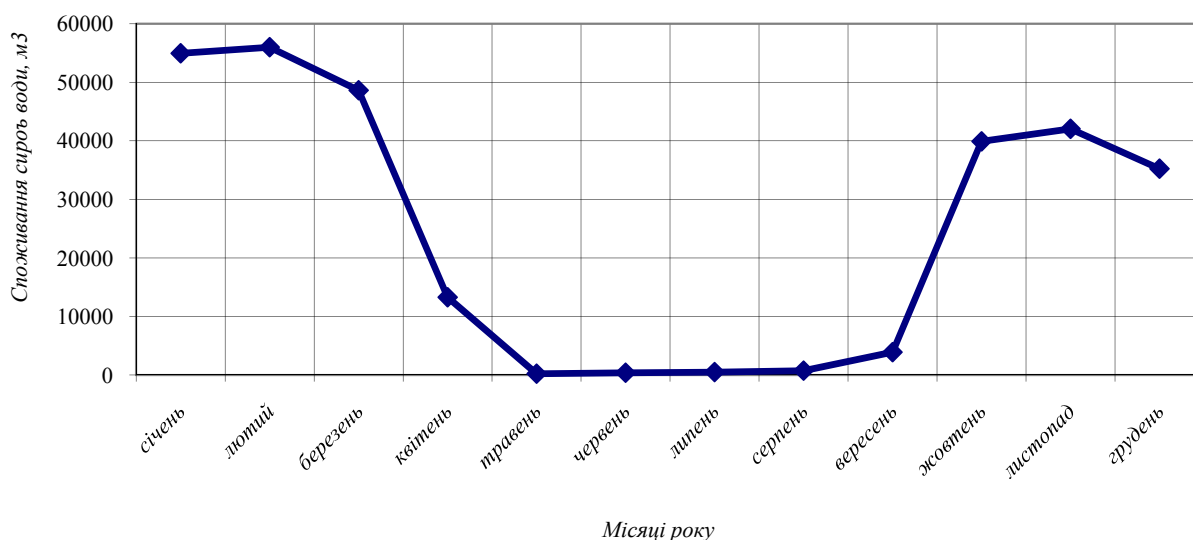
- для компенсації втрат води у теплових мережах з витоком;
- на власні потреби котельні:
  - технологічні потреби (системи ХВО);
  - побутові потреби.

#### Об'єми споживання води

Загальне споживання води Підприємством в 2010 році склало 295,7 тис. м<sup>3</sup>.

Річне споживання води на підживлення теплових мереж за даними теплопостачальної організації у 2010 році склало 218,3 тис. м<sup>3</sup> (73,8% від об'єму спожитої сирової води).

Динаміка споживання сирової води наведена нижче на мал. 8.1.



Мал. 8.1. Динаміка споживання сирової води КП «Павлоградтеплоенерго» у 2010 році

#### Тариф на оплату води

Поточний тариф на воду, станом на 01.01.2011 р складав 8,05 грн./м<sup>3</sup>, на водовідведення 5,58 грн./м<sup>3</sup>. Тарифи наведені з ПДВ.

#### Витрати на воду

Витрати Підприємства за споживання води та водовідведення у 2010 році склали (разом з ПДВ) 1569 тис. грн.

Структура споживання води Підприємством за 2010 рік наведена в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1.

Структура споживання сирової води по КП «Павлоградтеплоенерго» за 2010 рік

№ з/п	Назва котельні	Споживання води, м <sup>3</sup>	Споживання води, %
1.	М-рн Новий(ПМЗ)	108323	36,63
2.	4кв.+СШ№18	55710	18,84
3.	ПХЗ (15й кв.)	38075	12,87
4.	37 кв.+Радянська.+69кв.	35416	11,98

№ з/п	Назва котельні	Споживання води, м <sup>3</sup>	Споживання води, %
5.	Дніпровська +ПШС 1А	24187	8,18
6.	5 мк-н.	12269	4,15
7.	Міськвітка	11480	3,88
8.	Геологів	2936	0,99
9.	81 кв.	2667	0,90
10.	В/Ч (91)	2356	0,80
11.	ІОЦ	1438	0,49
12.	Московська	503	0,17
13.	Лікарня. ПХЗ	202	0,07
14.	ЦМЛ	162	0,05
15.	БК «Шахтобудівників»	17	0,01
РАЗОМ:		295 740	100

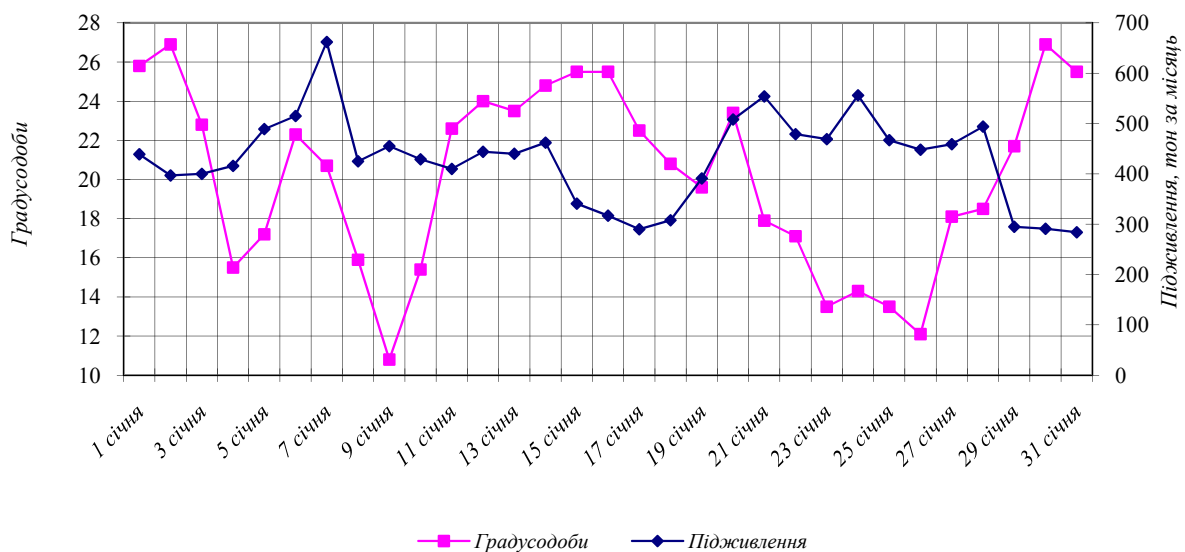
Згідно таблиці 8.1, головними споживачами води КП «Павлоградтеплоенерго» є наступні котельні:

- Котельня "Нова" (ПМЗ) ..... - 36,63%;
- Котельня "4 кв." ..... - 18,84%;
- Котельня "ПХЗ" (15 кв.) ..... - 12,87%;
- Котельня "37 кв." + "Радянська" + "69 кв." ..... - 11,98%;
- Котельня Дніпровська +ПШС 1А ..... - 8,18%;
- Котельня "5 кв." ..... - 4,15%;
- Котельня «Міськвітка» ..... - 3,88%

Сумарне споживання підживлювальної води наведених джерел теплоенергії складає 96,52 %. Всі інші котельні споживають 3,48 % води.

## 8.2. Аналіз закономірностей формування витрат підживлювальної води

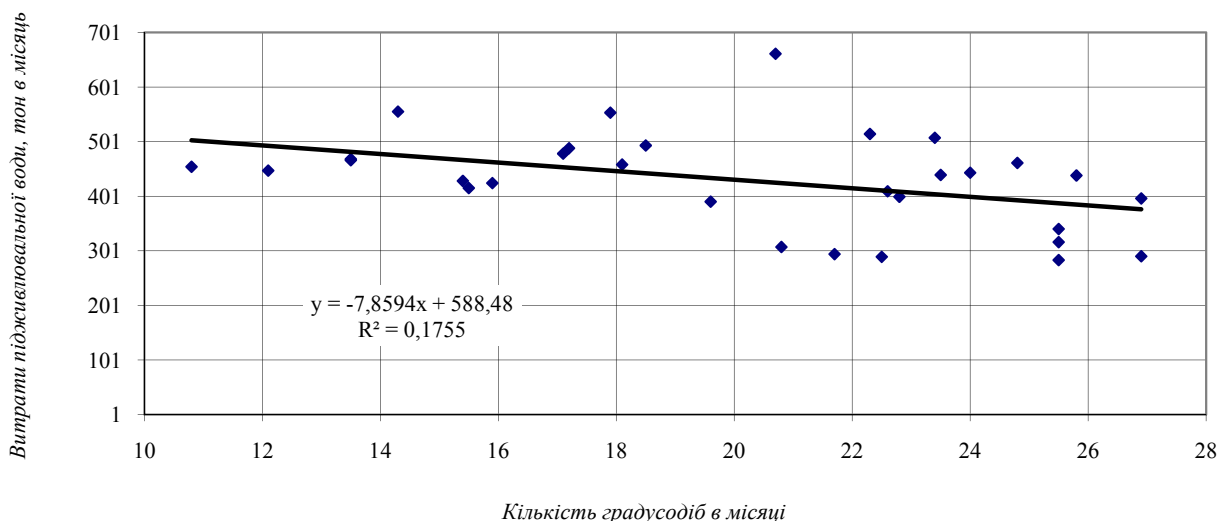
Для того, щоб дослідити характер формування значень витрат води на підживлення тепломережі по джерелам теплоенергії підприємства, був проведений аналіз змінення добових витрат підживлювальної води котельні мікрорайону «Новий» (ПМЗ) від градусодіб за січень місяць опалювального сезону 2010 року, який наведений на мал. 8.2.



Мал. 8.2. Динаміка добових витрат підживлювальної води та градусодіб в джерелах котельні мікрорайону «Новий» за грудень 2010 року.

З мал. 8.2 не можна помітити наявності закономірностей, що зв'язують ці параметри.

Характер взаємодії між витратами води на підживлення теплових мереж та градусодобами ліпше дослідити, використовуючи математичний апарат регресійного аналізу.



**Мал. 8.3. Залежність витрат підживлювальної води від градусодіб котельні мікрорайону «Новий» за грудень 2010 року.**

Тренд залежності витрат води від температури зовнішнього повітря має від'ємний кут нахилу: збільшення аргументу призводить до зменшення функції. Це ознака відсутності залежності між цими величинами.

### 8.3. Аналіз якості підживлювальної води, стану теплових мереж та обладнання

Стан та термін служби мережних трубопроводів та обладнання котелень цілком залежить від якості підживлювальної води. Втрати в разі наявності в підживлювальній воді кисню від виходу з ладу обладнання та трубопроводів багато більші поточних втрат на підживлювальну воду, але пошкодження металу відбувається повільно та наслідки зношення трубопроводів виявляються із затримкою для мереж Павлограда на 10-15 років.

#### Інформація про водопостачання

Для приготування води на підживлення системи тепlopостачання котелень використовується первинна вода з міського водогону.

Первинна вода має такі показники:

Твердість загальна (в залежності від свердловини), мг-екв/кг.....2-10,5.

pH..... 7,1 - 8,2

Вміст заліза, мг/кг.....не контролюється.

Вміст CO<sub>2</sub>..... не контролюється

Аналізи вмісту заліза, первинної, підживлювальної, мережної води не виконуються. Менші значення pH (менше 7,3) спостерігаються на котельнях районів "Дніпровський" та «Московський». Це свідчить про наявність в первинній воді вільної вугільної кислоти.

### Приготування підживлювальної води

На котельнях підприємства встановлене наступне водопідготовче обладнання.

Таблиця 8.2.

#### *Перелік водопідготовчого обладнання котелень КП «Павлоградтеплоенерго»*

№ з/п	Назва котельні	Характеристики пом'якшувальних фільтрів	Наявність деаераційного обладнання
1.	Котельня ПМЗ (сел. «Нове»)	Фільтри типу ФІПа -1-3, 4-6. Діаметр фільтра – 3400 мм, висота слою сульфовугля -2000 мм, продуктивність одного фільтра -230 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів - 4.	Повний комплект деаераційного обладнання
2.	Котельня 4-го МКР	Фільтри типу ФІПа -1-1, 5-6. Діаметр фільтра – 1500 мм, висота слою сульфовугля – 2000 мм, продуктивність одного фільтра – 45 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів – 3 шт.	
3.	Котельня ПХЗ (15кв)	Фільтри типу ФІПа-1-2. 0-6. Діаметр фільтра – 2000 мм, висота слою КУ- 2000 мм, продуктивність одного фільтра - 80 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів - 2шт.	
4.	Котельня МКР «Радянський» + 37 кв.	Фільтр типу ФІПа-1-1,5-6. Діаметр фільтра 1500мм, висота слою КУ-2- 2000 мм, продуктивність-45 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів - 1шт Фільтри типу ФІПа-1-1, 5-6. Діаметр фільтра 1500мм, висота слою сульфовугля-2000 мм, продуктивність одного Фільтра - 45м <sup>3</sup> /год. кількість фільтрів – 3 шт.	Повний комплект деаераційного обладнання
5.	Котельня МКР «Дніпровський»	Фільтри типу ФІПа -1 -1, 0-6. Діаметр фільтра -1000 мм, висота слою сульфовугля -2000 мм, продуктивність одного фільтра – 20 м <sup>3</sup> /год, кількість фільтрів –3 шт.	
6.	Котельня 5-го МКР	Фільтри типу ФІПа -1-1. 0-6. Діаметр фільтра – 1000 мм. Висота слою сульфовугля – 2000 мм, продуктивність одного фільтра -20м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів – 3 шт.	Деаераційні колонки (3 шт.), бак, насос робочої води
7.	Котельня «Міськвітка»	Фільтри типу ФІПа-1-2. 0-6. Діаметр фільтра -2000 мм, висота слою сульфовугля – 2000 мм, продуктивність одного фільтра -80 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів – 3 шт.	Деаераційна колонка, бак, насос робочої води
8.	Котельня ЦГБ (ХВО виключене)	Фільтри типу ФІПа -1- 1,5-6. Діаметр фільтра – 1500 мм. Висота слою сульфовугля – 1500 мм, продуктивність фільтра – 20 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів - 1шт. Фільтр типу ФІПа-П-1-0-6. Діаметр фільтра -1000 мм, висота слою сульфовугля 500 мм, продуктивність одного фільтру – 40 м <sup>3</sup> /год, кількість фільтрів - 1шт.	Деаераційна колонка
9.	Котельня №91	Фільтри типу- ФІПа- 1-1, 0-6. Діаметр фільтра – 1000 мм, висота слою сульфовугля – 2000 мм, продуктивність одного фільтра – 20 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів – 2 шт. Фільтри типу ФІПа-П-1-. 0-6. Діаметр фільтра-1000 мм, висота слою сульфовугля -1500 мм, продуктивність одного фільтра – 40 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів -1 шт.	
10.	№15 сел. Ім. 18-го Вересня	Фільтри типу ФІПа -1-2, 0-6. Діаметр фільтра – 2000 мм, висота слою сульфовугля -2000 мм, продуктивність одного фільтра -80 м <sup>3</sup> /год., кількість фільтрів - 2.	

На більшості котелень в пом'якшувальних фільтрах використовується сульфовуголь. Його застосування порівняно з катіонітом КУ-2 призводить до більших витрат води на власні потреби (29% порівняно з 11%).

Деаерація підживлювальної води не виконується навіть на котельнях, обладнаних деаераційними пристроями.

Аналіз води на наявність з'єднань заліза не виконується. Проби мережної води мають жовтий колір, в воді помітна наявність достатньо щільної суспензії, що складається з часточок магнетиту (часточки реагують на магнітне поле).

#### **Термін служби трубопроводів теплових мереж**

Якість підживлювальної води котелень не відповідає нормативним вимогам. Підживлювальна та пряма мережна вода мають великий вміст кисню. Мережна вода в зворотних трубопроводах вміщує вже продукти корозії – оксиди заліза. Частина продуктів корозії надходить до котелень, інша лишається в системах опалення споживачів та мережних трубопроводах.

За інформацією КП «Павлоградтеплоенерго» термін служби мережних трубопроводів складає 20 років. Такий термін відповідає швидкості корозії металу 0,14-0,2 мм на рік. Труби, виготовлені за технологіями швидкого варіння сталі останніх років, мають менший термін служби.

Велика частина оксидів заліза має нерозчинну форму ( $Fe_3O_4$ ). За рахунок цього на ділянках із зменшеними швидкостями теплоносія утворюються значні відкладення оксиду заліза.

За рахунок накопичення відкладень заліза на поверхнях нагріву котлів (незважаючи на щорічні їх очищення) та звуження їх загального прохідного перерізу втрати наявного напору при проходженні теплоносія через поверхні нагріву перевищують проектні значення більш ніж вдвічі. За даними розрахунків шар відкладень місцями досягає 7 мм.

Обстеження теплових введів будинків показало наявність в системах опалення значних відкладень продуктів корозії, які найбільші в останніх стояках по ходу теплоносія. Це призводить до зменшення циркуляції у крайніх стояках. Частина (36-50%) цих стояків замінені на нові. Частина нових стояків виконана з металопластику. Багато з'єднань нових металопластикових стояків негерметичні.

Підживлення мереж в теплу пору року не виконується. Це сприяє інтенсифікації корозії трубопроводів.

### **8.4. Результати обстеження котельні району «Новий» ПМЗ**

#### **Ефективність використання підживлювальної води**

Котельня використовується для забезпечення потреб району в опаленні, таким чином, вона працює впродовж опалювального сезону.

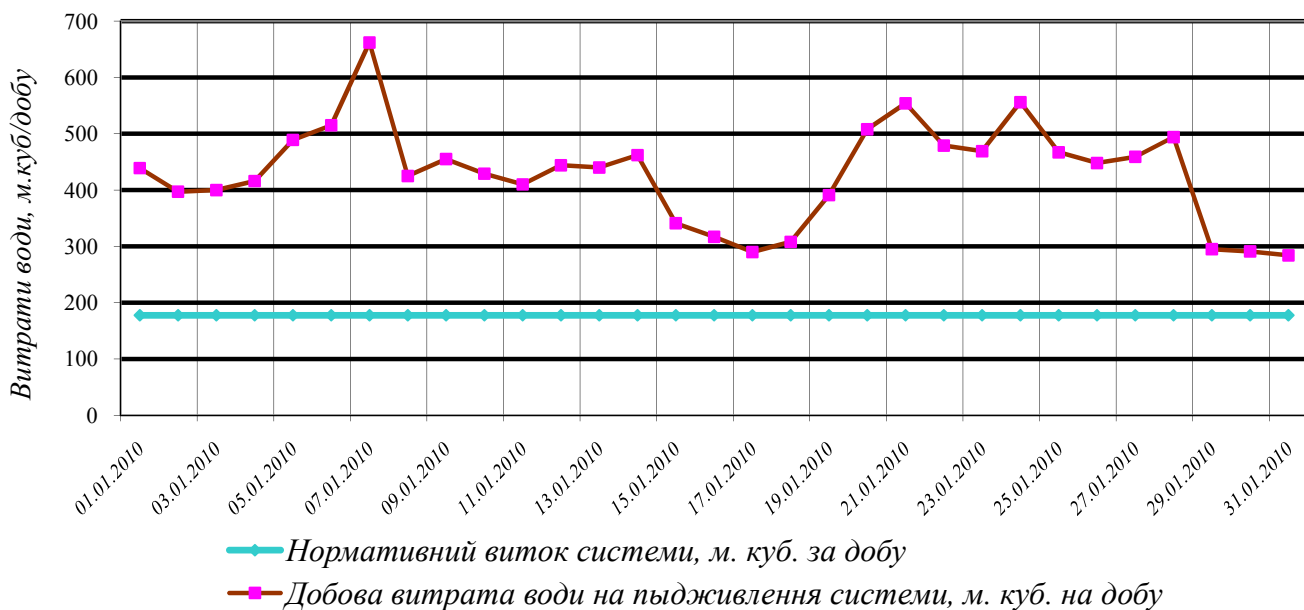
Підживлювальна вода використовується для підживлення власних теплових мереж. Дані результатів розрахунку наднормативного споживання води на підживлення котельні наведені у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3.

*Результати розрахунку наднормативних втрат води для підживлення системи теплопостачання котельні району «Новий» за грудень 2010 року*

Дата	Підживлення мережевої води (м. куб)	Нормативне підживлення мережевої води (м. куб)	Наднормативний виток (м. куб)
01.12.10р.	439	177,6	261,4
02. 12.10р.	397	177,6	219,4
03. 12.10р.	400	177,6	222,4
04. 12.10р.	416	177,6	238,4
05. 12.10р.	489	177,6	311,4
06. 12.10р.	515	177,6	337,4
07. 12.10р.	662	177,6	484,4
08. 12.10р.	425	177,6	247,4
09. 12.10р.	455	177,6	277,4
10. 12.10р.	429	177,6	251,4
11. 12.10р.	410	177,6	232,4
12. 12.10р.	444	177,6	266,4
13. 12.10р.	440	177,6	262,4
14. 12.10р.	462	177,6	284,4
15. 12.10р.	341	177,6	163,4
16. 12.10р.	317	177,6	139,4
17. 12.10р.	290	177,6	112,4
18. 12.10р.	308	177,6	130,4
19. 12.10р.	391	177,6	213,4
20. 12.10р.	508	177,6	330,4
21. 12.10р.	554	177,6	376,4
22. 12.10р.	479	177,6	301,4
23. 12.10р.	469	177,6	291,4
24. 12.10р.	556	177,6	378,4
25. 12.10р.	467	177,6	289,4
26. 12.10р.	448	177,6	270,4
27. 12.10р.	459	177,6	281,4
28. 12.10р.	494	177,6	316,4
29. 12.10р.	295	177,6	117,4
30. 12.10р.	291	177,6	113,4
31. 12.10р.	284	177,6	106,4
Загалом	13334	5505,6	7828,4

Нижче наведений графік нормативного та фактичного використання підживлювальної води системи теплопостачання котельні протягом грудня 2010 року (згідно таблиці 8.3).

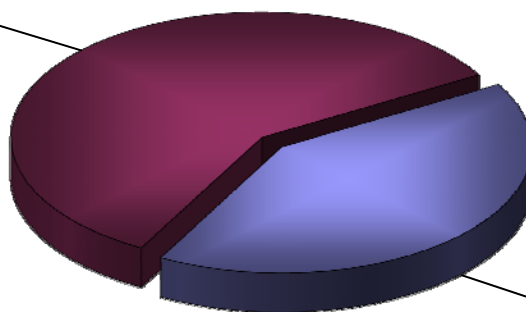


**Мал. 8.4. Динаміка нормативного та фактичного використання підживлювальної води за грудень 2010 року котельні району «Новий»**

За наведеним графіком, фактичне споживання підживлювальної води більше значення нормативного (0,25%) витoku по системі. Загальне наднормативне використання води на підживлення системи тепlopостачання котельні у грудні 2010 року склало 7828,4 м<sup>3</sup>.

За даними таблиці 8.3 був побудований баланс спожитої води на підживлення системи тепlopостачання котельні за грудень 2010 року. Баланс наведено на мал. 8.5.

Компенсування  
наднормативного  
витoku у системі,  
7828 м.куб.  
59%



Компенсування  
нормативного  
витoku у системі,  
5506 м.куб.  
41%

**Мал. 8.5. Баланс використаної води за січень 2010 року на підживлення систем тепlopостачання котельні району «Новий» за грудень 2010 року**

Згідно наведеного на мал. 8.5 балансу частка наднормативних витрат води у системах опалення становить 59% від загальних витрат підживлювальної води.

**Аналіз якості обробки підживлювальної води на котельні мікрорайону «Новий» (ПМЗ)**

Пом'якшення підживлювальної води на котельні впроваджене за одноступінчастою схемою. Необроблена вода від міського водогону подається на чотири Na-катіонітних фільтри діаметром 3,4 м.

Вода після фільтрів надходить в бак – акумулятор, звідки підживлювальним насосом подається в зворотній трубопровід тепломережі. З огляду на те, що фільтри знаряджені сульфовуглем, витрати сирової води на власні потреби ХВО складають 29%.

На котельні встановлені три деаераційні установки атмосферного типу: ДСА-100; ДСА-200; ДСА-300 з повним складом допоміжного обладнання (підігрівачі, охолоджувачі, регулятори).

Парові котли, встановлені на котельні, не працюють. Деаератори, як енергоємне обладнання, зупинені 5-6 років назад. Завдяки тривалій роботі деаераторів в попередні роки мережі котельні ПМЗ і досі кращі в місті, бо ж, на інших котельнях деаератори ніколи не працювали.

Мережна вода забруднена оксидами заліза. Гідропневматичні промивки мереж та систем опалення не виконуються. Котли за рахунок накопичення відкладень з'єднань заліза, мають підвищений опір, тому досить часто доводиться міняти поверхні нагріву котлів.

В системах опалення будинків внаслідок наявності кисню в мережній воді часто утворюються свищі. Останні стояки систем опалення внаслідок занесення продуктами корозії мають підвищений опір. За рахунок підвищення спротиву систем опалення погіршується температурний режим будинків.

### **ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ**

#### **Загальні висновки щодо стану водопідготовчого обладнання на об'єктах підприємства**

Приготування підживлювальної води на котельнях організовано з дотриманням необхідної твердості. Видалення кисню з підживлювальної води не здійснюється. Вакуумні деаераційні колонки встановлені на таких котельнях: кварталів №№ 4й, 5й, 15й районів «Новий», Радянська, «Дніпровський», «Міськвітка», ЦГБ. В деяких котельнях збереглися баки та насоси робочої води. На інших котельнях обладнання для деаерації підживлювальної води демонтовано.

В теплу пору року для економії води мережі тримають порожніми. До звичайного корозійного зношення додається стоянкова корозія.

Аналіз втрат води в мережах котельні міста характеризують, окрім витрат на воду, стан мереж та ступінь їх надійності. Нормування витоку проводиться постачальником теплоенергії по суті від досягнутого рівня. Це доцільно для оцінки поточної діяльності по збереженню цілісності мереж. Але для прийняття рішення про необхідні обсяги заміни труб краще аналізувати втрати води, спираючись на унормований розмір витоку – 0,25% від об'єму мереж. Данні порівняльного аналізу втрат води найбільшими котельнями міста за шість місяців опалювального сезону 2010 року наведені нижче в таблиці № 8.4.

Таблиця 8.4

#### **Дані порівняльного аналізу втрат води на найбільших котельнях міста за 2010 рік**

<b>№ з/п</b>	<b>Назва котельні</b>	<b>Об'єм мереж, м<sup>3</sup></b>	<b>Фактичне підживлення, м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>Фактичне підживлення, %</b>
1.	Новий (ПМЗ)	2960	23,2	0,79
2.	4кв.+СШ№18	817	11,8	1,39
3.	ПХЗ (15й кв)	604	8,3	1,37
4.	37 кв.+Радянська.+69кв.	830	7,6	0,92
5.	Дніпровська +ПШС 1А	419	5,2	1,10
6.	5кв.	446	2,6	0,58
7.	Міськвітка	287	2,4	0,83
8.	Геологів	152	0,63	0,41



На всіх котельнях витрати води набагато більші за нормативні. Згідно наведених даних найгірший стан мереж спостерігається на котельнях 4го та 15го мікрорайонів. Про інтенсивне окислення конструкційного матеріалу системи теплопостачання свідчить кількість зависі нерозчинних часточок оксиду заліза, що додають мережній воді світло-коричневого кольору та роблять рідину непрозорою.

Керівництво хімічної служби підприємства цілком свідоме необхідності прийняття заходів для захисту мереж від корозії. Але фінансування допоміжних служб теплопостачальної організації здійснюється за залишковим принципом. Забезпечення довгострокової надійної роботи системи теплопостачання не фінансується. Через відсутність деаерації впродовж останніх десятиріч склалася традиція не звертаючи уваги на причини, вести безперервну інтенсивну роботу по усуненню наслідків - заміні обладнання та трубопроводів, що вийшли з ладу. За цих обставин всі досягнення по модернізації джерел, мереж, систем опалення скороминуші, бо за п'ятнадцять - двадцять років обладнання знов вийде з ладу. Для такої коштовної, складної споруди, як система теплопостачання міста, це дуже малий термін.

Для подовшення терміну служби системи теплопостачання міста та зменшення витрат на ремонти мереж необхідно забезпечити видалення кисню на всіх котельнях міста. На великих котельнях необхідно влаштування деаерації води, на решті котелень - стабілізаційну обробку підживлювальної води для зв'язування кисню. Нажаль, стан мереж теплопостачання міста потребує негайного збільшення фінансування на ремонт мереж, виконання гідропневматичних промивок трубопроводів.

### **Висновки щодо стану водопідготовчого обладнання котельні мр-н Новий (ПМЗ)**

Підживлювальна вода на котельні пом'якшується до значення, обумовленого вимогами нормативних документів.

Видалення з цієї води кисню та вуглекислого газу не впроваджується.

Наявність в підживлювальній воді кисню призводить до інтенсивної корозії трубопроводів та обладнання, інтенсивного утворення продуктів корозії, які впродовж десятиріч накопичуються в мережах та системах опалення будинків. Термін служби мережних трубопроводів не перевищує двадцяти років.

Системи опалення будинків мають підвищений спротив, опалення останніх по ходу теплоносія споживачів погіршене. Мешканці демонтували елеваторні вузли на введеннях будинків, що призвело до «деградація» графіка опалення від вищих до 95-70, «деградації» ЦТП до рівня підвищувальних насосних станцій

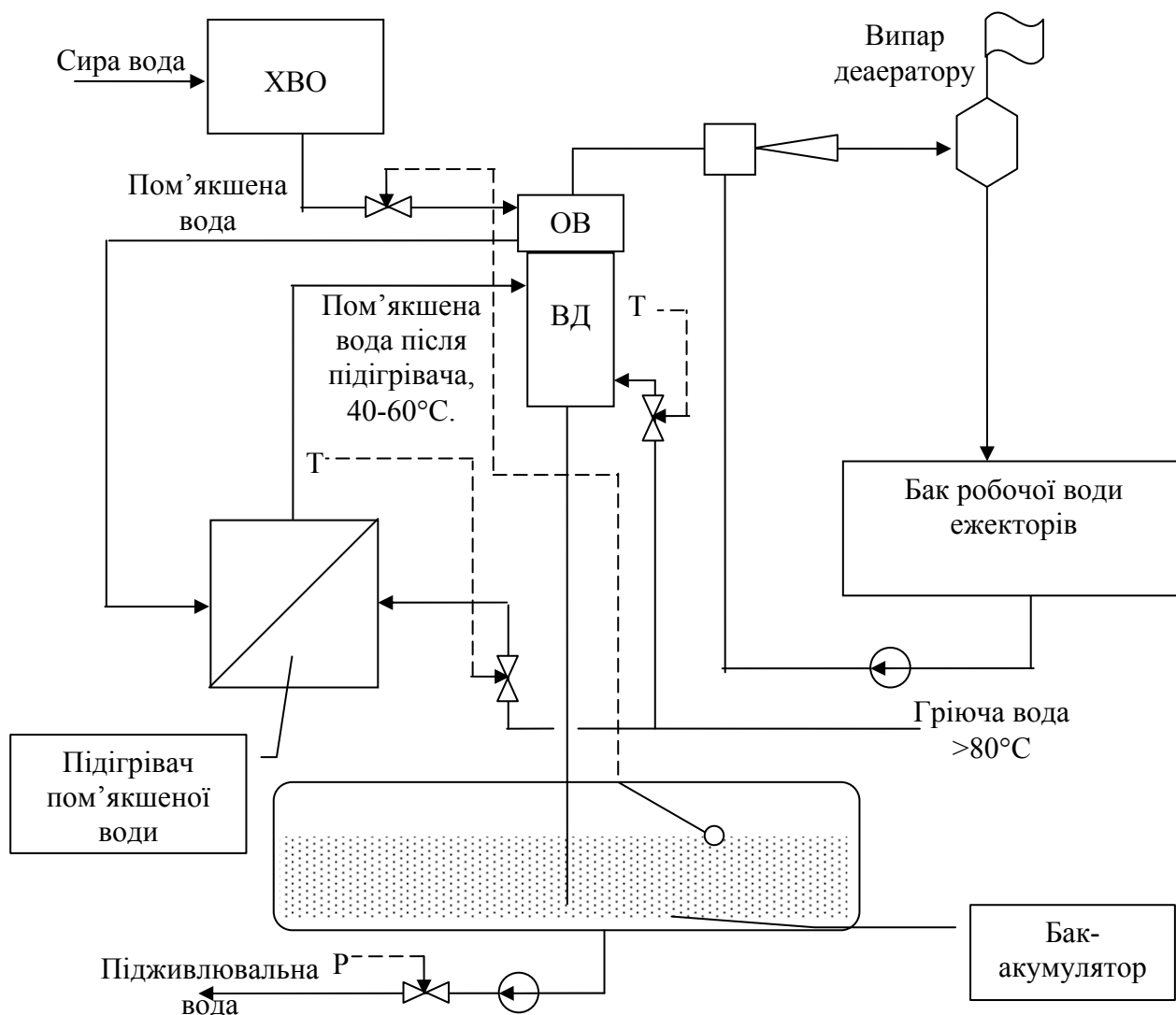
Для забезпечення сталої, надійної експлуатації мереж та самої котельні необхідно відновити проектну схему роботи деаератора підживлення тепломережі, для чого включити паровий котел ДЕ-10, попередньо підготувавши його для економічної роботи на малих навантаженнях.

### **Рекомендації щодо покращення обробки підживлювальної води на котельнях підприємства**

Для найскорішого припинення втрат конструкційного матеріалу системи теплопостачання необхідно виконати наступні заходи, які повинні передувати любым іншим напрямкам работ.

1. Відновити роботу атмосферних деаераторів води на котельні мр-н Новий (докладніше див. в наступному розділі)
2. Відновити проектну схему роботи вакуумних деаераційних установок котелень мр-нів 4-го, 5-го, № 15, 37 кварталу + «Радянська», «Дніпровський», «Міськвітка». Для улаштування деаерації води можна використати чотири вакуумні деаераційні колонки, розташовані на котельні м-рн №5 та котельні 4-ої міської лікарні. Деаератори необхідно укомплектувати устаткуванням для автоматичного

регулювання параметрів роботи (вакууму, рівня, температури підживлювальної води).  
Схема функціональна роботи вакуумного деаератора наведена на малюнку 8.6.



**Мал. 8.6. Функціональна схема роботи вакуумного деаератору**

3. Після встановлення цього обладнання необхідно виконати гідравлічне випробування вакуумної частини деаератора для ліквідації присосів повітря.
4. Провести якісне налагодження регулюючих пристроїв деаераційної установки.
5. Виконати теплохімічну наладку деаераційних пристроїв, налагодити роботу автоматики тиску та рівня води в баках-акумуляторах деаераторів. Критерієм якісної наладки автоматики деаератора є підтримання в пристрої стабільного тиску (діаграма тиску в деаераторі повинна мати вигляд рівної лінії без будь-яких коливань). Деаерація води забезпечить зниження вмісту кисню у воді до 10-50 мкг/кг та дозволить збільшити термін експлуатації трубопроводів та обладнання із двадцяти до шістдесяти – восьмидесяти років.
6. Для невеликих котельнь (мр-нів «Геологів», 81 кв., в/ч 91, ІОЦ, «Московська», «Лікарня ПХЗ», ЦМЛ, БК «Шахтобудівників») необхідно організувати дозування в підживлювальну воду котельнь сульфату натрію з домішкою NaOH. Сульфат зв'яже кисень у підживлювальній воді та захистить трубопроводи від кисневої корозії. Луг зв'яже вільну вугільну кислоту та припинить кислотну корозію трубопроводів та обладнання. Для цього необхідно встановити насоси-дозатори та бачки розчину сульфату натрію та луку на цих котельнях.

7. Необхідно поновити підживлення тепломережі в теплу пору року. Вода, з якої видалили кисень, захистить труби від стоянкової корозії.
8. Необхідно скласти перелік трубопроводів, витрати на аварійні ремонти яких перевищують витрати на планову заміну труб. Необхідно поновлення планових замін трубопроводів теплових мереж міста.
9. Для видалення відкладень заліза із мережних трубопроводів, що накопичувалися протягом десятиріч, необхідно систематично виконувати гідропневматичні промивки мереж та систем опалення будинків.
10. Для контролю процесів окислення матеріалу системи теплопостачання міста необхідно систематично виконувати аналізи мережної та підживлювальної води на вміст заліза.

Наведені заходи забезпечать надійну роботу системи міського теплопостачання впродовж багатьох років.

### **Рекомендації щодо покращання обробки підживлювальної води на котельні сел. Новий (ПМЗ)**

Для сталої, надійної роботи котельні необхідно виконати наступні заходи.

1. Відновити проектну схему деаерації підживлювальної води в повному обсязі, для чого виконати наступне:
  - Підготувати для експлуатації на малих навантаженнях котел ДЕ-10, для чого необхідно:
    - підготувати до експлуатації по двохступінчастій схемі пом'якшувальні фільтри парових котлів,
    - встановити на димосос привід на 1000 об/хв. замість 1500;
    - встановити прилад тиску газу перед пальником зі шкалою 0-6 кПа для роботи пальника на низьких навантаженнях (напоромір мембранний);
    - для роботи котла без вентилятора відпрацювати парові навантаження в діапазоні 0,3-2 т/год. (навантаження котла складе орієнтовно 0,5 т/год.) скласти режимну карту;Наведений комплекс заходів зменшить в п'ять разів споживання електричної енергії паровим котлом ДЕ-10. Таке навантаження за аналогічною схемою несуть котли ДЕ-10 на Куряжському домобудівному комбінаті впродовж декількох десятиріч.
  - Виконати ревізію деаератора ДСА-100 та допоміжного обладнання (теплообмінників, гідрозатвору, арматури);
  - Виконати налагоджувальні роботи КВП та А деаератора;
  - Виконати налагоджувальні роботи режимів деаерації води; Включення до роботи парового котла та деаератора практично не збільшить витрати теплової енергії, бо на величину витрат теплоенергії в паровому котлі зменшиться навантаження водогрійного котла.
2. Виконати гідропневматичну промивку зовнішніх мереж котельні.

Наведені рекомендації захистять мережі від корозії, а котли від відкладень оксидів заліза.

## 9. РОЗРОБКА ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЕКТУ ОСНАЩЕННЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТЕПЛОРЕГУЛЮЮЧИМ ОБЛАДНАННЯМ ТА ЗАСОБАМИ ОБЛІКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

### 9.1. Технічна частина

#### 9.1.1. Центральні теплові пункти

За час існування централізованої системи теплопостачання м. Павлоград відбувалося поступове зменшення приєднаного розрахункового теплового навантаження на котельнях підприємства з причини масових відключень абонентів від централізованої системи та утворення систем автономного (дахові котельні) та індивідуального теплопостачання.

Всі котельні Підприємства відпускають теплову енергію до мережі за температурним графіком 95/70°C.

У системі теплопостачання котельні селища «Нове» (ПМЗ), присутні 13 ЦТП (КЕТБ), що свідчить про колишню роботу котельні за підвищеним температурним графіком 105-130/70°C та можливість надання послуги централізованого гарячого водопостачання.

Перелік КЕТБ, кількість споживачів та розрахункове теплове навантаження споживачів, наведені у таблиці 9.1.

Таблиця 9.1

**Перелік КЕТБ котельні селища «Нове» (ПМЗ), кількість споживачів та розрахункове теплове навантаження споживачів**

№ з/п	Найменування споживача	Адреса споживача	Максимальний тепловий потік на опалення $Q_{\max}$ , Гкал/год	Рік вводу до експлуатації	Поверховість	Примітки
<b>КЕТБ1</b>						
1	Ж/б	Станкобудівників, 5	0,2610	1979	5	
2	Ж/б	Станкобудівників, 10	0,2110	1979	5	
3	Ж/б	Станкобудівників, 11	0,2160	1979	5	
4	Ж/б	Станкобудівників, 12	0,3120	1978	5	
5	Ж/б	Станкобудівників, 14	0,3320	1978	5	
6	Ж/б	Станкобудівників, 20	0,2160	1977	5	
<b>КЕТБ2</b>						
1	Ж/б	Кравченко, 6а	0,3170	1982	5	
2	Ж/б	Кравченко, 8	0,2060	1981	5	
3	Ж/б	Кравченко, 10	0,1980	1981	5	
4	Ж/б	Кравченко, 12	0,3080	1984	5	
5	Ж/б	Кравченко, 12а	0,2530	1984	5	
6	Ж/б	Промислова, 2	0,2050	1982	5	
7	Ж/б	Промислова, 4	0,2180	1983	5	
8	Ж/б	Станкобудівників, 1	0,4090	1979	5	
9	Ж/б	Станкобудівників, 1а	0,3120	1979	5	
10	Ж/б	Станкобудівників, 3	0,3180	1980	5	
11	Ж/б	Станкобудівників, 7	0,1970	1979	5	
12	Ж/б	Станкобудівників, 7а	0,1920	1986	5	
<b>КЕТБ3</b>						
1	Ж/б	Гагаріна, 15	0,1500	1991	5	
2	Ж/б	Гагаріна, 17	0,1910	1992	5	
3	Ж/б	Гагаріна, 19	0,2740	1991	5	
4	Ж/б	Гагаріна, 21	0,2320	1990	5	
5	Ж/б	Промислова, 6	0,3110	1984	5	
6	Ж/б	Промислова, 8	0,3230	1985	5	

№ з/п	Найменування споживача	Адреса споживача	Максимальний тепловий потік на опалення $Q_{\max}$ , Гкал/год	Рік вводу до експлуатації	Поверховість	Примітки
7	Ж/б	Станкобудівників, 9	0,2060	1981	5	
8	Ж/б	Станкобудівників, 13	0,2040	1984	5	
9	Ж/б	Станкобудівників, 13а	0,2120	1984	5	
10	Ж/б	Станкобудівників, 15	0,2140	1978	5	
<b>КЕТБ4</b>						
1	Ж/б	Гагаріна, 30	0,1760	1986	5	
2	Ж/б	Гагаріна, 32	0,1910	1986	5	
3	Ж/б	Гагаріна, 34	0,1870	1993	5	
4	Ж/б	Гагаріна, 36	0,2970	1986	5	
5	Ж/б	Гагаріна, 38	0,1990	1986	5	
6	Ж/б	Промислова, 14	0,1790	1988	5	
7	Ж/б	Промислова, 16	0,1890	1988	5	
8	Ж/б	Промислова, 18	0,3050	1987	5	
9	Ж/б	Промислова, 20	0,1920	1985	5	
10	Ж/б	Промислова, 22	0,1780	1988	5	
<b>КЕТБ5</b>						
1	Ж/б	Гагаріна, 11	0,4750	1992	9	
2	Ж/б	Гагаріна, 22	0,2100	1985	5	
3	Ж/б	Гагаріна, 24	0,1830	1987	5	
4	Ж/б	Гагаріна, 26	0,2000	1987	5	
5	Ж/б	Гагаріна, 28	0,1930	1986	5	
<b>КЕТБ6</b>						
1	Ж/б	Воїнової, 9	0,3000	1990	5	
2	Ж/б	Промислова, 26	0,1990	1991	5	
3	Ж/б	Промислова, 28	0,1900	1989	5	
4	Ж/б	Промислова, 28а	0,1850	1989	5	
5	Ж/б	Промислова, 30	0,2180	1985	5	
6	Ж/б	Промислова, 32	0,2060	1989	5	
7	Ж/б	Промислова, 34	0,1950	1989	5	
8	Ж/б	Промислова, 36	0,1560	1990	5	
9	Ж/б	Промислова, 36/1	0,2000	1991	5	
<b>КЕТБ7</b>						
1	Ж/б	Балашовська, 2	0,2150	1982	5	
2	Ж/б	Балашовська, 4	0,2040	1981	5	
3	Ж/б	Балашовська, 6	0,1950	1983	5	
4	Ж/б	Балашовська, 8	0,2140	1982	5	
5	Ж/б	Балашовська, 12	0,2060	1983	5	
6	Ж/б	Балашовська, 14	0,2160	1984	5	
7	Ж/б	Воїнової, 2	0,1990	1983	5	
8	Ж/б	Воїнової, 4	0,2080	1985	5	
9	Ж/б	Гагаріна, 4	0,4340	1984	9	
10	Ж/б	Гагаріна, 10	0,2050	1985	5	
11	Ж/б	Балашовська, 10	0,2090	1983	5	
12	Ж/б	Гагаріна, 6	0,1910	1983	5	
<b>КЕТБ20а</b>						
1	Ж/б	Малиновського, 1	0,3040	1989	5	
2	Ж/б	Малиновського, 3	0,1980	1989	5	
3	Ж/б	Малиновського, 3а	0,1910	1989	5	
<b>КЕТБ20б</b>						
1	Ж/б	Воїнової, 6	0,2930	1988	5	

№ з/п	Найменування споживача	Адреса споживача	Максимальний тепловий потік на опалення $Q_{\max}$ , Гкал/год	Рік вводу до експлуатації	Поверховість	Примітки
2	Ж/б	Воїнової, 8	0,2980	1986	5	
3	Ж/б	Воїнової, 10	0,2420	1987	5	
4	Ж/б	Воїнової, 12	0,1900	1987	5	
5	Ж/б	Воїнової, 14	0,1940	1987	5	
6	Ж/б	Воїнової, 16	0,1800	1989	5	
7	Ж/б	Воїнової, 18	0,1750	1990	5	
8	Ж/б	Воїнової, 20	0,1420	1994	9	
<b>КЕТБ20в</b>						
1	Ж/б	Балашовська, 1	0,2110	1984	5	
2	Ж/б	Балашовська, 3	0,1890	1987	5	
3	Ж/б	Балашовська, 5	0,2130	1984	5	
4	Ж/б	Балашовська, 7	0,2150	1983	5	
5	Ж/б	Балашовська, 9	0,1990	1985	5	
6	Ж/б	Балашовська, 11	0,2130	1985	5	
7	Ж/б	Балашовська, 13	0,1850	1986	5	
8	Ж/б	Дніпровська, 416	0,2290	1999	9	
9	Ж/б	Дніпровська, 418	0,3280	1996	9	
10	Ж/б	Дніпровська, 420	0,2440	1992	9	
11	Ж/б	Дніпровська, 422	0,2500	1995	9	
12	Ж/б	Дніпровська, 424	0,2630	1991	9	
<b>КЕТБ20г</b>						
1	Ж/б	Нова, 2	0,2690	1985	5	
2	Ж/б	Нова, 4	0,2720	1983	5	
3	Ж/б	Нова, 6	0,1910	1976	5	
4	Ж/б	Нова, 8	0,1930	1974	5	
5	Ж/б	Нова, 10	0,1220	1984	9	
6	Ж/б	Нова, 12	0,0980	1977	5	
7	Ж/б	Нова, 14	0,1020	1979	5	
8	Ж/б	Нова, 16	0,0970	1978	5	
9	Ж/б	Нова, 18	0,2030	1979	5	
10	Ж/б	Нова, 18а	0,2060	1980	5	
11	Ж/б	Нова, 20	0,2120	1978	5	
12	Ж/б	Нова, 22	0,2040	1979	5	
13	Ж/б	Нова, 24	0,1960	1978	5	
14	Ж/б	Нова, 26	0,2160	1977	5	
15	Ж/б	Нова, 28	0,2750	1987	9	
<b>КЕТБ Зан.</b>						
1	Ж/б	Нова, 1	0,3100	1975	5	
2	Ж/б	Нова, 3	0,3100	1975	5	
3	Ж/б	Нова, 3а	0,2550	1976	5	
4	Ж/б	Нова, 5	0,3390	1977	5	
5	Ж/б	Нова, 7	0,3250	1980	5	
<b>КЕТБ сел.Зан.</b>						
1	Ж/б	Кравченко, 1	0,1960	1989	5	
2	Ж/б	Кравченко, 3	0,1940	1988	5	
3	Ж/б	Кравченко, 5	0,2000	1988	5	
4	Ж/б	Кравченко, 7	0,1970	1988	5	
5	Ж/б	Кравченко, 9	0,1870	1988	5	
6	Ж/б	Промислова, 9/1	0,1280	1981	9	

Пропонується встановлення загального двохканального лічильника теплової енергії на введенні до КЕТБ, що забезпечить можливість з достатньою точністю складання узагальненого балансу розподілення теплоенергії, а також дозволить оцінити втрати тепла у зовнішніх квартальних теплових мережах як різницю показань загального лічильника та суми показань засобів обліку, встановлених на теплових уведеннях споживачів, підключених до кожного ЦТП.

Вартість робіт з обладнання ЦТП засобами обліку становить:

- Вартість обладнання ..... - 293,8 тис. грн.
- Вартість матеріалів..... - 31,77 тис. грн.
- Проектні роботи ..... - 19,85 тис. грн.
- Монтажні роботи..... - 27,79 тис. грн.
- Пуско-налагоджувальні роботи ..... - 23,87 тис. грн.
- **Разом:**.....- **397,08 тис. грн.**

У якості лічильників теплової енергії, для розрахунку вартості обрані показники лічильників фірми Інвест-Премекс PolluCom EX PolluTherm WPD. Для автоматичної передачі даних обчислювач лічильника обладнаний пристроєм для передачі даних через GSM зв'язок в форматі GPRS. Інформація формується обчислювачем в форматі файлу даних Excel. Документування на сервері відбувається також в форматі електронних таблиць. В разі передачі даних чотири рази на добу річні експлуатаційні затрати на один лічильник складають близько 10 гривень.

Вартість виконання робіт з встановлення лічильників теплової енергії «під ключ» по усіх ЦТП наведена у таблиці 9.2.

Таблиця 9.2

**Вартість робіт з встановлення на ЦТП лічильників теплової енергії**

№ з/п	Назва ЦТП	Належність до котельні	Qоп, Гкал/год.	Вартість, грн.					
				Обладнання	Матеріали	Проектні роботи	Монтажні роботи	Пуско-налагодження	Разом за усіма видами витрат
1.	КЕТБ 1	Котельня сел. Нове (ПМЗ)	1,548	21580,55	2333,03	1458,15	2041,40	1749,77	<b>29162,9</b>
2.	КЕТБ 2		3,133	25471,24	2753,65	1721,03	2409,44	2065,24	<b>34420,6</b>
3.	КЕТБ 3		2,317	23468,21	2537,10	1585,69	2219,97	1902,83	<b>31713,8</b>
4.	КЕТБ 4		2,093	22918,39	2477,66	1548,54	2167,96	1858,25	<b>30970,8</b>
5.	КЕТБ 5		1,261	20876,07	2256,87	1410,55	1974,76	1692,65	<b>28210,9</b>
6.	КЕТБ 6		1,849	22319,44	2412,91	1508,07	2111,30	1809,68	<b>30161,4</b>
7.	КЕТБ 7		2,696	24398,54	2637,68	1648,55	2307,97	1978,26	<b>32971,0</b>
8.	КЕТБ 20а		0,693	19481,76	2106,14	1316,34	1842,87	1579,60	<b>26326,7</b>
9.	КЕТБ 20б		1,714	21988,06	2377,09	1485,68	2079,95	1782,82	<b>29713,6</b>
10.	КЕТБ 20в		2,739	24504,14	2649,10	1655,69	2317,96	1986,82	<b>33113,7</b>
11.	КЕТБ 20г		2,856	24791,33	2680,14	1675,09	2345,13	2010,11	<b>33501,8</b>
12.	КЕТБ Зап.		1,539	21558,42	2330,64	1456,65	2039,31	1747,98	<b>29133,0</b>
13.	КЕТБ сел.Зап.		1,102	20485,72	2214,67	1384,17	1937,84	1661,00	<b>27683,4</b>
<b>Всього:</b>			<b>25,54</b>	<b>293841,87</b>	<b>31766,68</b>	<b>19854,2</b>	<b>27795,86</b>	<b>23825,01</b>	<b>397083,6</b>

**9.1.2. Споживачі теплової енергії**

Для системи тепlopостачання м. Павлоград характерне високе споживання теплової енергії у теплі дні опалювального періоду. Відсутність проведення робіт з

наладки систем теплопостачання призвела до перерозподілу витрат теплоносія між абонентськими уведеннями.

За цих обставин відбувається перегрів будівель, розташованих у безпосередній близькості до джерел генерації теплоенергії, та недоотримання необхідної кількості теплоенергії споживачами, що найбільш здалені від котелень. Мануальне управління споживанням теплової енергії на опалення шляхом пересування відсічної арматури дозволяє отримати невеликий ефект економії споживання теплової енергії, але без циркуляційного насосу у місцевій системі опалення призводить до призупинення циркуляції теплоносія у внутрішній системі.

Таким чином, необхідність встановлення регуляторів теплового потоку для зменшення витрат тепла на опалення обумовлена економічною доцільністю проведення цих робіт з боку як споживача, так і теплопостачальної організації.

Відсутність засобів обліку теплової енергії на абонентських уведеннях призводить до економічної незацікавленості споживача у регулюванні теплоспоживання.

Достатньо високий потенціал економії теплової енергії будівель періодичного використання та бюджетних установ неможливо реалізувати внаслідок відсутності на теплових вводах споживачів автоматики регулювання теплового потоку на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

Проектом оснащення системи теплопостачання міста теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії передбачається встановлення загальнобудинкових вузлів комерційного обліку на теплових уведеннях споживачів, у разі їх відсутності, та автоматики погодної корекції для усіх абонентів системи теплопостачання.

В процесі відбору найбільш привабливих будівель для впровадження енергозберігаючих заходів – встановлення автоматики регулювання теплового споживання будівлі були відібрані найбільш розповсюджені в місті типи будівель. Власники або управляючі компанії цих будинків виявили зацікавленість в зменшенні платежів за рахунок автоматичного регулювання необхідної температури в будівлях.

Для спрощення робіт по встановленню автоматики опалення прийнята до застосування типова схема з одним регулятором теплового потоку, циркуляційним насосом та дросельним вентилям замість регулятора перепаду тиску. В якості регулюючого використовується клапан із електричним приводом.

Типова схема модернізації теплового вводу з встановленням регулятора теплового потоку та циркуляційного насосу наведена на мал. 9.1. Експлікацію обладнання до типової схеми наведено у таблиці 9.3.





#### Примітки

1. В схемі не передбачений регулятор перепаду. Обмеження витрати теплоносія у подавальному трубопроводі та через насос здійснюється за допомогою дросельних клапанів.
2. Існуючі пристрої (арматура, манометри та термометри), розташовані за межами проектування, не показані.
3. Вузол обліку тепло енергії виконується за окремим проектом з урахуванням вимог виробника.
4. Додатково до проекту складається відомість відсутніх або дефектних пристроїв, які знаходяться за межами проектування, але необхідні для контролю функціонування системи опалення:
  - арматури корінної або на стояках;
  - манометрів, термометрів, дренажів.
5. Налаштування дросельних клапанів для обмеження витрати теплоносія в подавальному трубопроводі здійснюється за допомогою показників лічильника теплоенергії, обмеження витрати через насос – за допомогою токовимірювальних кліщів, орієнтуючись на значення максимального току за даними технічного паспорту насосу.

Мал. 9.1. Пропонована схема автоматики погодного регулювання з циркуляційним насосом.

Таблиця 9.3

**Експлікація обладнання до схеми автоматики погодного регулювання**

№ з/п	Назва обладнання	Кількість
1.	Лічильник теплової енергії в складі обчислювача, лічильника води та двох термодатчиків	1
2.	Електронний погодний регулятор	1
3.	Клапан регулюючий теплового потоку	1
4.	Насос циркуляційний	1
5.	Клапан дросельний	2
6.	Клапан зворотній	2
7.	Кран шаровий	5
8.	Фільтр сітчастий	1

На ринку автоматики присутні декілька вітчизняних виробників засобів автоматичного регулювання теплового потоку для опалення будівель. Перелік цих фірм наведений у таблиці 9.4.

Таблиця 9.4

**Фірми – постачальники автоматики регулювання теплового потоку**

№ з/п	Назва фірми	Кв клапану, м <sup>3</sup> /год.
1.	<b><i>НВП ТЕРМО-ФОРТ</i></b>	
	Електронний блок з датчиками	
	Клапан регулюючий КР Ду25	1
	Клапан регулюючий КР Ду25	2,5
	Клапан регулюючий КР Ду25	4
	Клапан регулюючий КР Ду25	6,3
	Клапан регулюючий КР Ду32	4
	Клапан регулюючий КР Ду32	6,3
	Клапан регулюючий КР Ду32	10
	Клапан регулюючий КР Ду32	16
	Клапан регулюючий КР Ду50	16
	Клапан регулюючий КР Ду50	25
	Клапан регулюючий КР Ду50	40
	Клапан регулюючий Н665S Ду65	58
	Клапан регулюючий КС 80	40
	Клапан регулюючий КС 80	63
	Клапан регулюючий КС 80	100
	Клапан регулюючий КС100	63
	Клапан регулюючий КС100	100
	Клапан регулюючий КС100	160
	Клапан регулюючий Н6125S Ду125	220
	Клапан регулюючий Н6150S Ду150	320
2.	<b><i>АТ „Содружество-Т”</i></b>	
	Електронний блок з датчиками	
	Клапан регулюючий Ду25	30
	Клапан регулюючий Ду32	60
	Клапан регулюючий Ду40	80
	Клапан регулюючий Ду50	111
	Клапан регулюючий Ду65	170
	Клапан регулюючий Ду80	256

№ з/п	Назва фірми	Кв клапану, м <sup>3</sup> /год.
	Клапан регулюючий Ду80	470
3.	<i>„SEMPAL” CO.LTD</i>	
	Електронний блок з датчиками	
	Клапан регулюючий Ду25	30
	Клапан регулюючий Ду32	60
	Клапан регулюючий Ду40	80
	Клапан регулюючий Ду50	111
	Клапан регулюючий Ду65	170
	Клапан регулюючий Ду80	256
4.	<i>ТОВ "КампЛесс"</i>	
	Електронний блок з датчиками	
	Клапан регулюючий Ду15	0,63
	Клапан регулюючий Ду15	1
	Клапан регулюючий Ду15	1,6
	Клапан регулюючий Ду15	2,5
	Клапан регулюючий Ду15	4
	Клапан регулюючий Ду15	6,3
	Клапан регулюючий Ду20	4
	Клапан регулюючий Ду20	6,3
	Клапан регулюючий Ду20	8,6
	Клапан регулюючий Ду25	6,3
	Клапан регулюючий Ду25	10
	Клапан регулюючий Ду25	16
	Клапан регулюючий Ду32	10
	Клапан регулюючий Ду32	16
	Клапан регулюючий Ду40	16
	Клапан регулюючий Ду40	25
	Клапан регулюючий Ду50	25
	Клапан регулюючий Ду50	40
	Клапан регулюючий Ду65	58
	Клапан регулюючий Ду80	100

Для розрахунку економічних показників інвестиційного проекту встановлення автоматики опалення в будівлях застосовані показники типової автоматики фірми НВП „Термо-Форт”.

Для будинків, не обладнаних лічильниками теплової енергії, для розрахунку вартості обрані показники лічильників фірми Інвест-Премекс PolluCom EX PolluTherm WPD. Для автоматичної передачі даних обчислювач лічильника обладнаний пристроєм для передачі даних через GSM зв'язок в форматі GPRS. Інформація формується обчислювачем в форматі файлу даних Excel. Документування на сервері відбувається також в форматі електронних таблиць. В разі передачі даних чотири рази на добу річні експлуатаційні затрати на один лічильник складають 10 гривень.

Для демонстрування привабливості інвестування грошових коштів у реформування житлово-комунального господарства проектом передбачено проведення модернізації теплових уведень 4 пілотних будівель міста:

- Житловий будинок по вулиці Дніпровська, 553;
- Житловий будинок по вулиці Станкобудівників, 2;
- Житловий будинок по вулиці Гагаріна, 15;
- Житловий будинок по вулиці Гагаріна, 28.

Для розрахунку економічних показників інвестиційного проекту встановлення автоматики опалення в будівлях застосовані показники типової автоматики фірми НВП „Термо-Форт”.

Для будинків, не обладнаних лічильниками теплової енергії, для розрахунку вартості обрані цінові показники лічильників фірми Інвест-Премекс PolluCom EX PolluTherm WPD. Для автоматичної передачі даних обчислювач лічильника обладнаний пристроєм для передачі даних через GSM зв'язок в форматі GPRS. Інформація формується обчислювачем в форматі файлу даних Excel. Документування на сервері відбувається також в форматі електронних таблиць. В разі передачі даних чотири рази на добу річні експлуатаційні затрати на один лічильник складають 10 гривень.

Для демонстрування привабливості інвестування грошових коштів у реформування житлово-комунального господарства проектом передбачено проведення модернізації теплових уведень 4 пілотних будівель.

Характеристики будівель, обраних для модернізації, існуючі та рекомендовані схеми введень цих будівель наведені нижче.

### Житловий будинок по вулиці Дніпровська, 553

Панельний п'ятиповерховий чотирьохпід'їздний будинок без технічного поверху з високим цокольним підвальним поверхом, де розміщуються трубопроводи комунікацій.

Багато балконів утеплені (50-60%). Близько 40% вікон замінено на металопластикові склопакети.

Розрахункове теплове навантаження на опалення складає 0,18 Гкал/год.

Опалення будинку здійснюється від котельні 4-го мікрорайону.

На трубопроводах введення теплоносія відсутні грязьовики. Теплоносій з теплового уведення по лежаках надходить безпосередньо до стояків. Стояки виконані з металопластикової труби Ду20 мм та обладнані латунними вентилями. На переходах метал - металопластик багато негерметичних з'єднань.

На тепловому уведенні будинку встановлений ультразвуковий лічильник теплової енергії з двома лічильниками води Ду50 «Семпал» 10М (М2)-GPRS.. Сплата за послуги опалення здійснюється по показниках лічильника.

При температурі зовнішнього повітря -2°C температура теплоносія у подавальному трубопроводі складала 60°C, у зворотному трубопроводі – 38°C. Температура повітря в приміщеннях складала 16-19°C. При цьому тиск на введенні складав 4,35/4,35 кгс/см<sup>2</sup>.

Гідропневматична промивка системи опалення не виконується, що призвело до заміни стояків на нові (металопластикові).

В будинку на 70% збережена схема трубопроводів ГВП.

Існуюча схема введення теплоносія до будинку наведена на малюнку 9.2.

### Житловий будинок по вулиці Станкобудівників, 2.

Панельний п'ятиповерховий чотирьохпід'їздний будинок без технічного поверху та з високим цокольним підвальним поверхом, де розміщуються трубопроводи комунікацій.

Багато балконів утеплені (50-60%). Близько 40% вікон замінено на металопластикові склопакети.

Розрахункове теплове навантаження на опалення складає 0,202 Гкал/год.

Опалення будинку здійснюється від котельні ПМЗ.

На трубопроводах введення теплоносія відсутні грязьовики. Теплоносій з теплового уведення по лежаках надходить безпосередньо до стояків. Стояки обладнані чавунними кранами, які вийшли з ладу.

На тепловому уведенні будинку встановлений ультразвуковий лічильник теплової енергії з двома лічильниками води Ду50 фірми «Семпал» 10М (М2)-GPRS. Сплата за послуги опалення здійснюється згідно показань лічильника.

При температурі зовнішнього повітря  $-2^{\circ}\text{C}$  температура теплоносія у подавальному трубопроводі складала  $59^{\circ}\text{C}$ , у зворотному трубопроводі –  $43^{\circ}\text{C}$ . Температура повітря в приміщеннях складала  $16-19^{\circ}\text{C}$ . При цьому тиск на введенні складав  $6,4 / 5,6 \text{ кгс/см}^2$ .

Гідропневматична промивка системи опалення не виконується. Крайні стояки чистили механічним способом.

В будинку на 70% збережена схема трубопроводів ГВП.

Існуюча схема введення теплоносія до будинку наведена на малюнку 9.3.

### Житловий будинок вулиця Гагаріна, 15

Панельний п'ятиповерховий чотирьохпід'їздний будинок без технічного поверху та з високим цокольним підвальним поверхом, де розміщуються трубопроводи комунікацій.

Багато балконів утеплені (50-60%). Близько 40% вікон замінено на металопластикові склопакети.

Розрахункове теплове навантаження на опалення складає  $0,15 \text{ Гкал/год}$ .

Опалення будинку здійснюється від котельні ПМЗ.

Теплоносій з теплового уведення по лежах надходить безпосередньо до стояків. Стояки обладнані чавунними кранами, які вийшли з ладу, частина кранів замінена на латунні вентиля.

На теплового уведенні будинку встановлений ультразвуковий лічильник теплової енергії з двома лічильниками води Ду50 фірми «Семпал» 10М (М2)-GPRS. Сплата за послуги опалення здійснюється згідно показань лічильника.

При температурі зовнішнього повітря  $-2^{\circ}\text{C}$  температура теплоносія у подавальному трубопроводі складала  $60^{\circ}\text{C}$ , у зворотному трубопроводі –  $46^{\circ}\text{C}$ . Температура повітря в приміщеннях складала  $16-19^{\circ}\text{C}$ . При цьому тиск на введенні складав  $6,4 / 5,6 \text{ кгс/см}^2$ .

Гідропневматична промивка системи опалення не виконується. Деякі стояки чистили механічним способом.

В будинку на 70% збережена схема трубопроводів ГВП.

Існуюча схема введення теплоносія до будинку наведена на малюнку 9.4.

### Житловий будинок вул. Гагаріна, 28.

Панельний п'ятиповерховий шостипід'їздний будинок без технічного поверху та з високим цокольним підвальним поверхом, де розміщуються трубопроводи комунікацій.

Багато балконів утеплені (50-60%). Близько 40% вікон замінено на металопластикові склопакети.

Розрахункове теплове навантаження на опалення складає  $0,193 \text{ Гкал/год}$ .

Опалення будинку здійснюється від котельні ПМЗ. У двох квартирах опалення здійснюється від індивідуального джерела.

Теплоносій з теплового уведення по лежах надходить безпосередньо до стояків. Стояки обладнані чавунними кранами, які вийшли з ладу, частина кранів замінена на латунні вентиля.

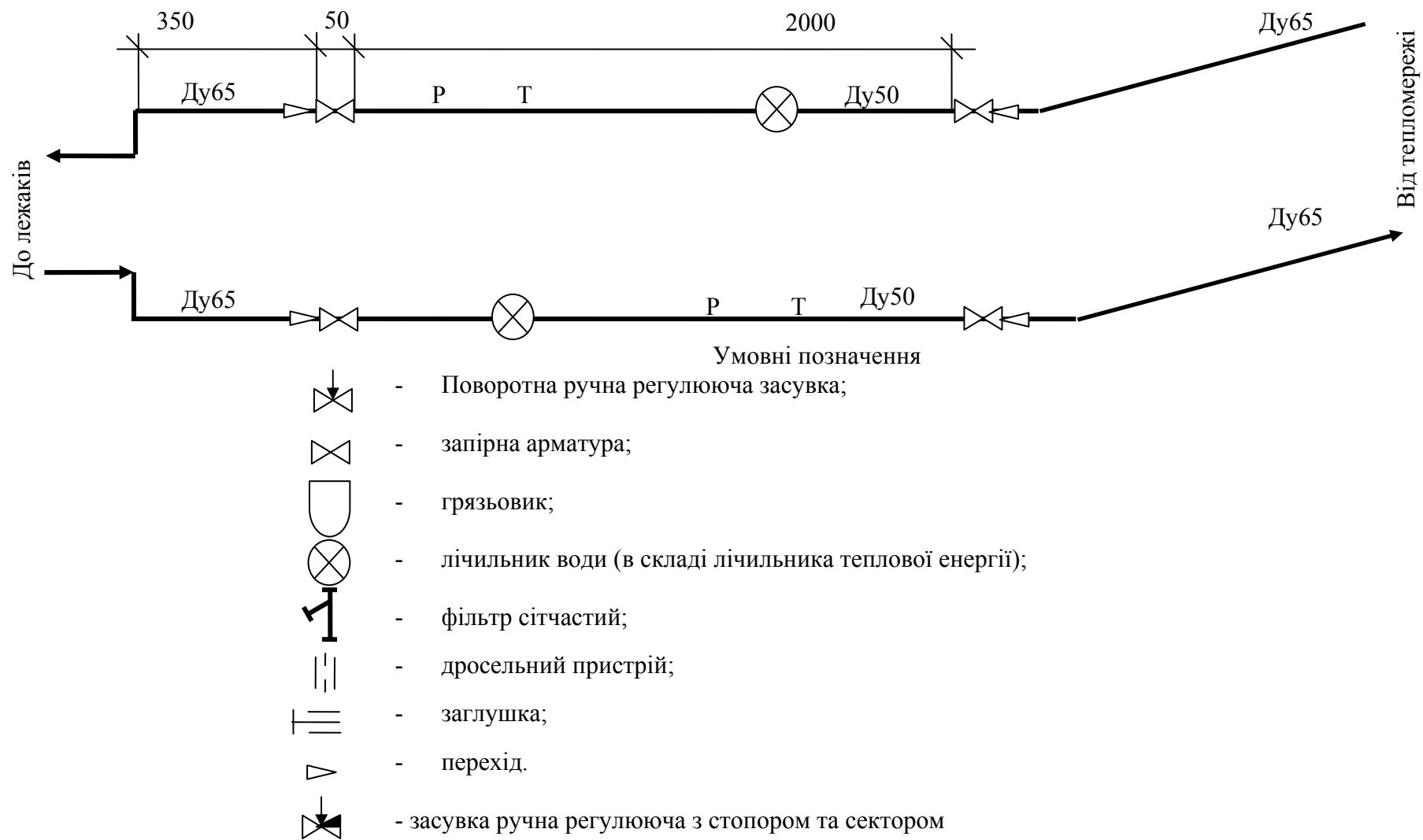
На теплового уведенні будинку встановлений ультразвуковий лічильник теплової енергії з двома лічильниками води Ду50 фірми «Семпал» 10М (М2)-GPRS. Сплата за послуги опалення здійснюється по показниках лічильника.

При температурі зовнішнього повітря  $-2^{\circ}\text{C}$  температура теплоносія у подавальному трубопроводі складала  $60^{\circ}\text{C}$ , у зворотному трубопроводі –  $44^{\circ}\text{C}$ . Температура повітря в приміщеннях складала  $16-19^{\circ}\text{C}$ . При цьому тиск на введенні складав  $6,4 / 5,8 \text{ кгс/см}^2$ .

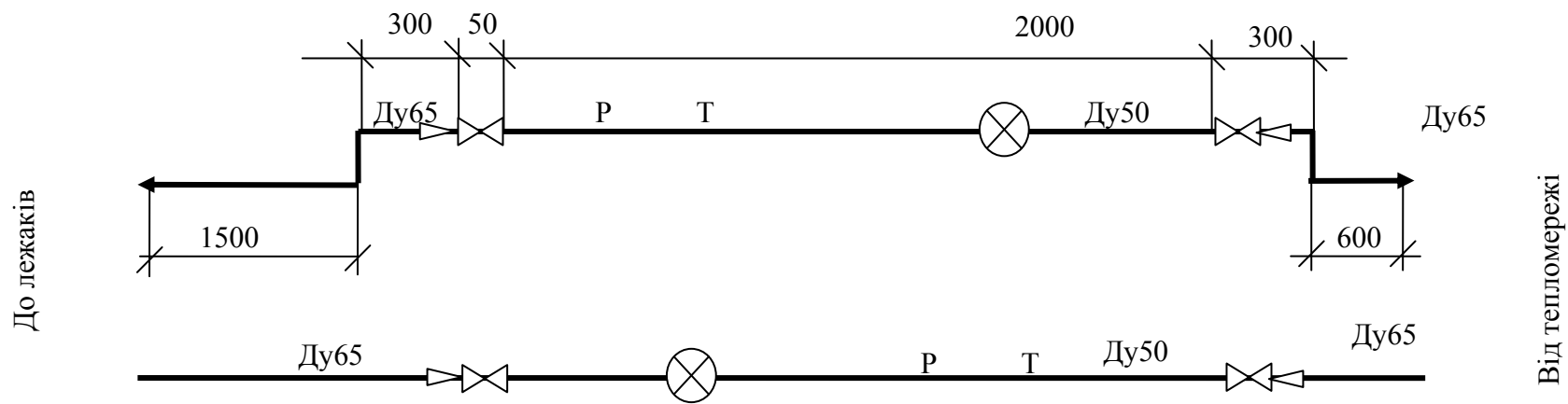
Гідропневматична промивка системи опалення не виконується. Деякі стояки прочищені механічним способом.

В будинку на 85% збережена схема трубопроводів ГВП.

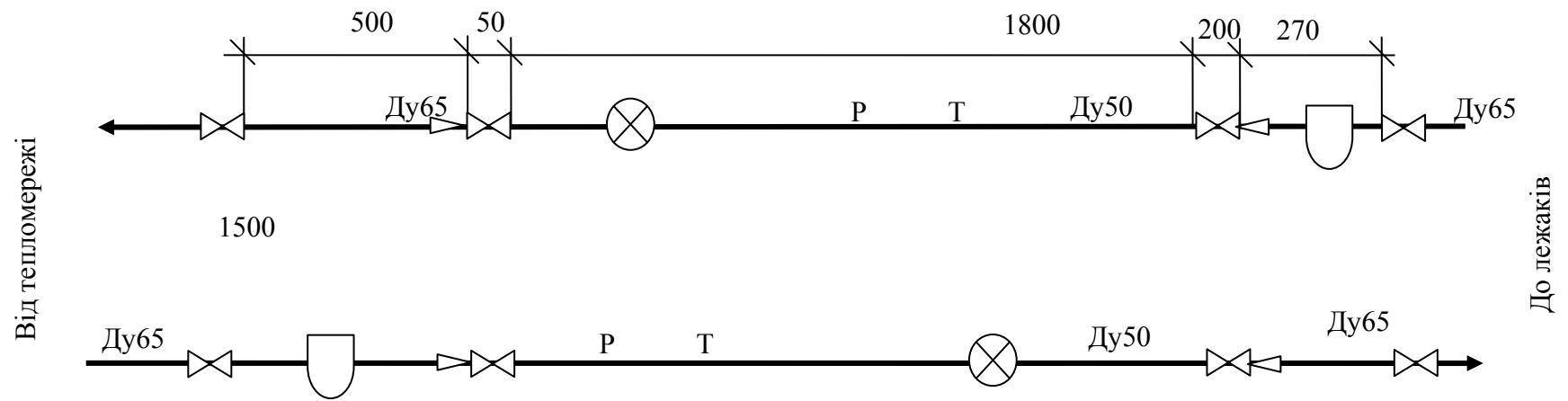
Існуюча схема введення теплоносія до будинку наведена на малюнку 9.5.



Мал. 9.2. Існуюча схема теплового уведення будинку, розташованого за адресою вул. Дніпровська, 553

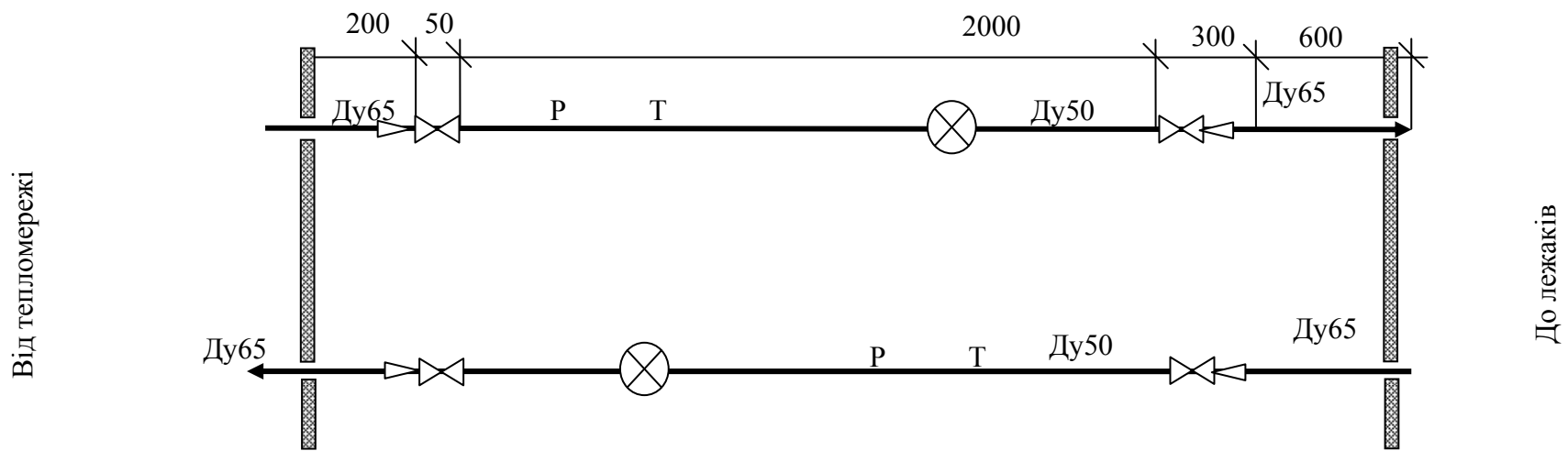


Мал. 9.3. Існуюча схема теплового уведення будинку, розташованого за адресою вул. Станкобудівна, 2а



Мал. 9.4. Існуюча схема теплового уведення будинку, розташованого за адресою вул. Гагаріна, 15





Мал. 9.5. Існуюча схема теплового уведення будинку, розташованого за адресою вул. Гагаріна, 28

Споживання теплоенергії пілотними будинками у 2010 році наведено в таблиці 9.5.

Таблиця 9.5

**Споживання теплоенергії на опалення будинків по лічильниках теплової енергії у 2010 р.**

№ з/п	Адреса будинку	Споживання теплоенергії, Гкал	Нарахування за опалення будинків, грн.
1.	Будинок вул. Дніпровська, 553	202,965	63958,33
2.	Будинок вул. Станкобудівників, 2	281,767	88790,42
3.	Будинок вул. Гагаріна, 15	244,064	76808,45
4.	Будинок вул. Гагаріна, 28	346,024	109039,08
<b>Всього:</b>		<b>1074,82</b>	<b>338596,28</b>

Таким чином, за рік споживання енергії на опалення по лічильниках теплової енергії будинків склало 1074,82 Гкал (група «населення»).

Застосування циркуляційних насосів та автоматичного регулювання теплоспоживання на введеннях будинків дозволить покращити якість опалення помешкань всіх поверхів та уникнути відключень від системи централізованого тепlopостачання, зберегти рівень реалізації теплової енергії.

Затрати на проектування, комплектацію основного, допоміжного обладнання та матеріалів, монтажу та налагоджувальних робіт автоматики регулювання теплоспоживання пілотних будинків наведені у таблиці 9.6.

Таблиця 9.6

**Затрати на встановлення автоматики регулювання та лічильників теплової енергії на пілотних будівлях**

№ з/п	Найменування будівлі	Витрати на інсталяцію автоматики, грн.
1.	Будинок вул. Дніпровська, 553	25885
2.	Будинок вул. Станкобудівна, 2а.	25885
3.	Будинок вул. Гагаріна, 15	25885
4.	Будинок вул. Гагаріна, 28	25885
<b>Всього:</b>		<b>103540</b>

**Розрахунок річної економії енергії для пілотних будівель**

Будинками пілотного проекту спожито за 2010 рік 1074,82 Гкал. Споживачі цих будинків відносяться до групи «населення» (ціна газу 1309,2 грн./тис. м<sup>3</sup>).

Виходячи з середнього показника питомої витрати природного газу 142,9 нм<sup>3</sup> для виробітки 1 Гкал теплової енергії (за даними Підприємства за 2010 рік), кількість природного газу, витраченого для забезпечення відпуску вказаного обсягу теплової енергії, становить:

$$1074,82 \times 142,9 \approx 153,6 \text{ тис. м}^3.$$

Після виконання заходів економія теплової енергії на опалення складе за експертною оцінкою 20% від річного споживання.

Річна економія природного газу складе:

$$153,6 \times 0,2 \approx 31 \text{ тис. нм}^3.$$

**Розрахунок річної економії витрат для пілотних будівель**

Річна економія витрат на природний газ (вартістю для населення 1309,2 грн. за 1000 м<sup>3</sup>) становить:

$$31 \times 1309,2 \approx 40,6 \text{ тис. грн.}$$

### Оцінка простої окупності для пілотних будівель

Витрати на впровадження.....- 103,54 тис. грн.

Річна економія витрат.....- 40,6 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$103,54 / 40,6 \approx 2,6 \text{ року.}$$

### Розрахунок витрат для будівель всього міста

Вартість робіт з обладнання теплових уведень споживачів 840-ма комерційними вузлами обліку теплової енергії та 962-ма регуляторами теплового потоку з погодною корекцією становить 57 932,2 тис. грн.

Вартість обладнання..... - 42 869,9 тис. грн.

Вартість матеріалів..... - 4 634,5 тис. грн.

Проектні роботи..... - 2 896,6 тис. грн.

Монтажні роботи..... - 4 055,3 тис. грн.

Пусконаладжувальні роботи..... - 3 475,9 тис. грн.

**Разом:** ..... - **57 932,2 тис. грн.**

Показники інвестиційного проекту оснащення системи тепlopостачання міста Павлоград теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії приведені у зведеній таблиці 9.7.

Таблиця 9.7

#### Зведена таблиця показників капітальних витрат інвестиційного проекту

№ з/п	Найменування заходу	Вартість, тис. грн.
1.	Оснащення введень ЦТП вузлами комерційного обліку	397,1
2.	Оснащення теплових уведень споживачів вузлами комерційного обліку теплової енергії та регуляторами теплового потоку	57 932,2
<b>Разом:</b>		<b>58 329,3</b>

### Розрахунок річної економії енергії для будівель всього міста

Витрати палива для забезпечення потреб опалення споживачів КП "Павлоградтеплоенерго" за даними підприємства у 2010 році склали 35962,88 тис.м<sup>3</sup> природного газу. Корисний відпуск теплової енергії на опалення та вентиляцію по Підприємству у 2010 році склав 201 840,064 Гкал. Для групи споживачів «населення» – 159325,402 Гкал, для групи споживачів «бюджет» – 32516,514 Гкал, для групи споживачів «інші» – 9998,148 Гкал.

Виходячи з середнього показника питомої витрати природного газу 142,9 м<sup>3</sup> для відпуску 1 Гкал теплової енергії (за даними Підприємства за 2010 рік), кількість природного газу, витраченого для забезпечення відпуску вказаного обсягу теплової енергії, становить приблизно 28840,5 тис. м<sup>3</sup>, з них на групу «Населення» – 22765,7 тис. м<sup>3</sup>, на групу «Бюджетні та інші» – 6074,8 тис. м<sup>3</sup>.

Після оснащення теплових уведень споживачів регуляторами теплового потоку з погодною корекцією економія теплової енергії на опалення складе за експертною оцінкою 20% від річного споживання.

#### Варіант №1, 2

Річна економія теплової енергії складе  $201840,064 \times 0,2 \approx 40368$  Гкал.

Річна економія природного газу по групі «населення» складе

$$22765,7 \times 0,2 \approx 4553 \text{ тис. м}^3,$$

Річна економія природного газу по групі «Бюджетні та інші» складе

$$6074,8 \times 0,2 \approx 1215 \text{ тис. м}^3.$$

#### Варіант №3

Річна економія теплової енергії складе:

- по групі споживачів «населення»  $159325,402 \times 0,2 \approx 31865$  Гкал;
- по групі споживачів «бюджет»  $32516,514 \times 0,2 \approx 6503$  Гкал.
- по групі споживачів «інші»  $9998,148 \times 0,2 \approx 2000$  Гкал.

## 9.2. Оцінка фінансових показників проекту

Показники інвестиційного проекту були розраховані по 3 варіантах. За першим варіантом економічний ефект розраховувався по середній для теплопостачальної компанії м. Павлоград ціні на газ для населення та іншим споживачам, яка по розрахункам відносно спожитої теплоенергії склала 1309,2 грн. за 1000 м<sup>3</sup> для групи споживачів «населення» та 3073,968 грн. за 1000 м<sup>3</sup> для групи «Бюджетні та інші». За другим варіантом були прийняті ціни імпортованого газу з Росії 2 240 грн. (280 дол. США за курсом 7,98 USD/UAH на 28.02.2011) за 1000 м<sup>3</sup>. За третім варіантом економічний ефект розраховувався з позиції зниження споживання теплової енергії споживачами за тарифами на теплову енергію для групи «Населення» – 346,63 грн./Гкал, для групи «Бюджет» – 662,72 грн./Гкал, для групи споживачів «інші» – 750,44 грн./Гкал (станом на 01.01.2011 р.).

### 9.2.1. Необхідні об'єми фінансування

#### *Варіант №1*

#### Розрахунок річної економії витрат

Річна економія витрат на природний газ за тарифом 1 309,2 грн. за 1000 м<sup>3</sup> для групи «населення» становить:

$$4553 \times 1\,309,2 \approx 5960 \text{ тис. грн.}$$

Річна економія витрат на природний газ за тарифом 2 957,93 грн. за 1000 м<sup>3</sup> для групи «бюджет та інші» становить:

$$1215 \times 3073,968 \approx 3735 \text{ тис. грн.}$$

Загальна річна економія витрат становить:

$$5960 + 3735 \approx 9695 \text{ тис. грн.}$$

#### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження.....- 58329,3 тис. грн.

Річна економія витрат.....- 9695 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$58329,3 / 9695 \approx 6,0 \text{ років.}$$

Для зручності обчислення грошових потоків і показників ефективності проекту всі витрати й заощадження від впровадження проекту зведено в таблицю 9.8.

Таблиця 9.8

#### *Витрати і заощадження від впровадження проекту за варіантом №1*

Рік	Витрати, тис. грн.	Економія, тис. грн.	Сальдо, тис. грн.
1-й	19443,1	3231,70	-16211,4
2-й	19443,1	6463,30	-12979,8
3-й	19443,1	9695,00	-9748,1
4-й	0	9695,00	9695,00
5-й	0	9695,00	9695,00
6-й	0	9695,00	9695,00
7-й	0	9695,00	9695,00
8-й	0	9695,00	9695,00
9-й	0	9695,00	9695,00
10-й	0	9695,00	9695,00
11-й	0	9695,00	9695,00
12-й	0	9695,00	9695,00
13-й	0	9695,00	9695,00
14-й	0	9695,00	9695,00
15-й	0	9695,00	9695,00
16-й	0	9695,00	9695,00
17-й	0	9695,00	9695,00
18-й	0	9695,00	9695,00
19-й	0	9695,00	9695,00
Усього:	58329,3	174510	116180,7

## Варіант №2

### Розрахунок річної економії витрат

Річна економія витрат на природний газ за ціною  $\approx 2\,240$  грн. (280 дол. США за курсом 7,98 USD/UKR на 28.02.2011) за  $1000\text{ м}^3$  становить:

$$(4553 + 1215) \times 2\,240 \approx 12920 \text{ тис. грн.}$$

### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження.....- 58329,3 тис. грн.

Річна економія витрат.....- 12920 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$58329,3 / 12920 \approx 4,5 \text{ року.}$$

Для зручності обчислення грошових потоків і показників ефективності проекту всі витрати й заощадження від впровадження проекту зведено в таблицю 9.9.

Таблиця 9.9

### Витрати і заощадження від впровадження проекту за варіантом №2

Рік	Витрати, тис. грн.	Економія, тис. грн.	Сальдо, тис. грн.
1-й	19443,1	4306,70	-15136,4
2-й	19443,1	8613,30	-10829,8
3-й	19443,1	12920,00	-6523,1
4-й	0	12920,00	12920,00
5-й	0	12920,00	12920,00
6-й	0	12920,00	12920,00
7-й	0	12920,00	12920,00
8-й	0	12920,00	12920,00
9-й	0	12920,00	12920,00
10-й	0	12920,00	12920,00
11-й	0	12920,00	12920,00
12-й	0	12920,00	12920,00
Усього:	58329,3	142120	83790,7

## Варіант №3

### Розрахунок річної економії витрат

Річна економія витрат на теплову енергію за середньою вартістю 271,07 грн. за 1 Гкал для групи «населення» становить:

$$31865 \times 346,63 \approx 11045 \text{ тис. грн.}$$

Річна економія витрат на теплову енергію за середньою вартістю 485,12 грн. за 1 Гкал для групи «бюджет» становить:

$$6503 \times 662,72 \approx 4310 \text{ тис. грн.}$$

Річна економія витрат на теплову енергію за середньою вартістю 542,64 грн. за 1 Гкал для групи «інші споживачі» становить:

$$2000 \times 750,44 \approx 1500 \text{ тис. грн.}$$

Загальна річна економія витрат становить:

$$11045 + 4310 + 1500 = 16855 \text{ тис. грн.}$$

### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження.....- 58329,3 тис. грн.

Річна економія витрат.....- 16855 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$58329,3 / 16855 \approx 3,5 \text{ року.}$$

Для зручності обчислення грошових потоків і показників ефективності проекту всі витрати й заощадження від впровадження проекту зведено в таблицю 9.10.

Таблиця 9.10

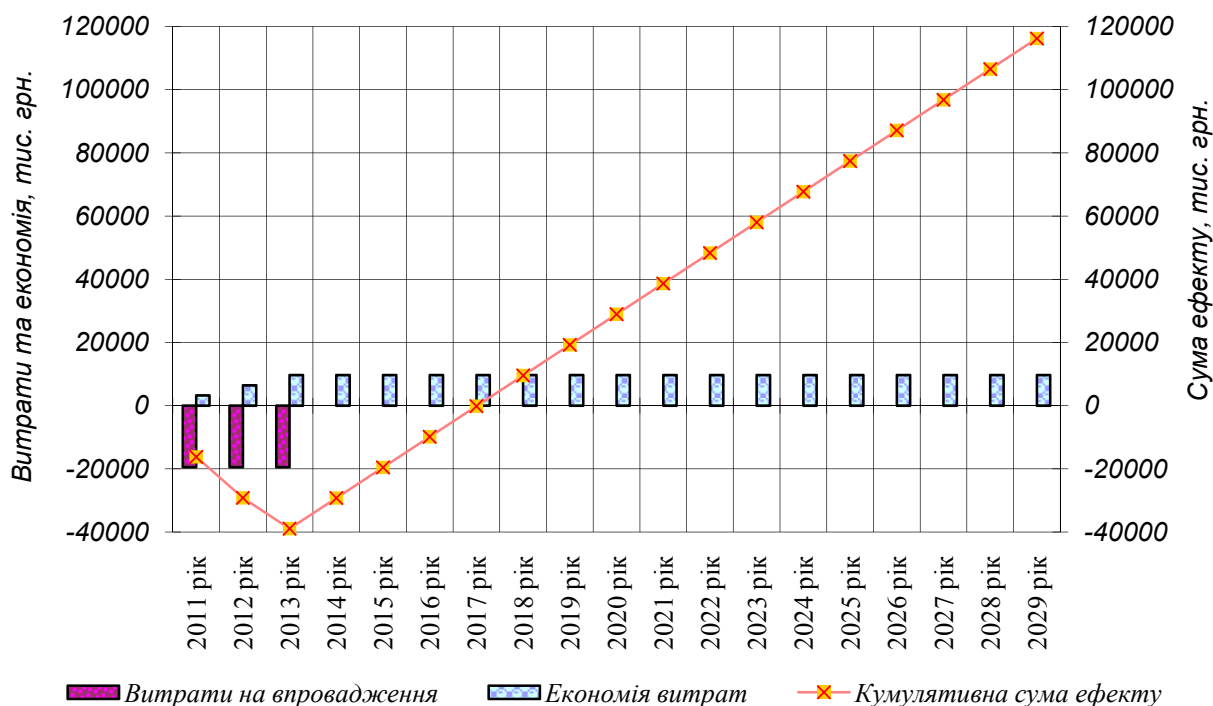
### Витрати і заощадження від впровадження проекту за варіантом №3

Рік	Витрати, тис. грн.	Економія, тис. грн.	Сальдо, тис. грн.
1-й	19443,1	5618,3	-13824,8
2-й	19443,1	11236,7	-8206,4
3-й	19443,1	16855	-2588,1
4-й	0	16855	16855
5-й	0	16855	16855
6-й	0	16855	16855
7-й	0	16855	16855
8-й	0	16855	16855
Усього:	58329,3	117985	59655,7

### 9.2.2. Показники ефективності проекту

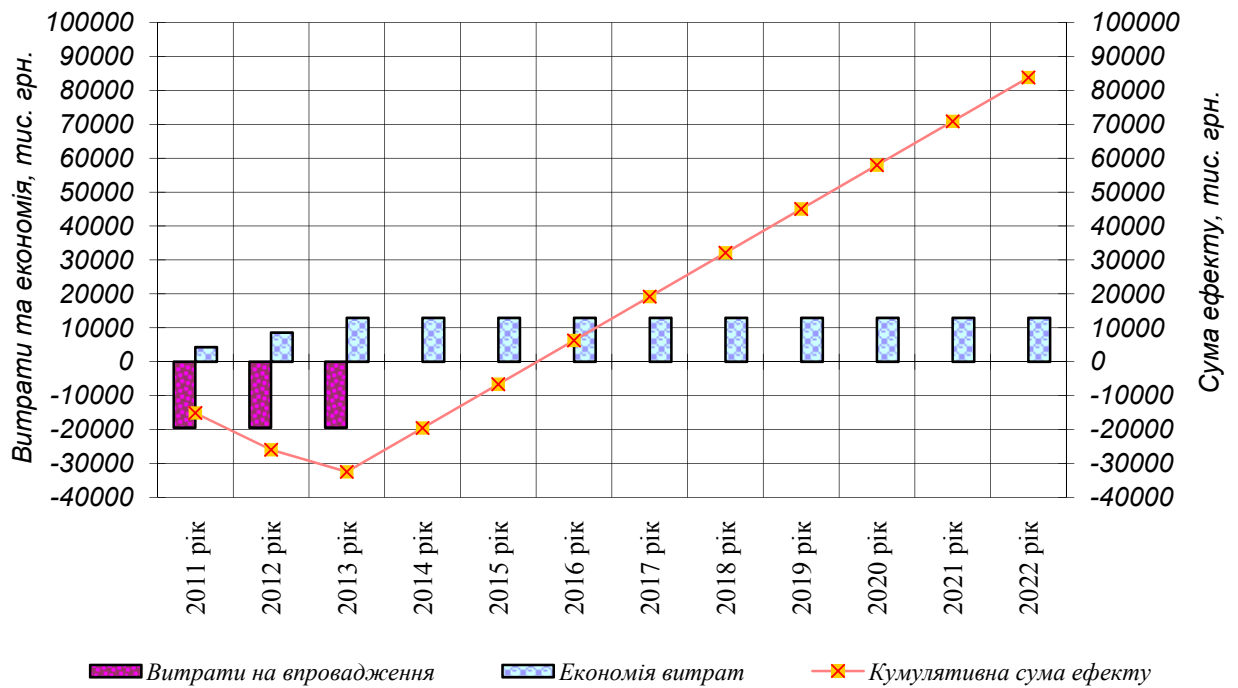
Дані приклади розглядають варіанти, коли ухвалене рішення влади вкласти кошти у розмірі 58329,3 тис. грн. у комплексну реалізацію інвестиційного проекту з оснащення системи тепlopостачання міста Павлоград теплорегулюючим обладнанням та засобами обліку теплової енергії.

Кумулятивна складова економічного ефекту від комплексної реалізації проекту за варіантом № 1 показана на графіку, що приведений на мал. 9.4, а рух грошових коштів (фінансові вкладення в реалізацію проекту й економія витрат від впровадження проекту) протягом розглянутого строку наведено в таблиці 9.8. При цьому сумарна економія витрат (з урахуванням вартості обладнання та матеріалів, а також усіх робіт по проекту) за період 2011-2029 рр. при ставці дисконтування 13% складе 116180,7 тис. грн.



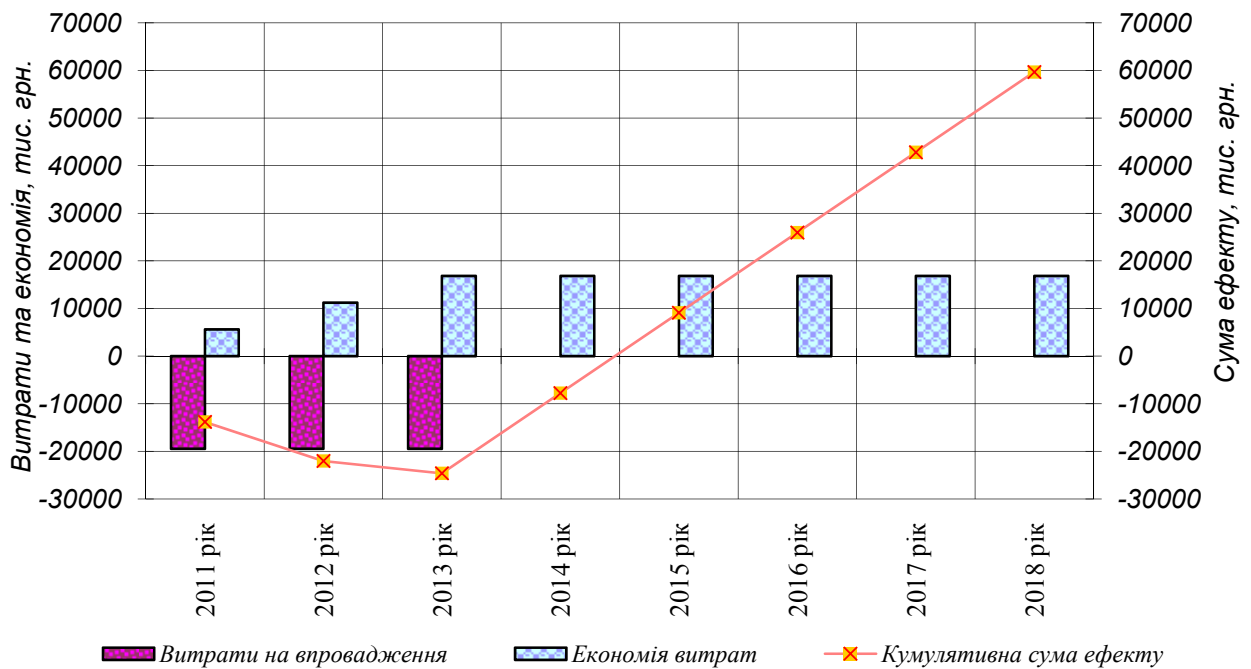
**Мал. 9.4. Витрати та економія при впровадженні інвестиційного проекту у 2011-2029 рр. за варіантом № 1**

Кумулятивна складова економічного ефекту від комплексної реалізації проекту за варіантом № 2 показана на графіку, що приведений на мал. 9.5, а рух грошових коштів (фінансові вкладення в реалізацію проекту й економія витрат від впровадження проекту) протягом розглянутого строку наведено в таблиці 9.9. При цьому сумарна економія витрат (з урахуванням вартості обладнання та матеріалів, а також усіх робіт по проекту) за період 2011-2022 рр. при ставці дисконтування 15% складе 83790,7 тис. грн.



**Мал. 9.5. Витрати та економія при впровадженні інвестиційного проекту у 2011-2022 рр. за варіантом № 2**

Кумулятивна складова економічного ефекту від комплексної реалізації проекту згідно варіанта № 3 відображена мал. 9.6, а рух грошових коштів (фінансові вкладення в реалізацію проекту й економія витрат від впровадження проекту) протягом розглянутого строку наведено в таблиці 9.10. При цьому сумарна економія витрат (з урахуванням вартості обладнання та матеріалів, а також усіх робіт по проекту) за період 2011-2018 рр. при ставці дисконтування 15% складе 59655,7 тис. грн.



**Мал. 9.6. Витрати та економія при впровадженні інвестиційного проекту у 2011-2018 рр. за варіантом № 3**

Дані приклади впровадження інвестиційного проекту за варіантами №№ 1, 2, 3 розроблені на основі експертної оцінки оптимального, з технічної точки зору, порядку реалізації.

### **Оцінка ефективності проекту методом IRR**

Визначена економічна ефективність і доцільність проекту з урахуванням вищевказаної концепції одним з найпоширеніших показників оцінки інвестиційних проектів «IRR» (внутрішня норма рентабельності або прибутковості).

#### ***Опис методу розрахунку внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR)***

*Синоніми:* Внутрішня норма прибутку. Внутрішня норма рентабельності. Внутрішня норма окупності.

*Англійські еквіваленти:* InternalRateofReturn (IRR). DiscountedCashFlowofReturn (DCFOR).

Для використання методу чистої сучасної цінності потрібно заздалегідь установлювати величину ставки дисконтування. Рішення такого завдання може викликати певні складнощі. Тому досить широке поширення одержав метод, в якому оцінка ефективності базується на визначенні критичного рівня вартості капіталу, який може бути використаний у даному інвестиційному проекті. Цей показник одержав назву «внутрішньої ставки прибутковості інвестицій».

Розрахунок внутрішньої ставки прибутковості (IRR) здійснюється методом ітеративного добору такої величини ставки дисконтування, при якій чиста сучасна цінність інвестиційного проекту звертається в нуль. Цій умові відповідає формула:

$$NPV = \sum_{t=1}^{n-1} \frac{MCF_t}{(1+IRR)^t} - 0$$

При розрахунку показника IRR передбачається повна капіталізація всіх одержуваних доходів. Це означає, що всі генеруємі кошти направляються на покриття поточних платежів або реінвестуються із прибутковістю, рівною IRR.

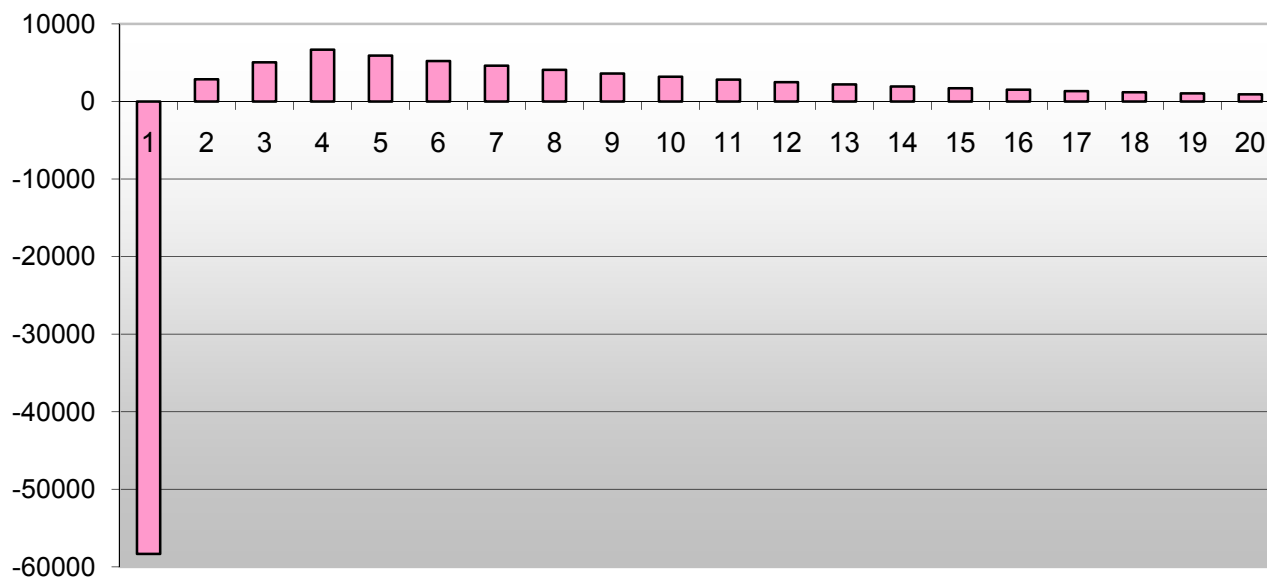
Інтерпретаційний зміст внутрішньої ставки прибутковості полягає у визначенні максимальної вартості капіталу, використовуваного для фінансування інвестиційних витрат, при якому власник проекту не несе збитків.



**Результати розрахунку для варіанта № 1:**

<i>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) у період з 2011 по 2029 рр.</i>																				
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	3231,7	6463,3	9695,0	9695,0	9695,0	9695	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0
$(1 + IRR)^i$		1,1	1,3	1,4	1,6	1,9	2,1	2,4	2,7	3,0	3,4	3,9	4,4	5,0	5,7	6,4	7,2	8,2	9,3	10,5
Річний NPV	-58329,3	2855,4	5045,7	6687,3	5908,6	5220,5	4612,6	4075,5	3600,9	3181,6	2811,1	2483,8	2194,6	1939,0	1713,2	1513,7	1337,5	1181,7	1044,1	922,5
<b>IRR</b>	<b>0,132</b>	<b>&gt;0,13</b>																		

**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій (IRR = 13,2%) у період з 2011 по 2029 рр. NPV = 683,7 тис. грн.**

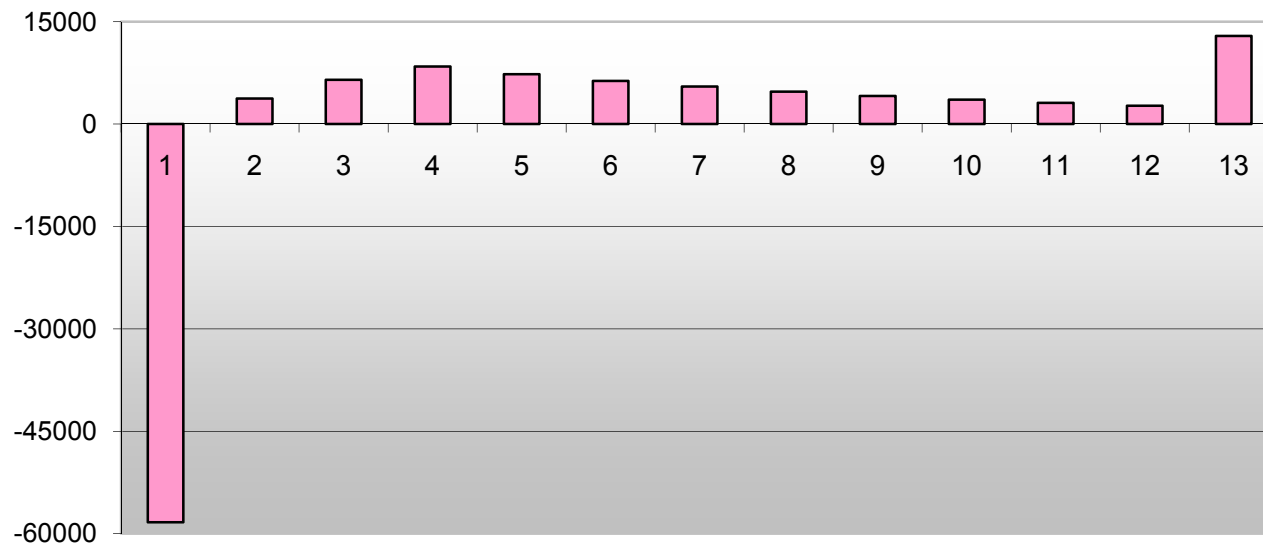


*Таким чином, IRR проекту за варіантом № 1 становить 13,2%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень при ставці дисконтування 13%.*

Результати розрахунку для варіанта № 2:

<i>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) у період з 2011 по 2022 рр.</i>													
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
i-коеф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	4306,7	8613,3	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0
$(1 + IRR)^i$		1,2	1,3	1,5	1,8	2,0	2,4	2,7	3,1	3,6	4,2	4,8	1,0
Річний NPV	-58329,3	3734,0	6474,7	8420,5	7300,7	6329,8	5488,0	4758,2	4125,4	3576,8	3101,1	2688,7	12920,0
<b>IRR</b>	<b>0,153</b>	<b>&gt;0,15</b>											

*Внутрішня ставка прибутковості інвестицій  
(IRR = 15,3%) у період з 2011 по 2022 рр. NPV = 958,8 тис. грн.*

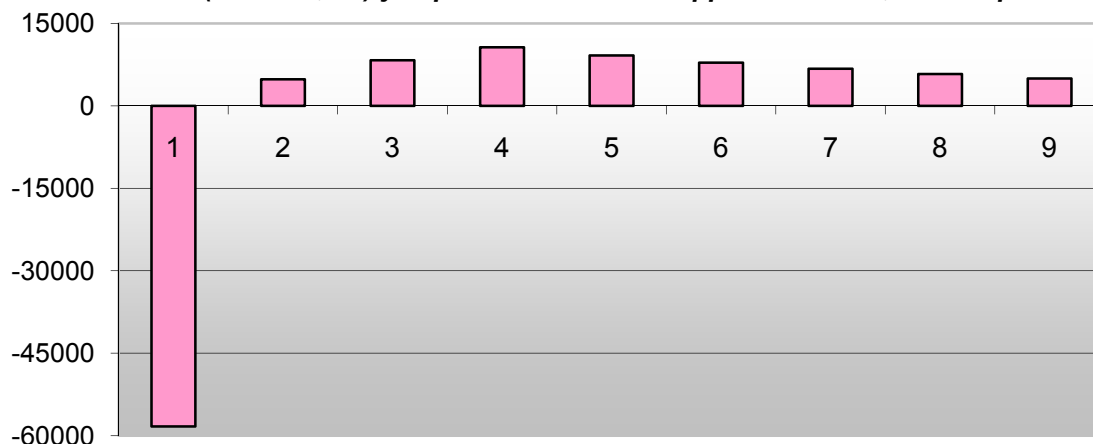


*Таким чином, IRR проекту за варіантом № 2 становить 15,3%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.*

### Результати розрахунку для варіанта № 3:

Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) у період з 2011 по 2018 рр.									
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	5618,30	11236,7	16855,0	16855,0	16855,0	16855	16855,0	16855,0
$(1 + IRR)^t$		1,2	1,4	1,6	1,8	2,1	2,5	2,9	3,4
Річний NPV	-58329,3	4823,9	8283,6	10668,5	9160,0	7864,8	6752,7	5797,9	4978,0
<b>IRR</b>	<b>0,165</b>	<b>&gt;0,15</b>							

**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій (IRR = 16,5%) у період з 2011 по 2018 рр. NPV = 3285,2 тис. грн.**



Таким чином, IRR проекту за варіантом № 3 становить 16,5%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

### Оцінка ефективності проекту по показникові NPV

Для перевірки ефективності капітальних вкладень скористаємося розрахунком ще одного показника NPV (справжня вартість майбутніх грошей і чистого дисконтованого прибутку), приймаючи дисконтну ставку 15%.

#### Опис методу розрахунку чистої сучасної цінності інвестицій (NPV)

*Синоніми:* Чиста поточна вартість проекту. Чистий дисконтований дохід. Інтегральний ефект інвестицій. Чиста наведена вартість проекту.

*Англійські еквіваленти:* Net presentvalue (NPV). Net presentworth (NPW).

Показник чистої сучасної цінності входить до числа найбільше часто використовуваних критеріїв ефективності інвестицій.

У загальному випадку методика розрахунку NPV полягає в підсумовуванні сучасних (перерахованих на теперішній момент) величин чистих ефективних грошових потоків по всіх інтервалах планування на всій протязі періоду дослідження. При цьому, як правило, ураховується й ліквідаційна або залишкова вартість проекту, що формує додатковий грошовий потік за межами горизонту дослідження. Для перерахування всіх зазначених величин використовуються коефіцієнти приведення, засновані на обраній ставці порівняння (дисконтування).

Класична формула для розрахунку NPV виглядає в такий спосіб:

$$NPV = \sum_{t=0}^{Life} \frac{N_{cf_t}}{(1+RD)^t}$$

Де  $N_{cf_t}$  - чистий ефективний грошовий потік на  $t$ -ом інтервалі планування;

$RD$  - ставка дисконтування (у десятковому вираженні),

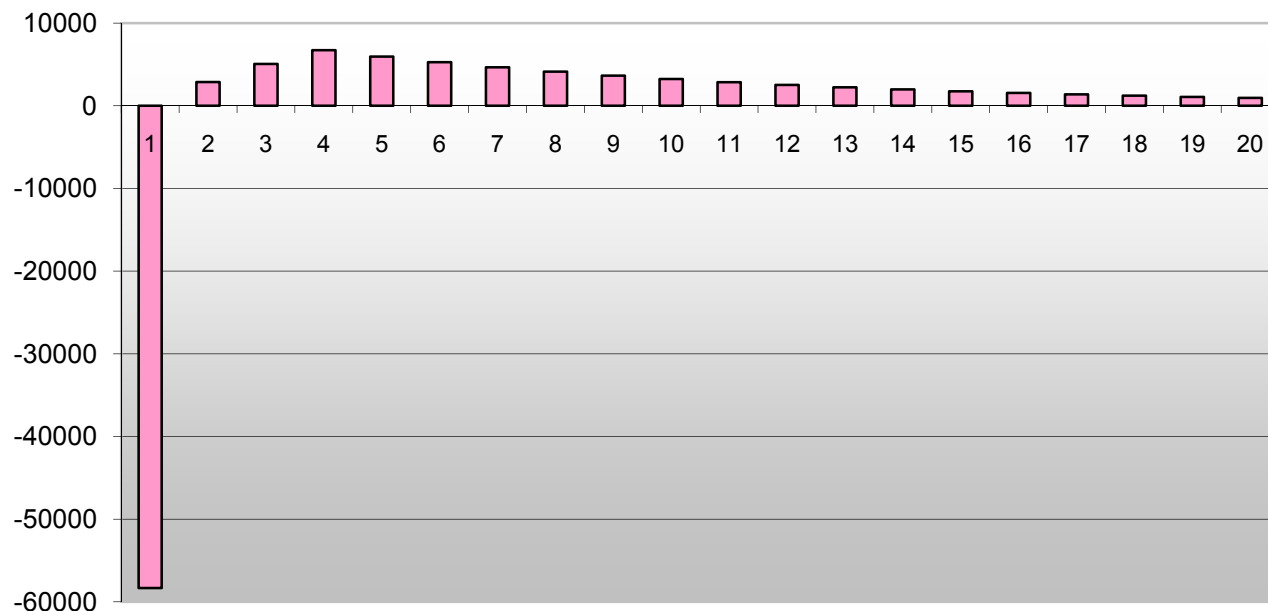
$Life$  - горизонт дослідження, виражений в інтервалах планування.

Інтерпретація розрахункової величини чистої сучасної вартості може бути різною, залежно від цілей інвестиційного аналізу й характеру ставки дисконтування. У найпростішому випадку NPV характеризує абсолютну величину сумарного ефекту, що досягається при здійсненні проекту, перерахованого на момент ухвалення рішення за умови, що ставка дисконтування відображає вартість капіталу. Таким чином, у випадку позитивного значення NPV розглянутий проект може бути визнаний як привабливий з інвестиційної точки зору, нульове значення відповідає рівноважному стану, а негативна величина NPV свідчить про невивідність проекту для потенційних інвесторів.

**Результати розрахунку для варіанта № 1:**

<i>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) у період з 2011 по 2029 рр.</i>																				
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	3231,7	6463,3	9695,0	9695,0	9695,0	9695	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0
$(1 + RD)^i$		1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0	3,4	3,8	4,3	4,9	5,5	6,3	7,1	8,0	9,0	10,2
Річний NPV	-58329,3	2859,9	5061,7	6719,1	5946,1	5262,1	4656,7	4121,0	3646,9	3227,3	2856,0	2527,5	2236,7	1979,4	1751,7	1550,1	1371,8	1214,0	1074,3	950,7
<b>NPV</b>	<b>683,7</b>	<b>&gt;0</b>																		

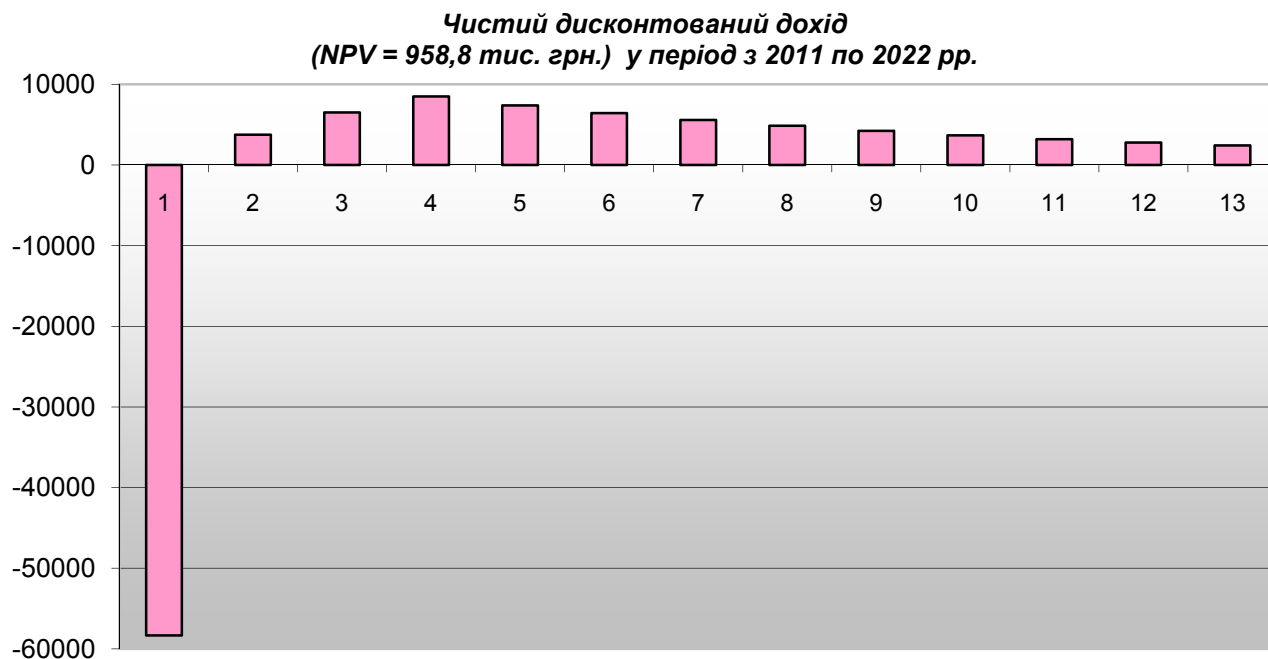
**Чистий дисконтований дохід (NPV = 683,7 тис. грн.) у період з 2011 по 2029 рр.**



*Оскільки показник NPV за варіантом № 1 у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний проект слід прийняти до реалізації при ставці дисконтування 13%.*

**Результати розрахунку для варіанта № 2:**

<i>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) у період з 2011 по 2022 рр.</i>													
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	4306,7	8613,3	12920,0	12920,0	12920,0	12920	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7	3,1	3,5	4,0	4,7	5,4
Річний NPV	-58329,3	3745,0	6512,9	8495,1	7387,1	6423,5	5585,7	4857,1	4223,6	3672,7	3193,6	2777,1	2414,8
<b>NPV</b>	<b>958,8</b>	<b>&gt;0</b>											

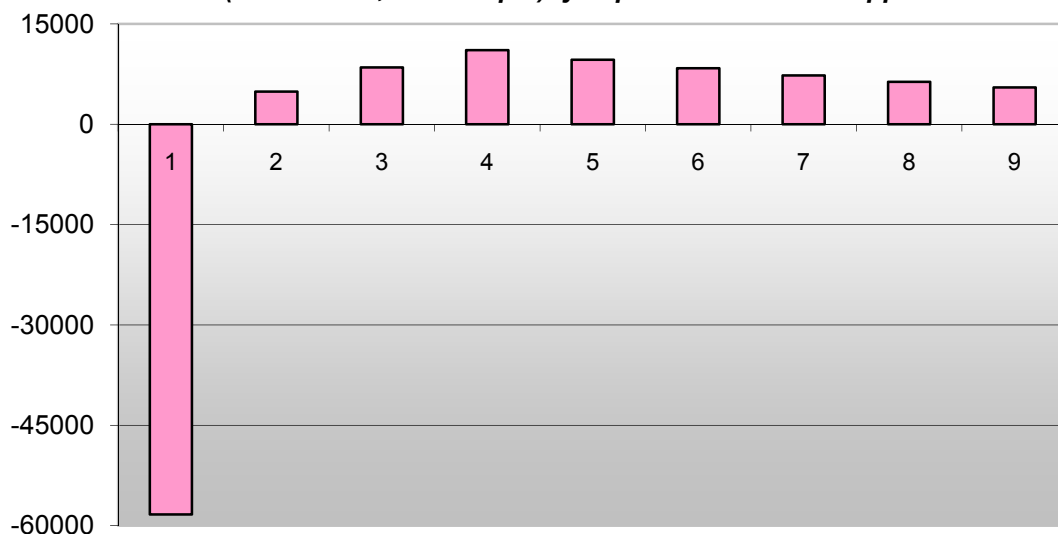


*Оскільки показник NPV за варіантом № 2 у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний проект слід прийняти до реалізації.*

### Результати розрахунку для варіанта № 3:

<i>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) у період з 2011 по 2018 рр.</i>									
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
i-коеф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Грошові потоки N <sub>сfi</sub> , тис. грн.	-58329,3	5618,30	11236,7	16855,0	16855,0	16855,0	16855	16855,0	16855,0
(1 + RD) <sup>t</sup>		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7	3,1
Річний NPV	-58329,3	4885,5	8496,6	11082,4	9636,9	8379,9	7286,9	6336,4	5509,9
<b>NPV</b>	<b>3 285,2</b>	<b>&gt;0</b>							

**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 3285,2 тис. грн.) у період з 2011 по 2018рр.**



*Оскільки показник NPV за варіантом № 3 у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний проект слід прийняти до реалізації.*

### Аналіз ефективності проекту за показником дисконтованого строку окупності інвестицій

#### *Опис методу розрахунку дисконтованого строку окупності інвестицій*

*Синоніми:* Дисконтований строк повернення капіталовкладень.

*Англійські еквіваленти:* Discounted pay-backperiod.

Метод визначення **дисконтованого** строку окупності інвестицій, у цілому, аналогічний методу розрахунку простого строку окупності, однак, вільний від одного з недоліків останнього, а саме - від ігнорування факту нерівноцінності грошових потоків, що виникають у різні моменти часу.

Умова для визначення **дисконтованого** строку окупності може бути сформульована як знаходження моменту часу, коли сучасна цінність доходів, одержуваних при реалізації проекту, зрівняється з обсягом інвестиційних витрат.

Дисконтований строк окупності розраховується за допомогою наступного рівняння:

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{NCF_t}{(1+RD)^t} - 0$$

де *DPBP* – дисконтований строк окупності;

*Ncft* - чистий ефективний грошовий потік на *i-ом* інтервалі планування;

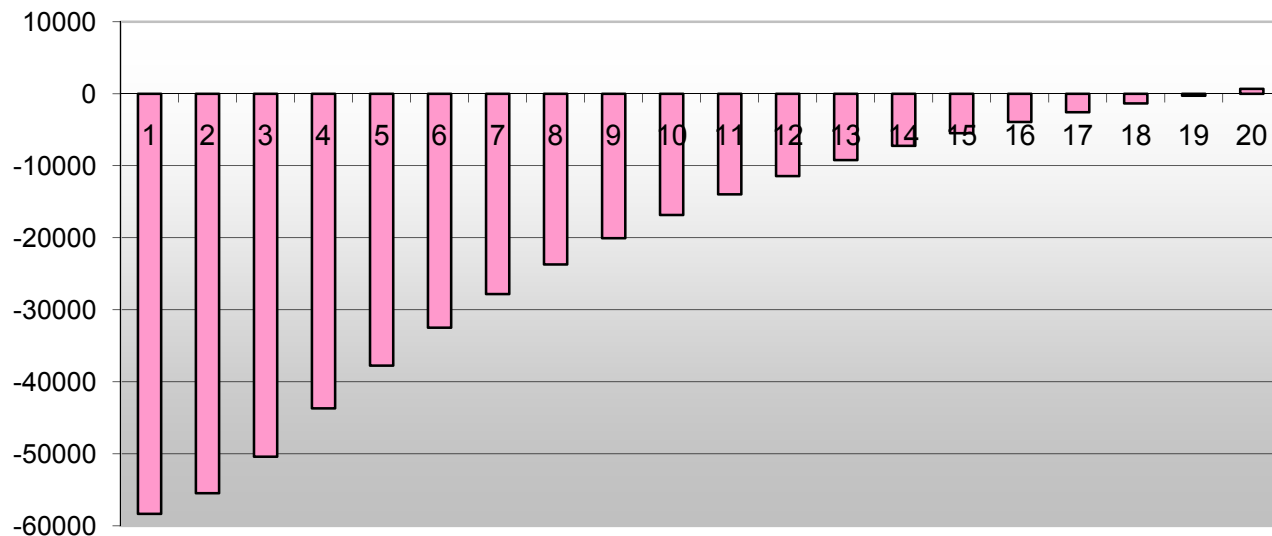
*RD* - ставка **дисконтування** (у десятковому вираженні).

Найважливішим з можливих варіантів інтерпретації розрахункової величини дисконтованого строку окупності є його трактування як мінімального строку погашення інвестиційного кредиту, взятого в обсязі повних інвестиційних витрат проекту, причому процентна ставка кредиту дорівнює ставці дисконтування.

**Результати розрахунку для варіанта № 1:**

<i>Розрахунок Дисконтованого строку окупності</i>																				
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	3231,7	6463,3	9695,0	9695,0	9695,0	9695	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0	9695,0
$(1 + RD)^i$		1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0	3,4	3,8	4,3	4,9	5,5	6,3	7,1	8,0	9,0	10,2
Річний NPV	-58329,3	2859,9	5061,7	6719,1	5946,1	5262,1	4656,7	4121,0	3646,9	3227,3	2856,0	2527,5	2236,7	1979,4	1751,7	1550,1	1371,8	1214,0	1074,3	950,7
Різниця грошових потоків	-58329,3	-55469,4	-50407,7	-43688,6	-37742,4	-32480,4	-27823,7	-23702,7	-20055,9	-16828,5	-13972,5	-11445	-9208,3	-7229,0	-5477,3	-3927,2	-2555,4	-1341,4	-267,0	683,7
Різниця грошових потоків	-58329,3	-55469,4	-50407,7	-43688,6	-37742,4	-32480,4	-27823,7	-23702,7	-20055,9	-16828,5	-13972,5	-11445	-9208,3	-7229	-5477,3	-3927,2	-2555,4	-1341,4	-267,0	683,7
Коефіцієнт року		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,3
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>18,3</b>	<b>року</b>																		

**Дисконтований строк окупності проекту (18,3 року)  
у період з 2011 по 2029 рр. NPV = 683,7 тис. грн., RD = 13**

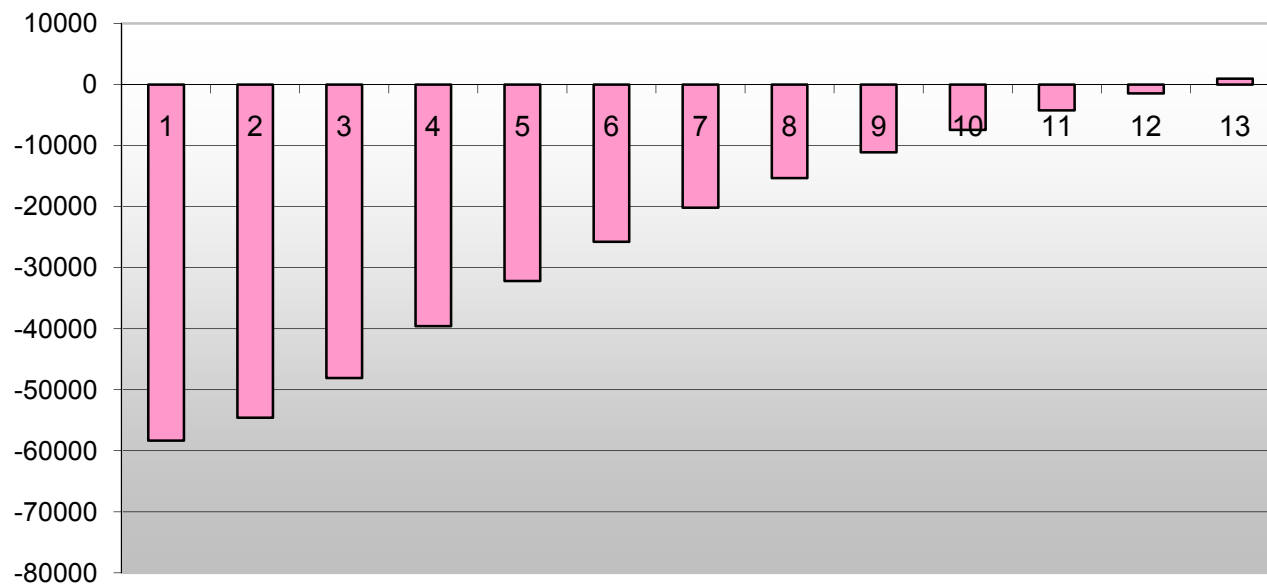


**Дисконтований строк окупності проекту за варіантом № 1 становить 18,3 року пр. ставці дисконтування 13%.**

**Результати розрахунку для варіанта № 2:**

<i>Розрахунок Дисконтованого строку окупності</i>													
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	4306,7	8613,3	12920,0	12920,0	12920,0	12920	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0	12920,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7	3,1	3,5	4,0	4,7	5,4
Річний NPV	-58329,3	3745,0	6512,9	8495,1	7387,1	6423,5	5585,7	4857,1	4223,6	3672,7	3193,6	2777,1	2414,8
Різниця грошових потоків	-58329,3	-54584,3	-48071,5	-39576,3	-32189,3	-25765,8	-20180,1	-15323,0	-11099,4	-7426,7	-4233,1	-1456,1	958,8
Різниця грошових потоків	-58329,3	-54584,3	-48071,5	-39576,3	-32189,3	-25765,8	-20180,1	-15323,0	-11099,4	-7426,7	-4233,1	-1456,1	958,8
Коефіцієнт року		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,6
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>11,6</b>	<b>року</b>											

**Дисконтований строк окупності проекту (11,6 року)  
у період з 2011 по 2022 рр. NPV = 958,8 тис. грн., RD = 15**



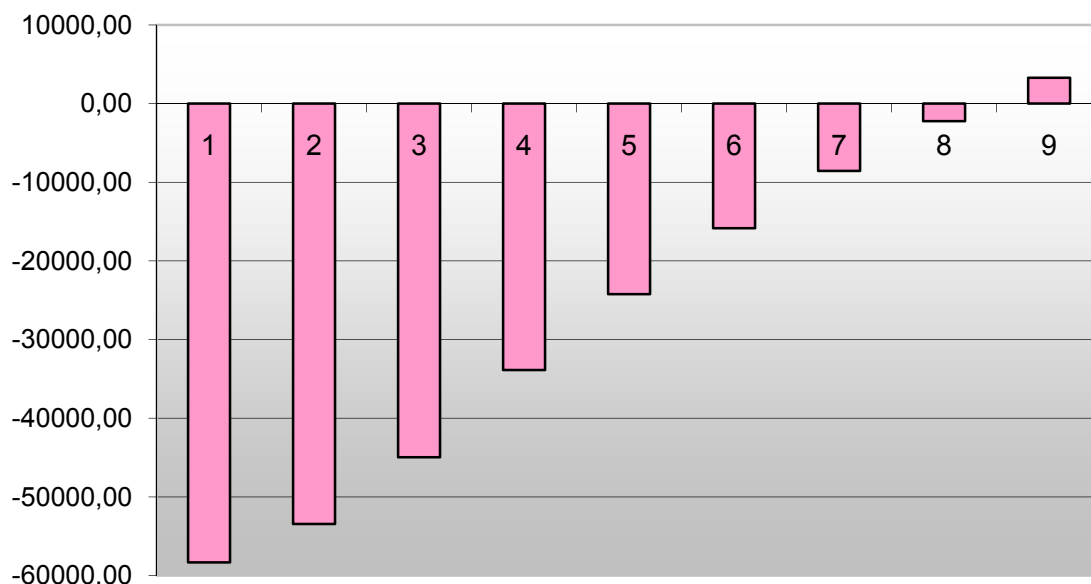
**Дисконтований строк окупності проекту  
за варіантом № 2 становить  
11,6 року.**



### Результати розрахунку для варіанта № 3:

<i>Розрахунок Дисконтованого строку окупності</i>									
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-58329,3	5618,30	11236,7	16855,0	16855,0	16855,0	16855	16855,0	16855,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7	3,1
Річний NPV	-58329,3	4885,5	8496,6	11082,4	9636,9	8379,9	7286,9	6336,4	5509,9
Різниця грошових потоків	-58329,30	-53443,8	-44947,3	-33864,8	-24227,9	-15848,0	-8561,1	-2224,7	3285,2
Різниця грошових потоків	-58329,30	-53443,8	-44947,3	-33864,8	-24227,9	-15848,0	-8561,1	-2224,7	3285,2
Коефіцієнт року		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,4
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>7,4</b>	<b>року</b>							

**Дисконтований строк окупності проекту ( 7,4 року)  
у період з 2011 по 2018 рр. NPV = 3285,2 тис. грн., RD = 15**



**Дисконтований строк окупності проекту за варіантом № 3 становить 7,4 року.**

## 10. ЗАХОДИ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ (ЗПЕ)

### 10.1.ЗПЕ №1 Впровадження енергетичного менеджменту

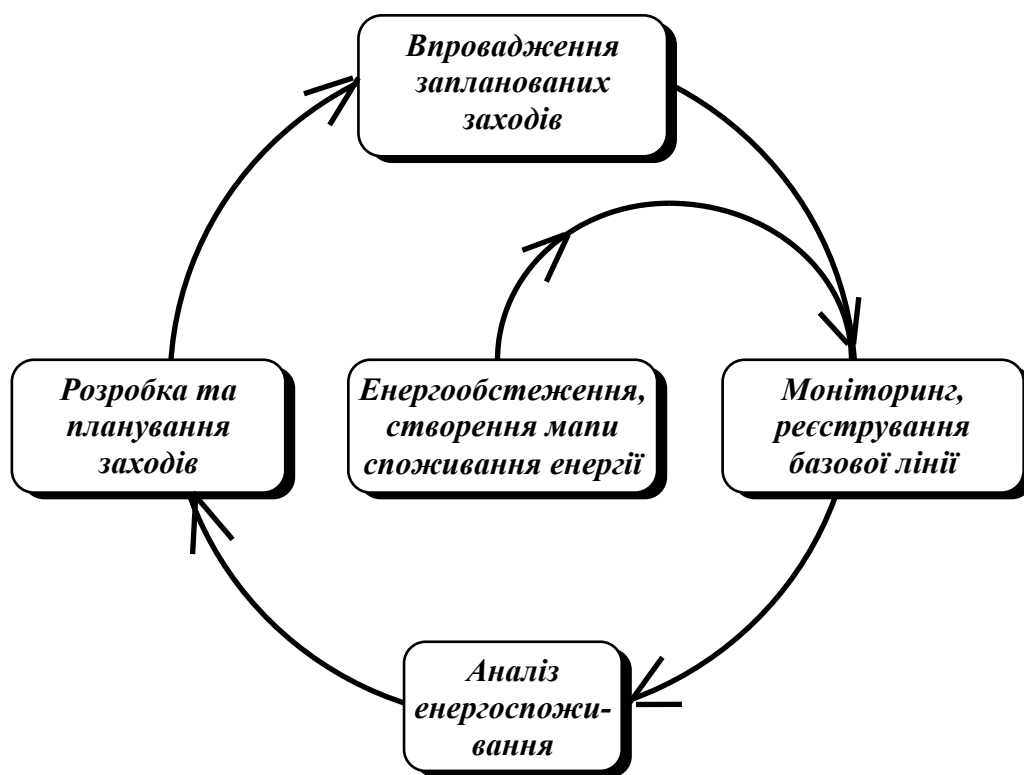
#### Опис проекту

Підприємству можуть бути запропоновані десятки технічних проектів, що дозволяють знизити енергоспоживання. Однак усі вони будуть малорезультативними, якщо на цьому підприємстві не організована система керування витратами енергоресурсів – енергетичний менеджмент.

**Енергетичний менеджмент** – це постійно діюча на підприємстві система, метою функціонування якої є послідовне зниження рівня енергоспоживання до того мінімального значення, яке необхідно для виробництва (надання послуг).

**Ціль функціонування енергоменеджменту** – послідовне зниження споживання енергоресурсів до того мінімального рівня, який необхідний для здійснення виробничої діяльності підприємства з дотриманням усіх необхідних умов ведення даної діяльності.

**Результат дії енергетичного менеджменту** – зменшення енерговитрат підприємства за рік (або будь-який інший період).



*Мал. 10.1. Цикл функціонування енергетичного менеджменту*

Енергетичний менеджмент на підприємстві діє за певним циклом. Цикл становить основу енергоменеджменту й містить у собі послідовність стандартних дій відносно будь-якого об'єкта енергоспоживання. Об'єктом енергоспоживання може бути як підприємство в цілому, так і його складені підрозділи – котельні, ЦТП або окреме енергоємне встаткування (котли, насосні агрегати).

На мал. 10.1. представлена схема, яка для загального випадку показує зміст позицій циклу енергетичного менеджменту.

#### Структура енергетичного менеджменту

Як будь-яка інша система, енергетичний менеджмент являє собою сукупність його складових елементів і взаємозв'язок між ними. Складовими елементами енергоменеджменту є:

- Навчений персонал;

- Сучасний автоматизований облік енергоресурсів;
- Аналіз енергоспоживання й прийняття управлінських рішень.

### **ОБОВ'ЯЗКОВА УМОВА – НЕОБХІДНА НАЯВНІСТЬ УСІХ ТРЬОХ СКЛАДОВИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ**

У випадку відсутності хоча б одного елемента енергетичний менеджмент не буде являти собою систему енергозбереження, що зведе до мінімуму ефект енергозберігаючої політики на підприємстві.

**Навчений персонал** – найбільш важлива складова енергетичного менеджменту і являє собою спеціальну штатну структуру, состав якої може коливатися від одного до декількох фахівців-енергоменеджерів, залежно від величини підприємства, номенклатури споживаних енергоресурсів і т.д. Енергоменеджер(и) у своїй роботі керуються спеціальними нормативними документами, які регламентують їхню діяльність на підприємстві.

Призначення енергоменеджерами непідготовлених людей без чітких функцій, крім дискредитації енергозбереження й додаткового хаосу й бюрократії, підприємству нічого не принесе.

Енергоменеджери покликані бути не сторонніми реєстраторами неефективного використання енергоносіїв (для цього існують спеціальні державні структури), а організаторами впровадження енергоефективних організаційних і технічних заходів. У цьому змісті вони повинні розвантажити інженерно-технічний персонал, що займається енергозабезпеченням виробництва й експлуатацією енергоустаткування.

**Облік енергоресурсів** – це комплекс сучасних автоматизованих засобів обліку ПЕР, за допомогою яких енергоменеджери підприємства можуть здійснювати оперативний контроль витрат тих або інших енергоресурсів і їх параметри.

Чим вище рівень організації обліку ПЕР, тем вище якість роботи з керування витратами енергоресурсів. Засоби обліку витрат ТЭР повинні виконувати наступні функції:

- Забезпечувати облік усіх вхідних і вихідних енергетичних і матеріальних потоків по підприємству і його підрозділам.
- Забезпечувати автоматичний контроль енергоспоживання установками великої одиничної потужності й безперервного технологічного процесу.
- Забезпечувати можливість подальшого розвитку й наступної сумісності із системами програм фінансового менеджменту для оперативного керування вартістю продукції (послуг).
- Забезпечувати для оперативного експлуатаційного персоналу сталість доступу до інформації, як у табличному виді, так і у вигляді діаграм і графіків. Система повинна сповіщати персонал про відхилення енергоспоживання від заданих величин і допомагати реагувати на причини зростання витрат енергії.
- Автоматично виводити матеріальні й енергетичні баланси підприємства і його підрозділів, обчислювати питомі витрати й будувати графіки основних тенденцій.

### **Аналіз енергоспоживання та прийняття управлінських рішень.**

Енергоменеджери підприємства використовують певні методики для обробки й аналізу даних про енергоспоживання. На підставі проведеного аналізу енергоменеджери ухвалюють рішення, пов'язані з підтримкою оптимального рівня витрат ПЕР. Після цього дані рішення оперативно впроваджуються.

Є дві основні методики контролю й аналізу енергоспоживання – методика питомого нормування (як правило, застосовується на вітчизняних підприємствах) і методика Контролю й Нормалізації (застосовується за кордоном).

Найбільш ефективною методикою аналізу енергоспоживання на сьогоднішній день є метод Контролю й Нормалізації енергоспоживання (КіН).

В основі методики КіН лежить аналіз регресійної залежності попарних значень двох вибірок даних, одна з яких – значення витрат енергії, друга вибірка – значення

фактора, від якого залежить витрата енергії. Як правило, об'єктивним фактором, від якого залежить витрата енергії теплопостачальною організацією, є кількість градусодіб.

Градусодоба являє собою різницю нормативної температури повітря усередині опалювального приміщення й середньодобової температури зовнішнього повітря.

$$n = \left[ (T_{BH}^P - T_{HAP}^{CP}) \right],$$

де:  $n$  – фактична градусодоба;

$T_{BH}^P$  – нормативна температура повітря усередині опалювального приміщення, °С;

$T_{ЗОВ}^{CP}$  – фактична середньодобова температура зовнішнього повітря, °С.

Застосування регресійного аналізу дозволяє одержати співвідношення між величиною витрати ПЕР і її змінною величиною – кількістю градусодіб. Найбільш проста й досить достовірна модель для даного випадку – лінійна модель залежності витрати ПЕР від кількості градусодіб виду:

$$Y = a \cdot x + b,$$

де:  $Y$  – витрата енергоресурсу,

$x$  – кількість градусодіб,

$a$  – коефіцієнт залежності, що означає змінну складову витрати енергоресурсу, що залежить від кількості градусодіб,

$b$  – коефіцієнт залежності, що означає постійну складову витрати енергоресурсу, що не залежить від кількості градусодіб.

Математичною базою лінійного регресійного аналізу є метод найменших квадратів.

Якісно-кількісну оцінку тісноти зв'язку між функцією (витрата ПЕР) та аргументом (кількість градусодіб) характеризує величина коефіцієнта кореляції  $R$ .

У практиці застосування методики КіН використовують квадрат коефіцієнта кореляції – коефіцієнт детермінації  $R^2$ .

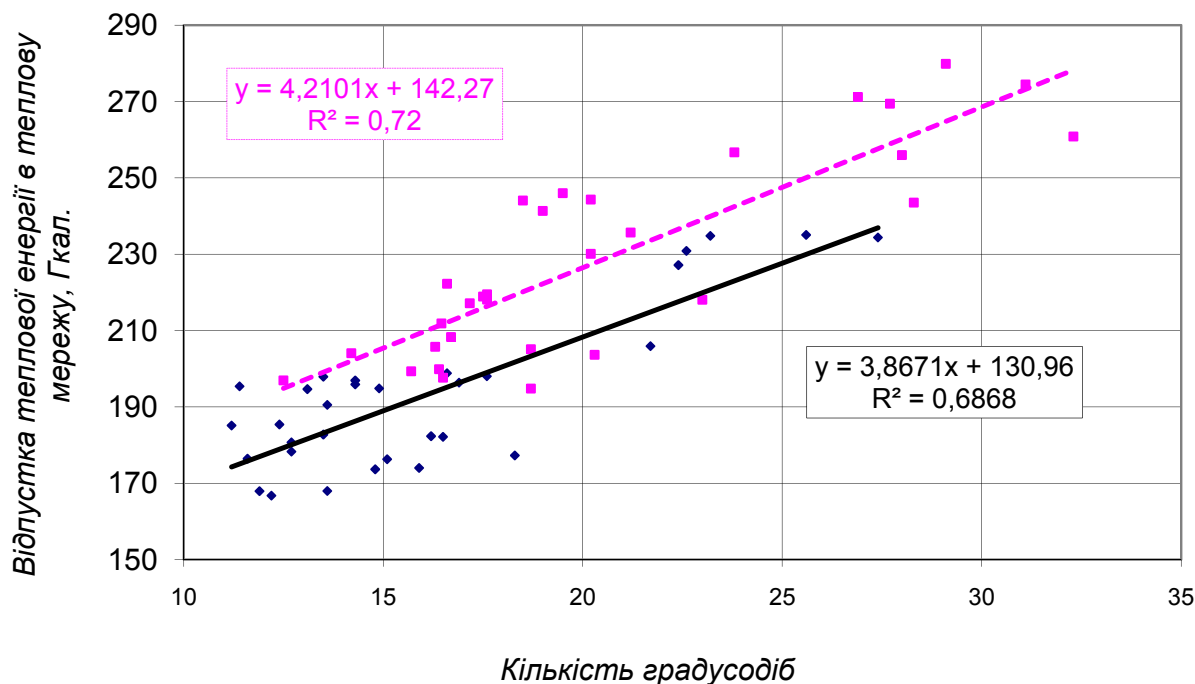
Регресійний аналіз необхідно використовувати як інструмент на певних інтервалах роботи, коли система вже якийсь час попрацює. Адже з погляду математики коефіцієнт детермінації говорить усього лише про якість даних. Однак для інженера цей коефіцієнт означає інше, наприклад, ефективність системи контролю, рівень підготовки робочого персоналу або якість сировини, або багато чого іншого. На одному рівні коефіцієнт детермінації свідчить про наявність або відсутність зв'язку між факторами, на іншому рівні (більш високому) – указує на загальний стандарт системи контролю й на потенційні можливості енергозбереження шляхом поліпшення контролю. Таким чином, коефіцієнт детермінації являє собою вимір якості зв'язку між енергією й обраною змінною величиною. Тому він допомагає визначити:

- чи дійсно існує взаємозв'язок між базовою енергією й змінним фактором;
- наскільки добре контролюється витрата енергії.

Обчислення коефіцієнтів  $b$  і  $a$  рівнянь регресії, а також значення коефіцієнта детермінації  $R^2$  як правило проводиться автоматично, використовуючи MS Excel або спеціалізовані програмні продукти.

Таким чином, застосування методу регресійного аналізу дозволяє одержати співвідношення між енергією і її змінною величиною й визначити передісторію споживання енергії в умовах «постійних» і «змінних» навантажень.

Вищевикладений матеріал можна проілюструвати прикладом.



На даному малюнку вісь Y – витрати теплоенергії у Гкал, а вісь X – кількість градусодіб. В результаті отримується так зване «кореляційне поле», де точки створюють деякий розкид даних вдовж умовної прямої.

Після того необхідно шляхом лінійного регресійного аналізу побудувати лінію, котра буде лінійною моделлю залежності витрат теплоенергії від кількості градусодіб. На малюнку вона позначена пунктирною прямою.

Пунктирна пряма – це вірогідна пряма для усіх точок даних. Вона є стандартна, чи **базова пряма**. Її характеризує рівняння виду:

$$Y = 4,210 \cdot X + 142,2$$

Окремі точки над пунктирною прямою – це споживання «гірше середнього». Точки під пунктирною прямою – це споживання «краще середнього». Задачею КіН є спроба довести майбутню роботу до рівня «краще середнього». Цього можна досягнути і без встановлення додаткового енергозберігаючого обладнання.

Шляхом повторення регресійного аналізу для отримання тільки задовільних даних, чим середні, була збудована друга, найбільш підходяща пряма, яка позначена суцільною прямою. Вона є **цільовою прямою** та характеризується рівнянням виду:

$$Y = 3,867 \cdot X + 130,9$$

Тоді, головна ціль – зробити ймовірним приближення майбутньої роботи до рівня цільового споживання.

При досягненні рівня енергоспоживання, відповідного цільовій прямій, базове та перемінне навантаження знизяться, як показано на малюнку.

Методика КіН органічно входить до складу енергетичного менеджменту і націлена на перспективу економного споживання енергоресурсів шляхом зменшення втрат і стимулювання подальшої діяльності з енергозбереження.

#### **Функціонування енергетичного менеджменту на підприємстві**

Функціонування енергетичного менеджменту здійснюється за циклом, згідно мал. 10.1. Зміст циклу енергетичного менеджменту наступний:

## Енергетичний аудит

Початок функціонуванню енергетичного менеджменту на підприємстві покликаний забезпечити енергетичний аудит, який повинен бути виконаний енергосервісною фірмою. У завдання енергоаудиту входить:

- Вимірювання потоків усіх видів енергії.
- Складання енергетичних балансів по видах енергії.
- Установлення залежностей витрат енергії від змінних факторів.
- Розробка енергоефективних заходів.

Енергоаудит дозволяє визначити реально досяжні оптимальні рівні енергоспоживання при існуючій техніці й технології.

Енергоаудит надає цінну інформацію для прийняття ефективних управлінських рішень щодо зниження енерговитрат підприємства.

### Моніторинг енергоспоживання

Моніторинг енергоспоживання здійснюється за допомогою системи обліку ПЕР.

Використовуючи автоматизовану систему контролю й обліку енергоресурсів (АСКОЕ), енергоменеджери постійно відслідковують величину споживання всіх енергоресурсів, споживаних підприємством на технологічні й господарсько-побутові потреби. Моніторинг споживання енергії ведеться як по підприємству у цілому, так і по окремих підрозділах, особливо енергоємному устаткуванню. У процесі моніторингу відбувається накопичення інформації про енергоспоживання підприємства. На підставі даної інформації енергоменеджери мають можливість:

- формувати енергетичні баланси різного профілю за будь-який період, що цікавить,
- визначати базові залежності енергоспоживання від визначальних факторів,
- проводити аналіз ефективності використання енергії.

### Реєстрація базових ліній енергоспоживання

Маючи накопичену статистичну інформацію щодо витрат енергоресурсів і значень факторів, які визначають дані витрати енергії, слід визначити базові, при сьогоднішньому рівні техніки й технології виробництва, залежності енергоспоживання від визначальних факторів – випуску продукції, кількості градусодіб, т.д.

### Аналіз фактичного енергоспоживання

Інформація про енергоспоживання повинна бути у вигляді відомості із вказівкою відхилень від базових значень і графіків. Приклад такої відомості представлений нижче.

#### *Відомість моніторингу енергоспоживання*

Доба	Кількість градусодіб	Значення витрат ПЕР				Відхилення Qфакт - Qбаз (+/-)	Тариф, грн./од. ПЕР	Вартість ПЕР, грн.
		Фактична витрата Qфакт	Од. вим.	Базова витрата Qбаз	Од. вим.			
01.01.11								
02.01.11								
03.01.11								
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
31.01.11								
РАЗОМ								

У випадку відхилення значення енергоспоживання від оптимального в більшу сторону, енергоменеджер повинен розібратися із причиною відхилення й дати відповідні вказівки для приведення енергоспоживання до нормативного значення. У складних випадках для цих цілей може бути використана допомога консультантів сторонніх організацій.

Випадки зменшення витрати енергії аналізуються з тою же старанністю, оскільки вони можуть бути наслідком помилок системи обліку або вигідного енергетичного режиму в рамках існуючої технології. Якщо зменшення витрати не помилка обліку, режим

зниженої витрати енергії вводиться як стандартний для всіх змін експлуатаційного персоналу.

#### **Розробка енергоефективних заходів**

Заходи можуть розроблятися як самими енергоменеджерами підприємства, так і із залученням фахівців сторонніх організацій. Після ухвалення рішення про впровадження енергоефективних заходів готується бізнес-план для керівництва підприємства або інвестора. Бізнес-план повинен також містити розгорнутий економічний аналіз вигоди пропонованого заходу із вказівкою показників внутрішньої норми рентабельності IRR і дисконтованого доходу NPV.

Після рішення всіх питань із технікою й економікою необхідно виконати правильну закупівлю встаткування не тільки за цінними показниками, хоча й це немаловажне, але й за якістю з урахуванням можливих експлуатаційних і ремонтних витрат у процесі експлуатації. Потім слід вибрати виконавців, оцінивши попередній досвід їх роботи на інших об'єктах, відгуки й перевірку на місцях результатів роботи.

#### **Впровадження енергоефективних заходів**

На даному етапі складаються сіткові графіки впровадження проекту, укладають контракти з виконавцями й проводяться роботи з монтажу, пуску й налагодженню енергоефективного встаткування «під ключ».

Передачею в постійну експлуатацію нового обладнання, або технології, цикл енергетичного менеджменту замикається.

Далі система енергетичного менеджменту робить наступний цикл, як показано на мал. 10.1.

### **СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ НА КП «ПАВЛОГРАДТЕПЛОЕНЕРГО»**

У процесі енергетичного обстеження Підприємства енергоаудитори дійшли висновку, що складові енергоменеджменту по формальних ознаках, хоч і не в повному обсязі, але є. Однак вони мають наступні недоліки:

- Відсутній системний підхід до проведення політики енергозбереження на Підприємстві.
- Відсутня штатна структура Служби енергоменеджменту підприємства
- Система обліку витрат енергоресурсів вимагає технічного вдосконалення до рівня АСКОВЕ по всіх видах енергії. Очікуваними результатами від впровадження АСКОВЕ є:
  - удосконалювання контролю, обліку споживання природного газу, електричної енергії та води;
  - удосконалювання контролю, обліку виробітку та розподілення теплової енергії;
  - автоматизація процесу збору й обробки інформації про споживання енергоресурсів з виключенням впливу «людського» фактора;
  - зниження навантаження на оперативний диспетчерський персонал;
  - підвищення надійності роботи встаткування об'єктів Підприємства
  - забезпечення оперативної інформаційно-технологічної й аналітичної підтримки для розробки заходів щодо оптимізації енергоспоживання;
  - реалізація єдиного інформаційного середовища для всіх зацікавлених служб.

Орієнтовний інвестиційний кошторис на впровадження АСКОВЕ приведена в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1.

**Орієнтовний інвестиційний кошторис на впровадження АСКОЕ**

№ з/п	Найменування	Вартість, грн.
1.	Технічне завдання	50000
2.	Основні технічні рішення, проект	300000
3.	Загальносистемне обладнання та програмне забезпечення	
	Сервер АСКОЕ Підприємства	40000
	Пристрої збору даних (82 од.)	130000
	АРМ користувачів (4 од.)	30000
	Програмне забезпечення «Сатурн 4.3»	100000
4.	Обладнання:	
	Холодна вода на базі Cosmos WPD	150000
	Теплова енергія на базі СВТУ-10М	400000
	ІТ-обладнання на базі GSM-modem	100000
5.	Монтаж обладнання	300000
6.	Комплексне пуск-налагодження	100000
8.	Накладні витрати	100000
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>1800000</b>

- Аналіз ефективності використання енергоресурсів рекомендується здійснювати з використанням методу Контролю та Нормалізації. Порядок прийняття управлінських рішень в області енергоспоживання повинен бути чітко прописаний у відповідних посадових і виробничих інструкціях для персоналу, що має відношення до використання енергії. Повинні бути створені чіткі критерії й положення, що стимулюють ощадливе використання енергії з відповідним документообігом між виробничими й управлінськими підрозділами Підприємства.

Процес впровадження енергетичного менеджменту на Підприємстві містить наступні роботи:

- Аналіз організаційно-управлінської структури Підприємства, функціональні обов'язки, схеми підпорядкованості й взаємодії структурних підрозділів Підприємства й окремих посадових осіб, відповідальних за контроль, облік й ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів.
- Детальний аналіз ступеню оснащеності підприємства засобами обліку ПЕР, диспетчеризації й автоматичного керування технологічними процесами.
- Оцінка ефективності використовуваних методів обробки й аналізу даних по енергоспоживанню, а також існуючих механізмів прийняття управлінських рішень по реалізації енергозберігаючих проектів.
- Оцінка проведеної на Підприємстві енергетичної політики з погляду досягнення реальних результатів у сфері енергозбереження.
- Складання базової матриці енергетичного менеджменту. Визначення поточного стану підприємства в сфері керування енергоспоживанням.
- Організація енергетичного менеджменту:
  - ❖ Кадрове й нормативно-правове забезпечення
    - Розробка й узгодження принципів і структури служби енергетичного менеджменту Підприємства.
    - Розробка схем підпорядкованості й взаємодії служби енергетичного менеджменту Підприємства з керівними особами й іншими структурними підрозділами.
    - Розробка, узгодження й затвердження положення про службу енергетичного менеджменту.
    - Розробка, узгодження й затвердження посадових інструкцій співробітників служби енергетичного менеджменту.



- Розробка пропозицій по внесенню змін у документи інших служб Підприємства, у зв'язку із уведенням у дію служби енергетичного менеджменту.
- Розробка й твердження порядку впровадження енергетичного менеджменту на Підприємстві.
- Розробка проекту наказу про впровадження енергетичного менеджменту на Підприємстві.
- Розробка й твердження критеріїв відбору й вимог до майбутніх фахівців-енергоменеджерів.
- Підготовка й твердження програми професійного навчання співробітників служби енергетичного менеджменту.
- Розробка, узгодження й затвердження системи мотивації для персоналу служби енергетичного менеджменту й інших служб Підприємства, задіяних у системі енергозбереження.
- Розробка процедури включення, впровадження й моніторингу енергозберігаючих заходів і проектів.
- Розробка, узгодження й твердження форми облікових і звітних документів.
- Визначення схеми документообігу в системі енергетичного менеджменту.
- Розробка процедури оцінки результативності діяльності служби енергетичного менеджменту.
- Розробка, узгодження й твердження цільової комплексної програми енергозбереження Підприємства на середньострокову перспективу.
- ❖ Фінансове забезпечення:
  - Визначення й узгодження принципів обліку й розподілу фінансових коштів, отриманих за рахунок функціонування служби енергетичного менеджменту Підприємства.
  - Розробка й узгодження принципів оплати й преміювання співробітників служби енергетичного менеджменту та інших працівників підприємства за позитивні результати в області енергозбереження.
- ❖ Облік і аналіз енергоспоживання
  - Визначення ключових точок обліку, необхідних для контролю енергетичних потоків як на рівні технологічних і енергетичних об'єктів і систем, так і на границях балансової приналежності з постачальниками й сторонніми споживачами паливно-енергетичних ресурсів.
  - Уточнення й узгодження концепції інформаційно-аналітичної системи «Автоматизоване робоче місце енергоменеджера», а також технічних вимог до її структури, функціональних можливостей (у тому числі методів і алгоритмів розрахунку показників енергоспоживання технологічних об'єктів і підрозділів підприємства, а також методів аналізу ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів) і окремим компонентам.
  - Визначення обсягів необхідного дооснащення або переоснащення ключових точок обліку засобами приладового обліку, що задовольняють розробленим вимогам до системи керування енергоспоживанням.
  - Впровадження методики Контролю та Нормалізації для проведення аналізу енергоспоживання Підприємства та його окремих підрозділів.

### **Розрахунок річної економії енергії**

За даними Підприємства в 2010 році витрати енергетичних і матеріальних ресурсів склали:

- природного газу – 35962,88 тис. м<sup>3</sup>;
- електроенергії – 13320,342 тис. кВтгод.

Впровадження енергетичного менеджменту на Підприємстві дозволить досягти економії витрат на природний газ, електричну енергію на рівні не менш 5%.

Річна економія енергії складе:

- природного газу –  $35962,88 \times 0,05 \approx 1800$  тис. м<sup>3</sup>;
- електроенергії –  $13320,342 \times 0,05 \approx 660$  тис. кВтгод.

### Розрахунок річної економії витрат

При середній вартості 1680,92 грн. за 1000 м<sup>3</sup> економія витрат на природний газ складе:

$$1800 \times 1680,92 \approx 3025 \text{ тис. грн.}$$

При вартості 807,6 грн. за 1000 кВтгод економія витрат на електроенергію складе:

$$660 \times 807,6 \approx 533 \text{ тис. грн.}$$

Загальна економія витрат складе:

$$3025 + 533 = 3558 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

Вартість впровадження АСКУЕ ..... - 1800 тис. грн.

Послуги консалтингової компанії

з підтримки впровадження енергетичного менеджменту ..... - 400 тис. грн.

РАЗОМ: ..... - 2200 тис. грн.

### Оцінка простої окупності

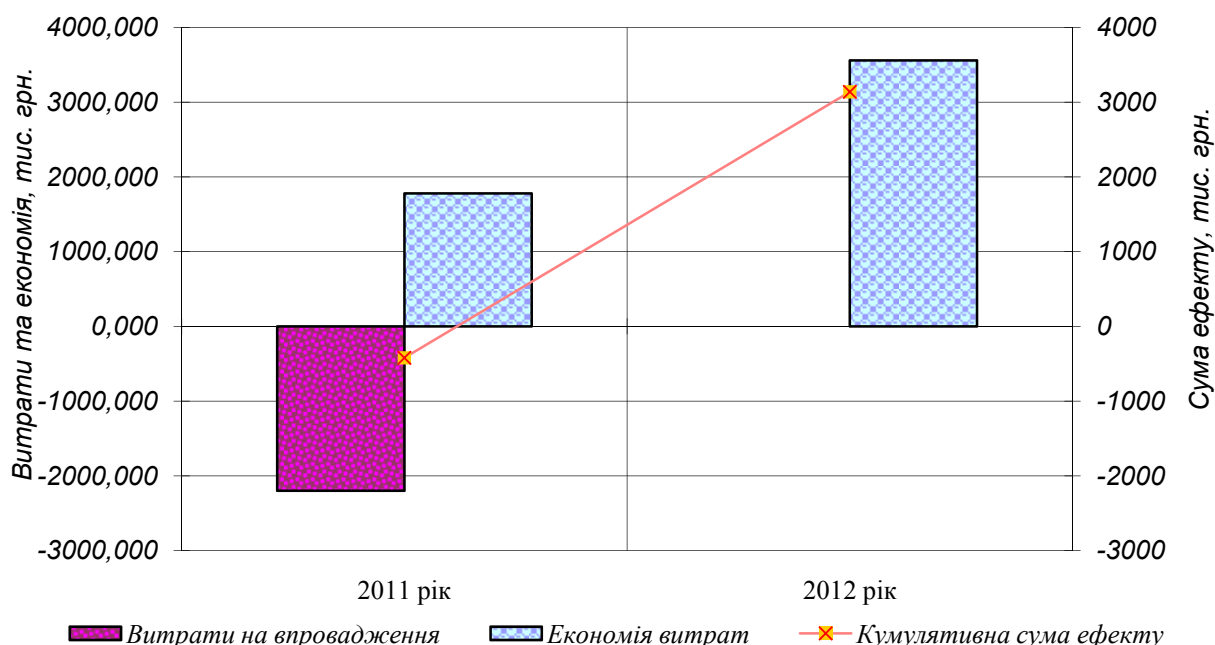
Витрати на впровадження ..... - 2200 тис. грн.

Річна економія витрат ..... - 3558 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

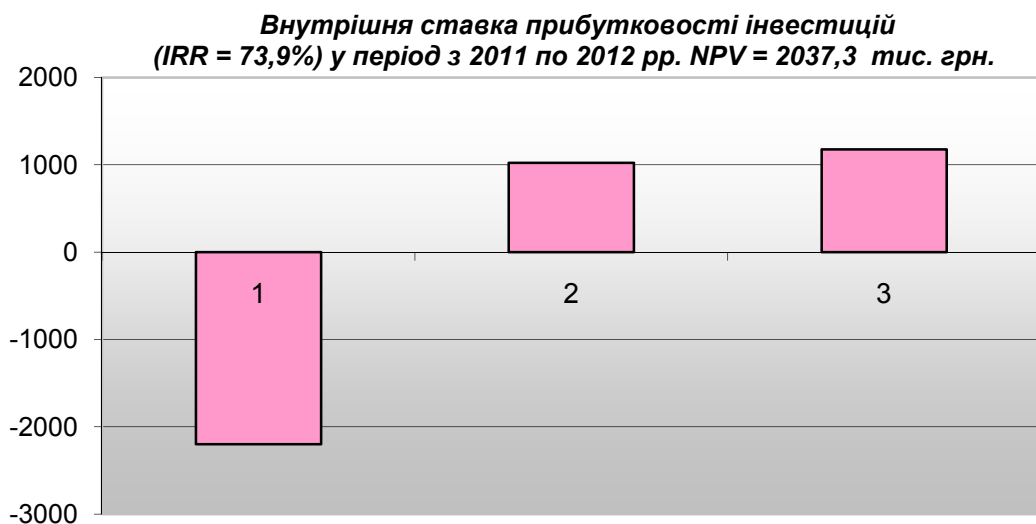
$$2200 / 3558 \approx 0,6 \text{ року.}$$

Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ №1 показана на графіку, що приведений на мал. 10.2.



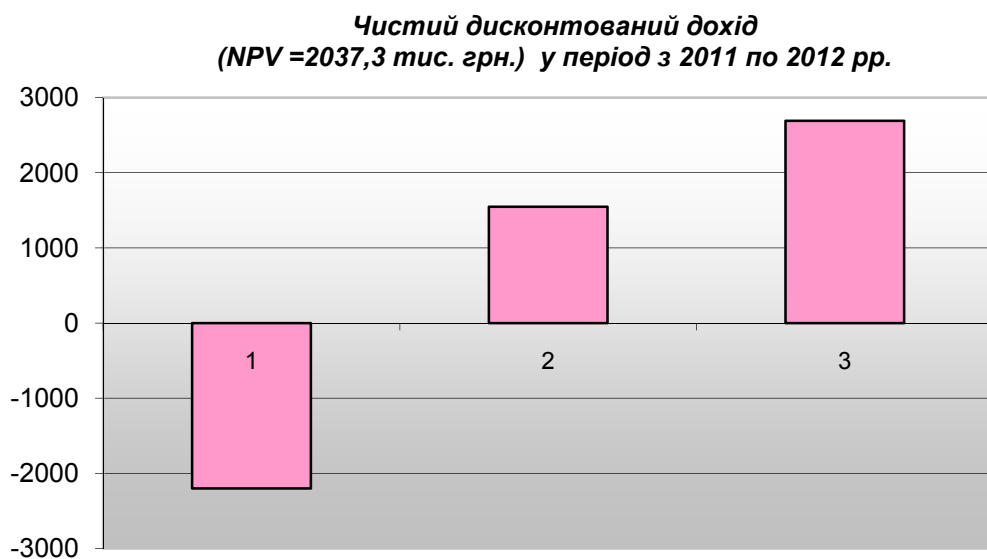
Мал. 10.2. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ №1 у 2011-2012 рр.

<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 1 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
і-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-2200	1779	3558
$(1 + IRR)^t$		1,7	3,0
Річний NPV	-2200	1023,1	1176,9
<b>IRR</b>	<b>0,739</b>	<b>&gt;0,15</b>	



Таким чином, IRR ЗПЕ №1 становить 73,9%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

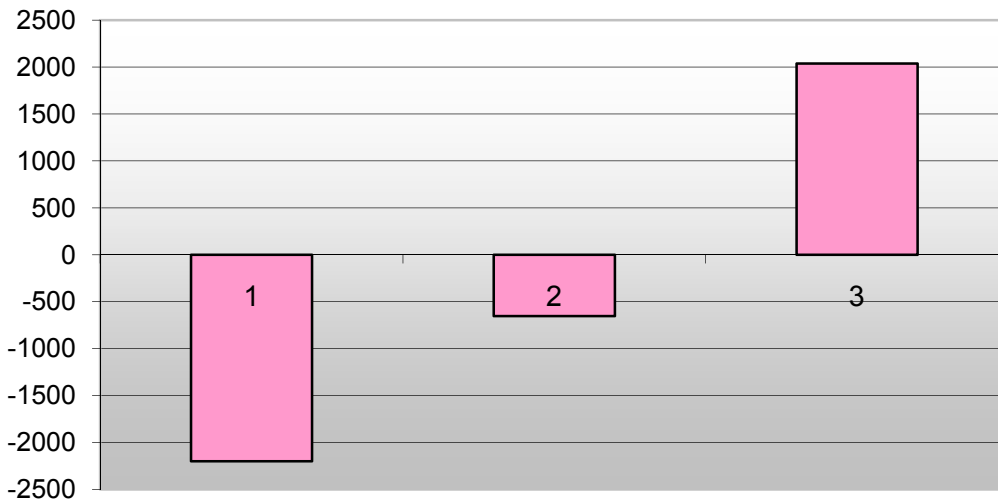
<b>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 1 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
і-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-2200	1779	3558
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3
Річний NPV	-2200	1547,0	2690,4
<b>NPV</b>	<b>2 037,3</b>	<b>&gt;0</b>	



Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ №1 слід прийняти до реалізації.

<i>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 1</i>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-2200	1779	3558
$(1 + RD)^i$		1,7	3,0
Річний NPV	-2200	1023,1	1176,9
Різниця грошових потоків	-2200	-653,0	2037,3
Різниця грошових потоків	-2200	-653,0	2037,3
Коефіцієнт року		1,0	0,2
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>1,2</b>	<b>року</b>	

**Дисконтований строк окупності проекту (1,2 року)  
у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 2037,3 тис. грн., RD = 15**



*Дисконтований  
строк  
окупності  
ЗПЕ №1  
становить  
1,2 року.*

## 10.2. ЗПЕ №2 Автоматизація режимів згоряння палива в котлах

### Опис проекту

На більшості великих котелень підприємства КП «Павлоградтеплоенерго» встановлені частотні перетворювачі для регулювання продуктивності ТДП залежно від завантаження котлів. Це дозволяє економити витрати електроенергії на потреби димотягів та дуттьових вентиляторів.

Під час проведення інструментального обстеження було встановлено, що ТДП котлів котельні ПМЗ не обладнані частотними перетворювачами. В роботі знаходиться постійно один котел.

Енергоаудиторами рекомендується встановити частотно-регулюючі пристрої типу СТ2 «СТРУМ» (або аналоги) на дуттьовий вентилятор ВД-12 (75 кВт) та димотяг Д-15,5 (125 кВт) одного з котлів ПТВМ-30М котельні ПМЗ.

Розрахунок економії електроенергії при впровадженні ЧРП на ТДП котлу ПТВМ-30М котельні ПМЗ наведений в таблиці 7.14 розділу «Аналіз використання електричної енергії»

Впровадження даного заходу дозволить за експертною оцінкою знизити річне споживання:

- природного газу на 1%;
- електроенергії на потреби ТДП на 290 тис. кВтгод.

### Розрахунок річної економії енергії

При споживанні в 2010 році котельнею ПМЗ 9571,76 тис. м<sup>3</sup> природного газу від впровадження запропонованого заходу економія палива складе:

$$9571,76 \times 0,01 \approx 95 \text{ тис. нм}^3.$$

Річна економія електроенергії складе 290 тис. кВтгод.

### Розрахунок річної економії витрат

При вартості природного газу 1680,92 грн. за 1000 нм<sup>3</sup> (з ПДВ) економія витрат на природний газ складе:

$$95 \times 1680,92 \approx 160 \text{ тис. грн.}$$

При вартості електроенергії 807,6 грн. за 1000 кВтгод економія витрат на електроенергію складе:

$$290 \times 807,6 \approx 234 \text{ тис. грн.}$$

Загальна річна економія витрат на ПЕР складе:

$$160 + 234 = 394 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

Проектні роботи .....	– 20 тис. грн.
Вартість ЧРП тягодутьєвих установок	
с датчиками тиску й розрядження .....	– 250 тис. грн.
Вартість іншого обладнання КВПіА .....	– 20 тис. грн.
Матеріали .....	– 30 тис. грн.
Монтажні роботи.....	– 130 тис. грн.
Налагоджувальні роботи .....	– 30 тис. грн.
Непередбачені витрати .....	– 50 тис. грн.
РАЗОМ: .....	– 530 тис. грн.

### Оцінка простої окупності

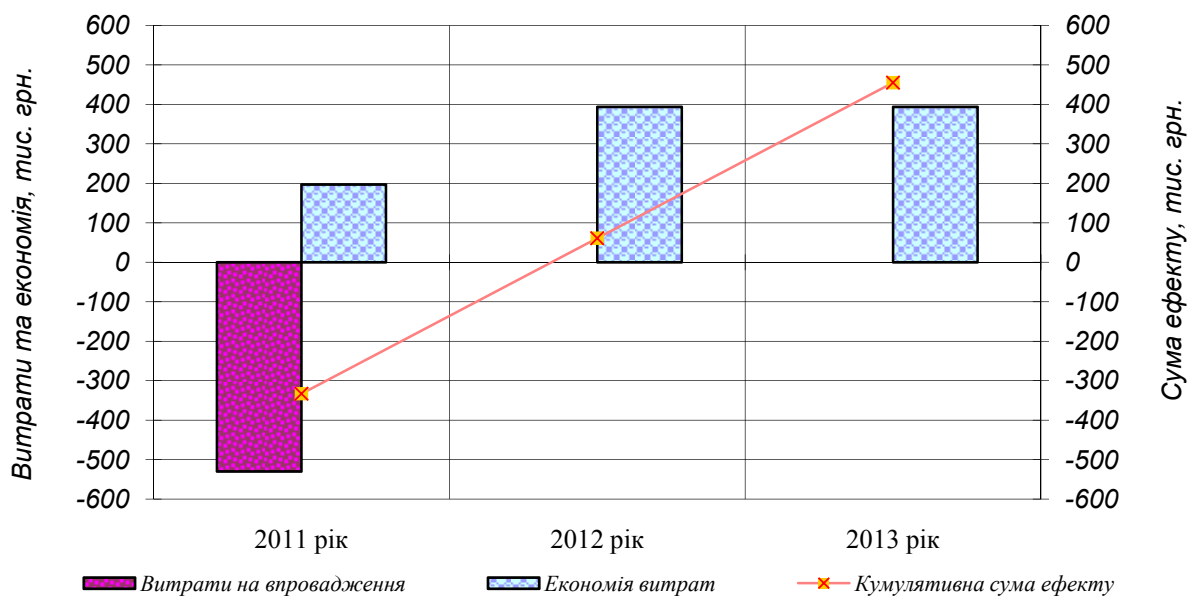
Витрати на впровадження .....

Річна економія витрат .....

Проста окупність проекту складе:

$$650 / 394 \approx 1,3 \text{ роки.}$$

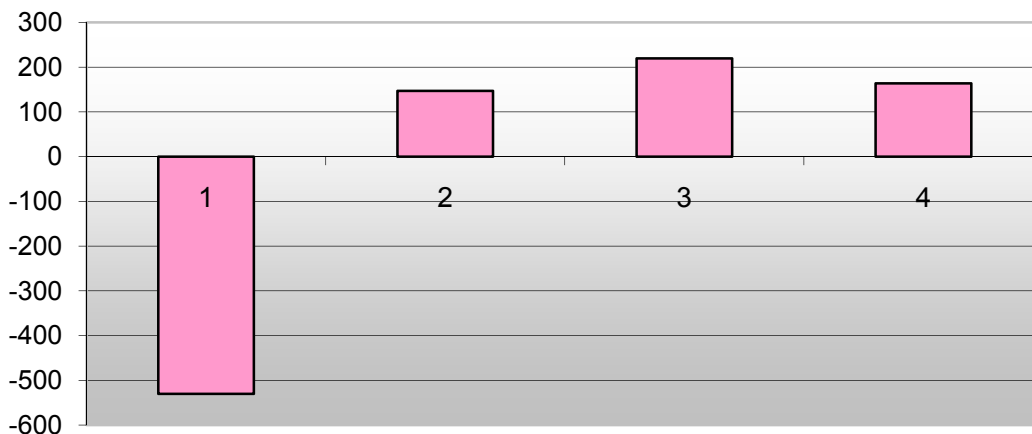
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ №2 показана на графіку, що приведений на мал. 10.3.



Мал. 10.3. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ №2 у 2011-2013 рр.

Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-530	197	394,0	394,0
$(1 + IRR)^i$		1,3	1,8	2,4
Річний NPV	-530	147,0	219,3	163,7
<b>IRR</b>	<b>0,34</b>	<b>&gt;0,15</b>		

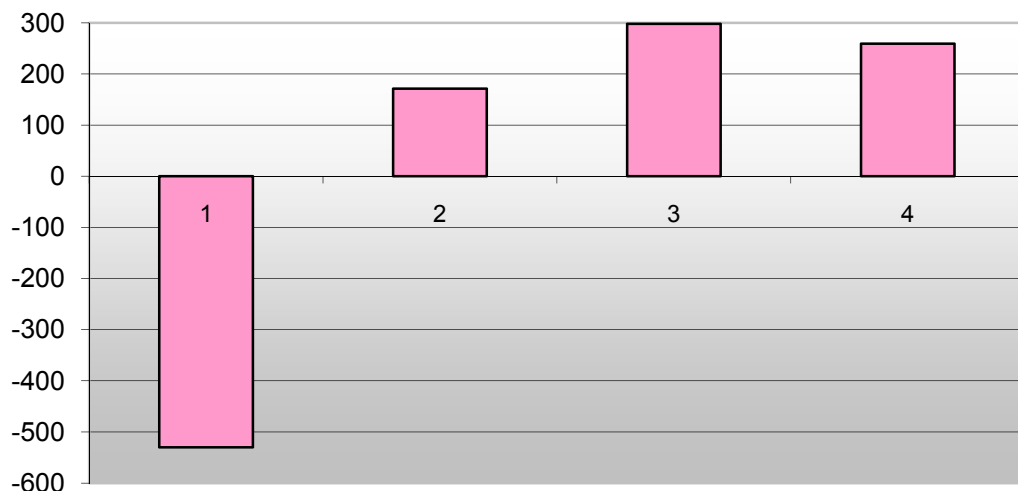
Внутрішня ставка прибутковості інвестицій (IRR = 34,0%) у період з 2011 по 2013 рр. NPV = 198,3 тис. грн.



Таким чином, IRR ЗПЕ № 2 становить 34,0%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-530	197	394,0	394,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-530	171,3	297,9	259,1
<b>NPV</b>	<b>198,3</b>	<b>&gt;0</b>		

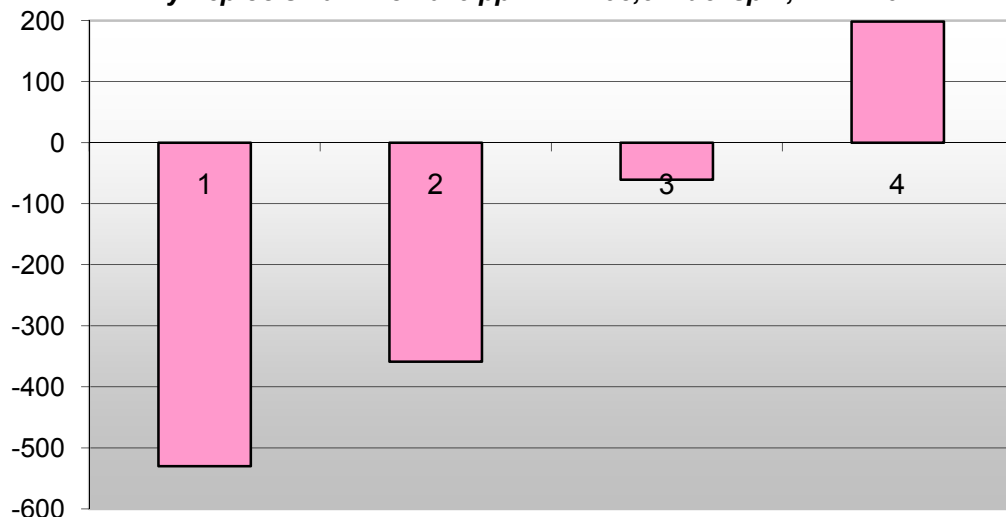
**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 198,3 тис. грн.) у період з 2011 по 2013 рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 2 слід прийняти до реалізації.*

Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-530	197	394,0	394,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-530	171,3	297,9	259,1
Різниця грошових потоків	-530	-358,7	-60,8	198,3
Різниця грошових потоків	-530	-358,7	-60,8	198,3
Коефіцієнт року		1,0	1,0	0,2
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>2,2</b>	<b>року</b>		

**Дисконтований строк окупності проекту (2,2 року)  
у період з 2011 по 2013 рр. NPV 198,3 тис. грн., RD = 15**



*Дисконтований строк окупності ЗПЕ № 2 становить 2,2 року.*

### 10.3. ЗПЕ №3 Реконструкція котельень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3»

#### Опис заходу

В існуючий час на деяких котельнях встановлені водогрійні котли НІСТУ-5 та "Універсал-3». Їх техніко-економічні показники не відповідають сучасним вимогам з ефективного використання теплової енергії спаленого природного газу. Середній коефіцієнт корисної дії (ККД) у 2010 році по даним Підприємства не перевищував 82,15%.

Результати обробки статистичних даних по споживанню палива котельнями з котлами типу НІИСТУ-5 та "Універсал" у 2010 році наведені у таблиці 10.2.

Таблиця 10.2

#### Показники роботи котлів НІСТУ-5 та «Універсал» за 2010 рік

№ з/п	Адреса котельні	Кількість котлів	Тип котлів	Присдане навантаження котельні, Гкал/год.	Витрати газу, тис. м <sup>3</sup>	Виробіток тепла, Гкал	Середній ККД котлів, %
1.	69-й квартал, Радянська, 60	8	НІСТУ-5	4,623	508,751	3538,120	85,81
2.	ІОЦ, Полтавська, 95	6	НІСТУ-5	2,223	646,81	4334,865	82,69
3.	81-й квартал, Шевченко, 132	8	НІСТУ-5	2,505	537,122	3468,552	79,68
4.	Московська, Комунальний, 16а	5	НІСТУ-5	0,937	245,511	1609,561	80,89
5.	ПШС-1А, Ушинського, 1а	5	НІСТУ-5	1,144	535,808	3517,497	81,00
6.	БК "Шахтобудівників",	1	Універсал-3	0,134	37,34	227,059	75,03
7.	ЦМЛ, Дніпровська, 541	5	НІСТУ-5	1,446	330,552	2224,932	83,03
<b>Всього:</b>				<b>13,012</b>	<b>2841,894</b>	<b>18920,586</b>	<b>82,15</b>

Для зниження споживання природного газу пропонується замінити котли на малих котельнях на сучасні котли «КОЛВІ» з номінальною тепловою потужністю, яка відповідає розрахунковим тепловим навантаженням на опалення. Коефіцієнт корисної дії цих котлів не нижче 93%.

Нижче у таблиці 10.3 наведена специфікація обладнання, яке пропонується до установки для вище вказаних котельень.

Таблиця 10.3

#### Перелік та вартість запропонованих до встановлення котлів «КОЛВІ»

№ з/п	Назва котельні, адреса	Присдане навантаження котельні, Гкал/год	Марка котла (кількість, шт.)	Потужність котла, Гкал/год.	Загальна вартість котлів, тис. грн
1.	69-й квартал, Радянська, 60	4,623	«Колві-1300», (4)	1,12	750
2.	ІОЦ, Полтавська, 95	2,223	«Колві-550», (4)	0,55	480
3.	81-й квартал, Шевченко, 132	2,505	«Колві-600», (4)	0,6	530
4.	Московська, Комунальний, 16а	0,937	«Колві-550», (2)	0,55	250
5.	ПШС-1А, Ушинського, 1а	1,144	«Колві-550», (2)	0,55	250
6.	БК "Шахтобудівників",	0,134	«Колві-90», (2)	0,085	90
7.	ЦМЛ, Дніпровська, 541	1,446	«Колві-550», (2) «Колві-440», (1)	0,55 0,44	350
<b>Всього:</b>					<b>2700</b>

#### Розрахунок річної економії енергії

При впровадженні запропонованого заходу економія палива складе:

$$2841,894 - 2841,894 \times 82,15 / 93 \approx 332 \text{ тис. нм}^3,$$

де: 2841,894 – споживання природного газу котлами НІСТУ-5 та «Універсал-3» у 2010 році, тис.м<sup>3</sup>;

82,15 – середнє ККД котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3», %;

93 – ККД котлів «Колві», %.



### Розрахунок річної економії витрат

При середній вартості природного газу 1680,92 грн. за 1000 м<sup>3</sup> (з ПДВ) економія витрат на природний газ складе:

$$332 \times 1680,92 \approx 558 \text{ тис. грн.}$$

В разі невиконання даного заходу підприємство може отримати штрафні санкції у 2-кратному розмірі від вартості нерационально витраченого палива у розмірі 1116 тис. грн.

Загальна економія витрат складе:

$$558 + 1116 = 1674 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

Проектні роботи .....	- 300 тис. грн.
Вартість котлів.....	- 2700 тис. грн.
Обладнання .....	- 500 тис. грн.
Монтажні роботи.....	- 1800 тис. грн.
Наладка.....	- 500 тис. грн.
РАЗОМ: .....	- 5800 тис. грн.

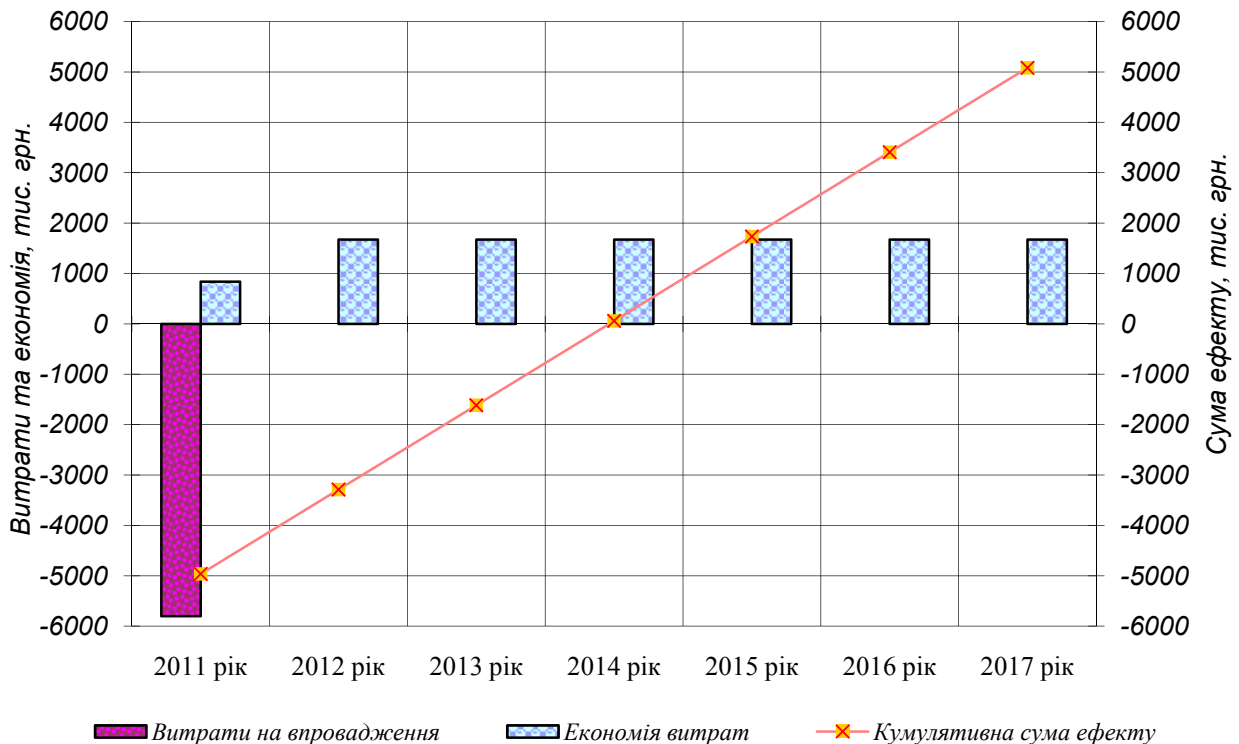
### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження .....	- 5800 тис. грн.
Річна економія витрат .....	- 1674 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$5800 / 1674 \approx 3,5 \text{ року.}$$

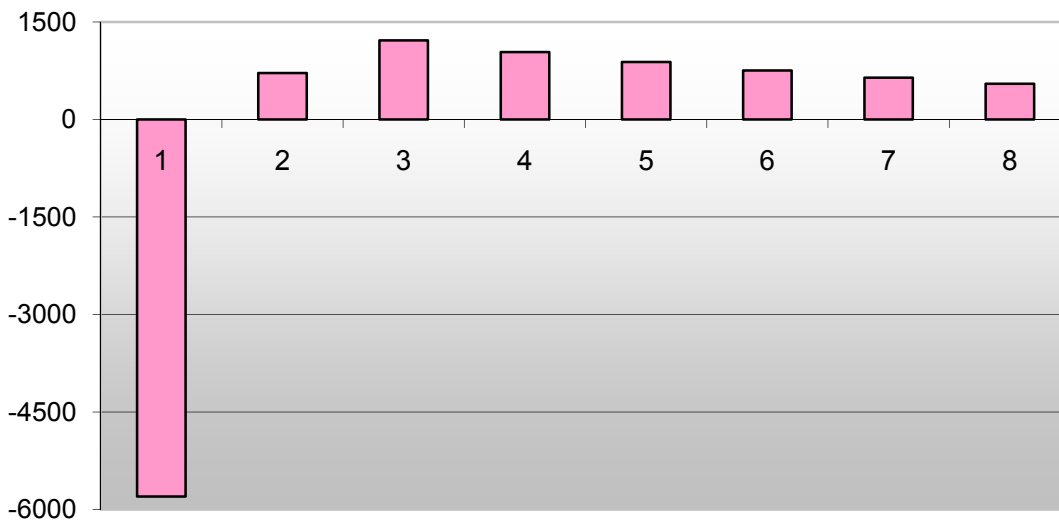
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 3 показана на графіку, що приведений на мал. 10.4.



Мал. 10.4. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 3 у 2011-2017 рр.

<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 3 у період з 2011 по 2017 рр.</b>								
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-5800	837,00	1674,0	1674,0	1674,0	1674,0	1674	1674,0
$(1 + IRR)^i$		1,2	1,4	1,6	1,9	2,2	2,6	3,1
Річний NPV	-5800	713,7	1217,1	1037,8	884,9	754,5	643,4	548,6
<b>IRR</b>	<b>0,173</b>	<b>&gt;0,15</b>						

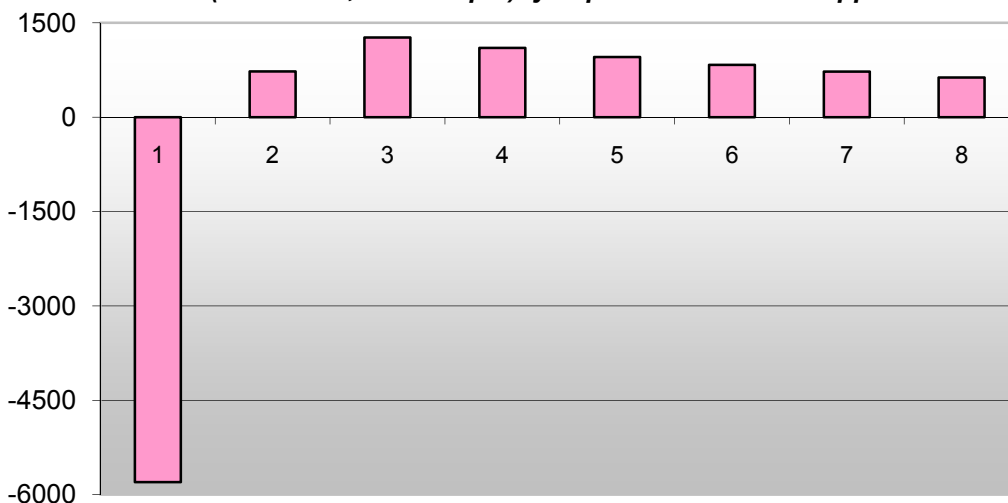
**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій (IRR = 17,3%) у період з 2011 по 2017 рр. NPV = 436,7 тис. грн.**



*Таким чином, IRR ЗПЕ № 3 становить 17,3%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.*

<b>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 3 у період з 2011 по 2017 рр.</b>								
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-5800	837,00	1674,0	1674,0	1674,0	1674,0	1674	1674,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7
Річний NPV	-5800	727,8	1265,8	1100,7	957,1	832,3	723,7	629,3
<b>NPV</b>	<b>436,7</b>	<b>&gt;0</b>						

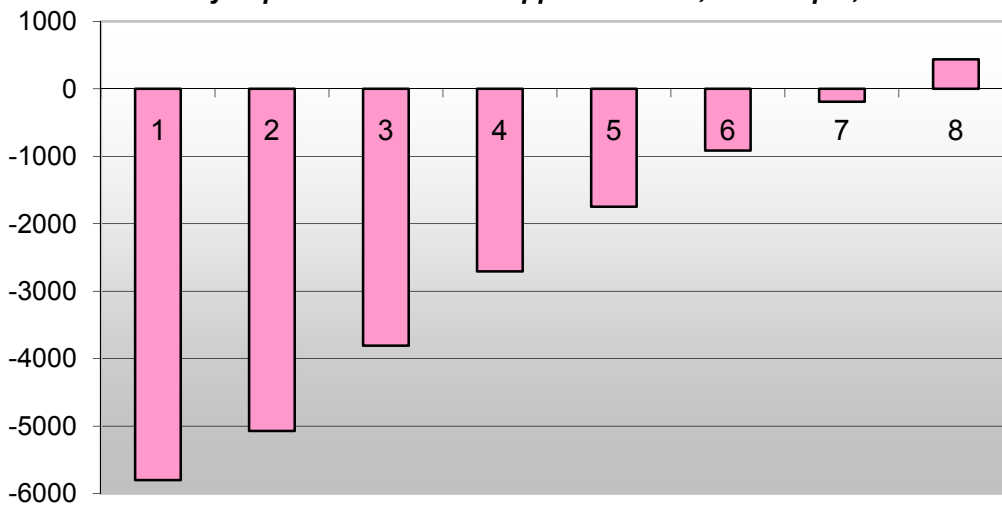
**Чистий дисконтований дохід (NPV = 436,7 тис. грн.) у період з 2011 по 2017рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 3 слід прийняти до реалізації.*

<b>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 3</b>								
Рік		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
i-коэф-нт	0	1	2	3	4	5	6	7
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-5800	837,00	1674,0	1674,0	1674,0	1674,0	1674	1674,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7
Річний NPV	-5800	727,8	1265,8	1100,7	957,1	832,3	723,7	629,3
Різниця грошових потоків	-5800	-5072,2	-3806,4	-2705,7	-1748,6	-916,3	-192,6	436,7
Різниця грошових потоків	-5800	-5072,2	-3806,4	-2705,7	-1748,6	-916,3	-192,6	436,7
Коефіцієнт року		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,3
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>6,3</b>	<b>року</b>						

**Дисконтований строк окупності проекту ( 6,3 року)  
у період з 2011 по 2017 рр. NPV = 436,7 тис. грн., RD = 15**



**Дисконтований строк окупності ЗПЕ № 3 становить 6,3 року.**

#### 10.4. ЗПЕ № 3/1 Використання ТПВ для заміщення природного газу

##### Опис пропозиції

Місто має великі резерви енергозбереження в області використання ТПВ в якості палива. Це паливо безкоштовне (поки що). Але його використання потребує великої організаційної роботи для започаткування мешканцями окремого збирання ТПВ.

Пропонується перевести на спалювання ТПВ котельні, що оснащені не менше ніж трьома котлами НІСТУ-5. Перелік цих котельень наведений нижче. Загальна витрата газу цими котельнями в 2010 році склала 1508 тис.  $\text{нм}^3$ .

##### *Перелік котельень для застосування деревини в якості твердого палива*

Назва котельні	Витрати	
	Газу природного тис. $\text{м}^3$	Коштів, тис. грн.
Геологів	972	1274
ПШС-1а	536	686
В цілому за рік:	1508	1960

Для спалювання ТПВ пропонується застосувати піролізні передтопки потужністю 0,7 Гкал/год. фірми ООО «Колосов і К», смт. Солоницівка Харківської області. Пристрій обладнаний автоматикою навантаження, необхідними пристроями захисту та блокування

Для заміщення 1  $\text{нм}^3$  природного газу потрібно

$$8000 / 1540 \times (90 / 85) = 5,5 \text{ кг ТПВ,}$$

де: 8000 - теплота згоряння газу;

1540 - теплота згоряння ТПВ;

90 / 85 - співвідношення ККД в разі спалювання газу та деревини.

##### Розрахунок річної економії енергії

За 2010 рік обрані котельні спожили 1508 тис.  $\text{нм}^3$  природного газу. Для заміщення 1000  $\text{м}^3$  природного газу необхідно 5,5 тон ТПВ. Для заміщення газу, що був спалений в 2010 році, необхідно спалити наступну кількість ТПВ:

$$1508 \times 5,5 = 8294 \text{ тон.}$$

Для виконання пілотного проекту по заміщенню газу на ТПВ потрібно 8294 тон з 56000 тон, які продукує місто.

##### Розрахунок річної економії витрат

Економія витрат (середня ціна газу 1680,92 грн./тис.  $\text{нм}^3$ ) складе:

$$1508 \times 1680,92 \approx 2530 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на транспортування ТПВ неможна віднести на виробіток теплоенергії, бо зараз ці затрати віднесені на прибирання ТПВ, гроші за вивезення сміття населення відшкодовує.

##### Витрати на впровадження

Проектування.....	- 90 тис. грн.
Монтаж.....	- 350 тис. грн.
Налагоджувальні роботи.....	- 60 тис. грн.
Обладнання (передтопок, циклони, паливоприготування).....	- 600 тис. грн.
Інші витрати.....	- 100 тис. грн..
РАЗОМ:.....	- 1200 тис. грн.

##### Оцінка простої окупності

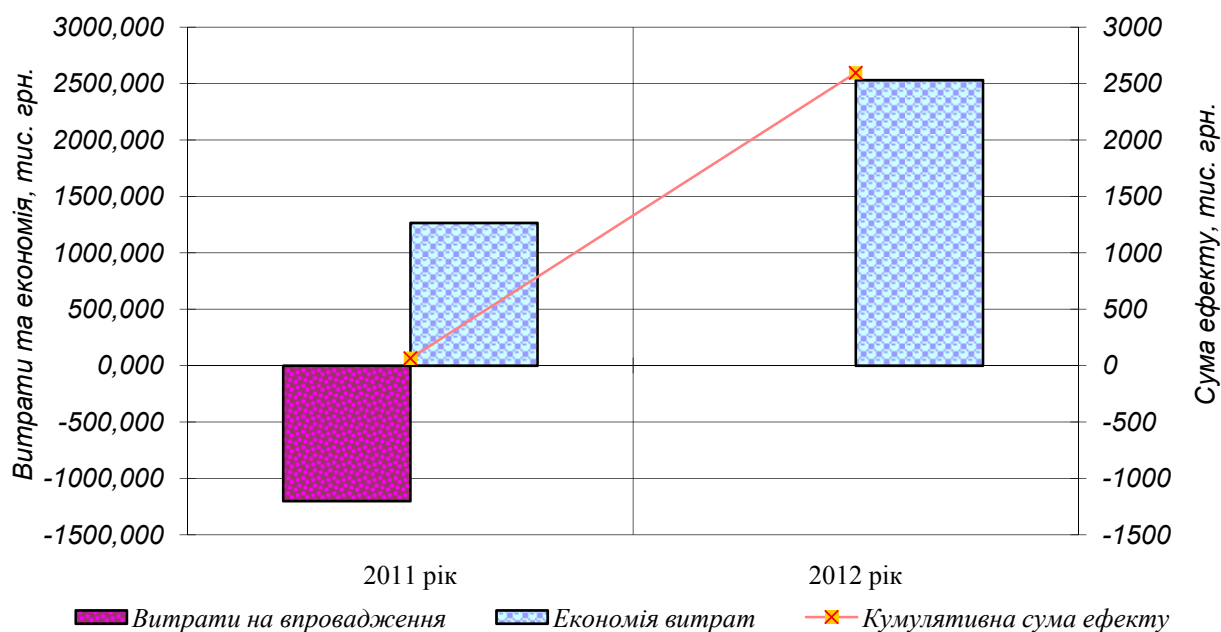
Витрати на впровадження..... - 1200 тис. грн.

Річна економія витрат..... - 2530 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

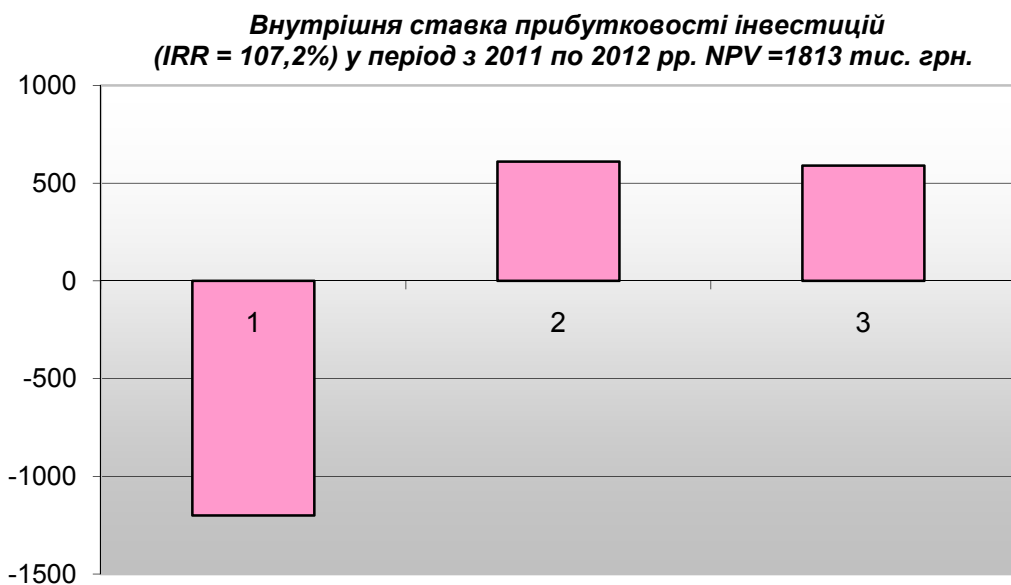
$$1200 / 2530 \approx 0,5 \text{ року.}$$

Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 3 показана на графіку, що приведений на мал. 10.5.



Мал. 10.5. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 3/1 у 2011-2012 рр.

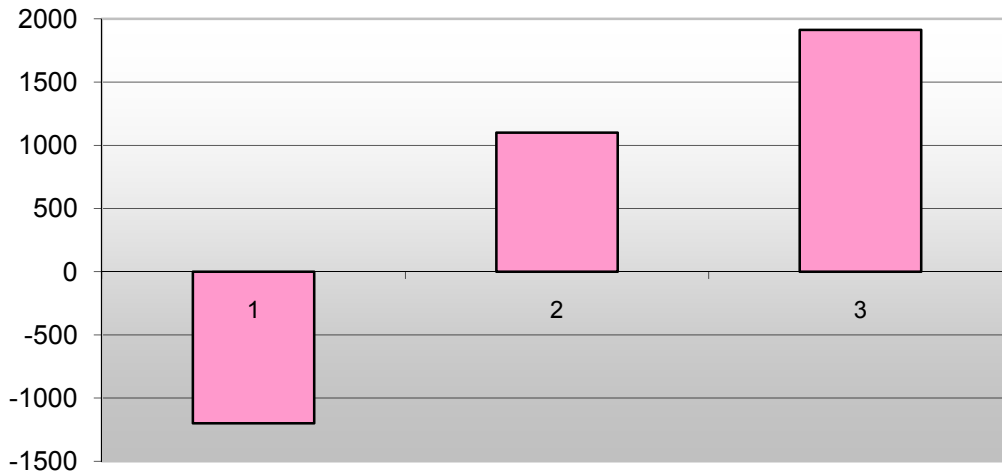
<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 3/1 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
i-коєф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{сф}$ , тис. грн.	-1200	1265	2530,0
$(1 + IRR)^i$		2,1	4,3
Річний NPV	-1200	610,6	589,4
<b>IRR</b>	<b>1,072</b>	<b>&gt;0,15</b>	



Таким чином, IRR ЗПЕ № 3/1 становить 107,2%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

<i>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 3/1 у період з 2011 по 2012 рр.</i>			
Рік		2011	2012
i-коеф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1200	1265	2530,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3
Річний NPV	-1200	1100,0	1913,0
<b>NPV</b>	<b>1 813,0</b>	<b>&gt;0</b>	

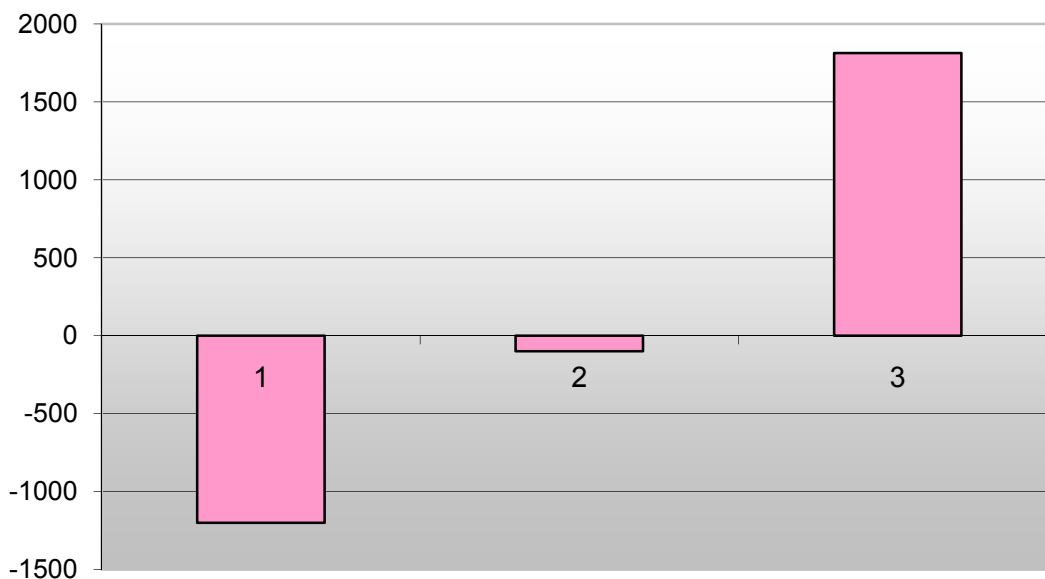
**Чистий дисконтований дохід (NPV = 1813 тис. грн.) у період з 2011 по 2012 рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 3/1 слід прийняти до реалізації.*

<i>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 3/1</i>			
Рік		2011	2012
i-коеф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1200	1265	2530,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3
Річний NPV	-1200	1100,0	1913,0
Різниця грошових потоків	-1200	-100,0	1813,0
Різниця грошових потоків	-1200	-100,0	1813,0

**Дисконтований строк окупності проекту (1,1 року) у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 1813 тис. грн., RD = 15**



*Дисконтований строк окупності ЗПЕ № 3/1 становить 1,1 року.*

## 10.5. ЗПЕ № 4 Наладка оптимальних режимів згорання палива

### Опис заходу

В існуючий час на деяких котельнях встановлені водогрійні котли ТВГ-8М та КВГ-7,56. Обстеження роботи окремих котелень КП «Павлоградтеплоенерго» виявило, що котли на них експлуатуються при задовільних ККД, які склали:

- ТВГ-8М № 3, 4, 5 котельні 4-го мікрорайону – 83,87%, 81,49% та 77,54%;
- ТВГ-8М № 1, 2 котельні 5-го мікрорайону – 87,61% та 85,27%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні 37-го кварталу – 77,1% та 84,76%;
- ТВГ-8М № 1, 3 котельні Міськвітки по вул. Репіна, 95, – 82,84% та 84,67%;
- КВГ-7,56 № 1, 2 котельні Дніпровській – 82,09% та 85,98%;
- КВГ-7,56 № 2, 3 котельні ПХЗ – 83,22% і 87,45%.

Як бачимо котли на приведених котельнях працюють з неоптимальними техніко-економічними показниками. Такі показники обумовлені по-перше неоптимальними співвідношеннями «паливо-повітря», про свідчать зависокі надлишки повітря при спалюванні природного газу, які склали від 1,71 до 3,69. По-друге на зниження ККД котлів впливали дуже високі температури відхідних газів, які обумовлені зменшенням теплообміну з причини занесення поверхонь нагріву оксидами заліза (про що свідчать високі гідравлічні опори котлів).

Пропонується після влаштування на цих котельнях деаерації підживлювальної води та очищення або заміни занесених поверхонь нагріву провести наладку оптимальних процесів спалення природного газу.

Наладка оптимального співвідношення «паливо-повітря» (оптимальних надлишків повітря) та зниження гідравлічного опору поверхонь нагріву дозволить підняти коефіцієнт корисної дії котлів як найменше на 5,0%.

### Розрахунок річної економії енергії

При витратах природного газу у 2010 році на цих котельнях 21187 тис. м<sup>3</sup> при впровадженні запропонованого заходу економія палива складе:

$$21187 \times 0,05 \approx 1060 \text{ тис. м}^3,$$

### Розрахунок річної економії витрат

При середній вартості природного газу 1680,92 грн. за 1000 м<sup>3</sup> (з ПДВ) економія витрат на природний газ складе:

$$1060 \times 1680,92 \approx 1780 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

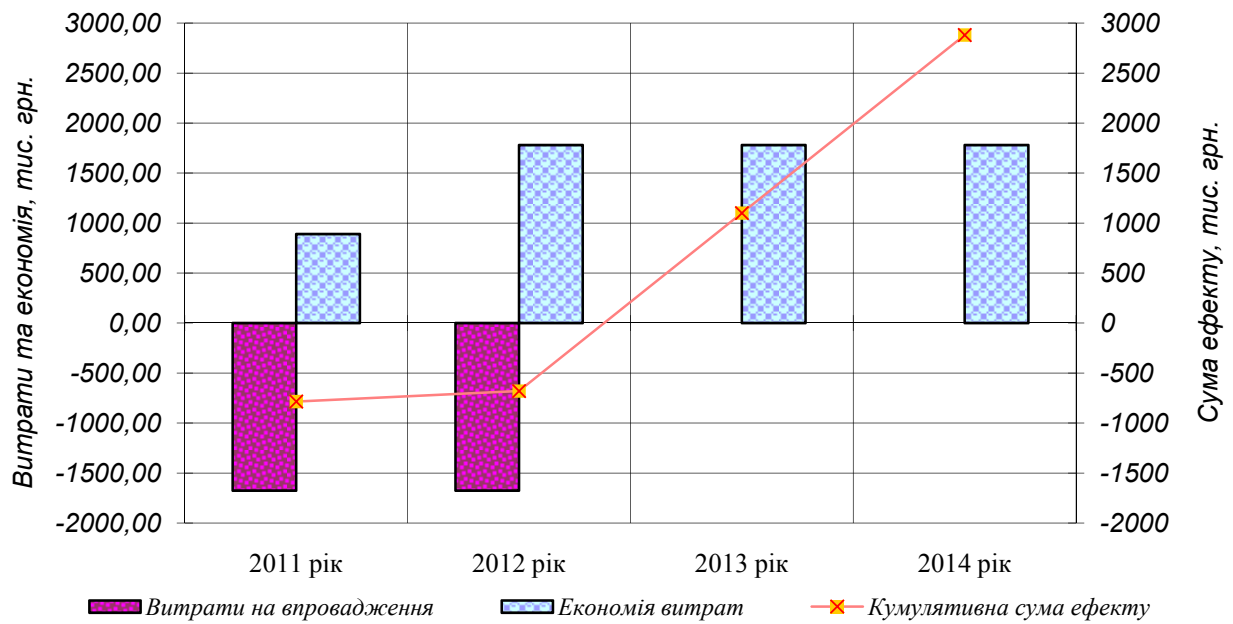
Роботи по очищенню та заміні поверхонь нагріву ..... - 3000 тис. грн.  
Наладка..... - 350 тис. грн.  
РАЗОМ: ..... - 3350 тис. грн.

### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження ..... - 3350 тис. грн.  
Річна економія витрат ..... - 1780 тис. грн.  
Проста окупність проекту складе:

$$3350 / 1780 \approx 1,9 \text{ року.}$$

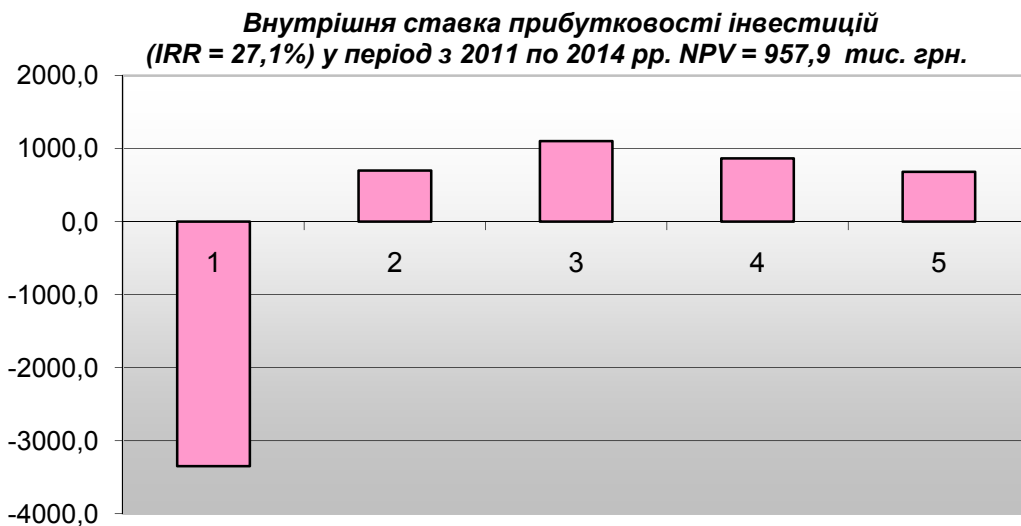
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 4 показана на графіку, що приведений на мал. 10.6.



**Мал. 10.6. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 4 у 2011-2014 рр.**

**Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 4 у період з 2011 по 2014 рр.**

Рік		2011	2012	2013	2014
i-коэф-нт	0	1	2	3	4
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-3350,0	890	1780,0	1780,0	1780,0
$(1 + IRR)^i$		1,3	1,6	2,1	2,6
Річний NPV	-3350,0	700,1	1101,6	866,6	681,7
<b>IRR</b>	<b>0,271</b>	<b>&gt;0,15</b>			



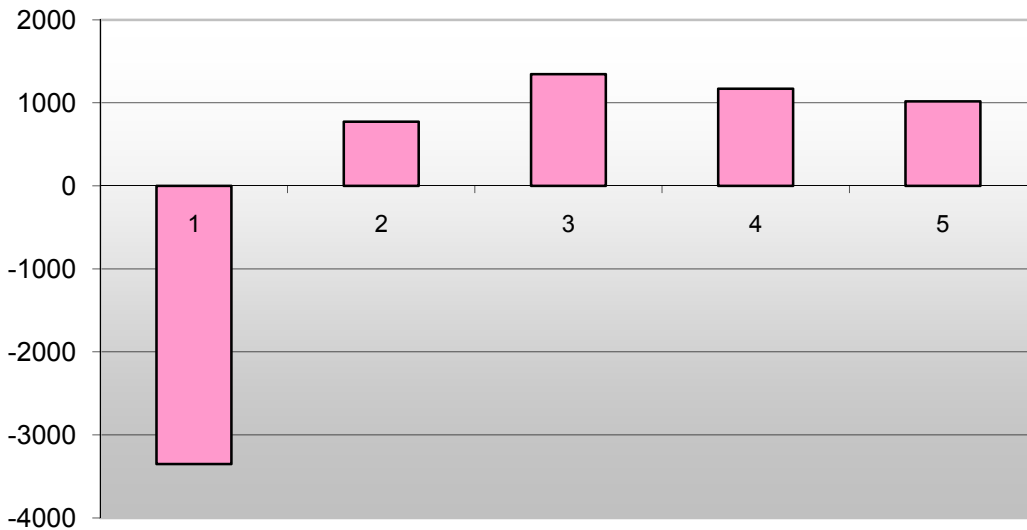
**Таким чином, IRR ЗПЕ № 4 становить 27,1%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.**

**Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 4 у період з 2011 по 2014 рр.**

Рік		2011	2012	2013	2014
i-коэф-нт	0	1	2	3	4
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-3350,0	890	1780,0	1780,0	1780,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7
Річний NPV	-3350,0	773,9	1345,9	1170,4	1017,7
<b>NPV</b>	<b>957,9</b>	<b>&gt;0</b>			



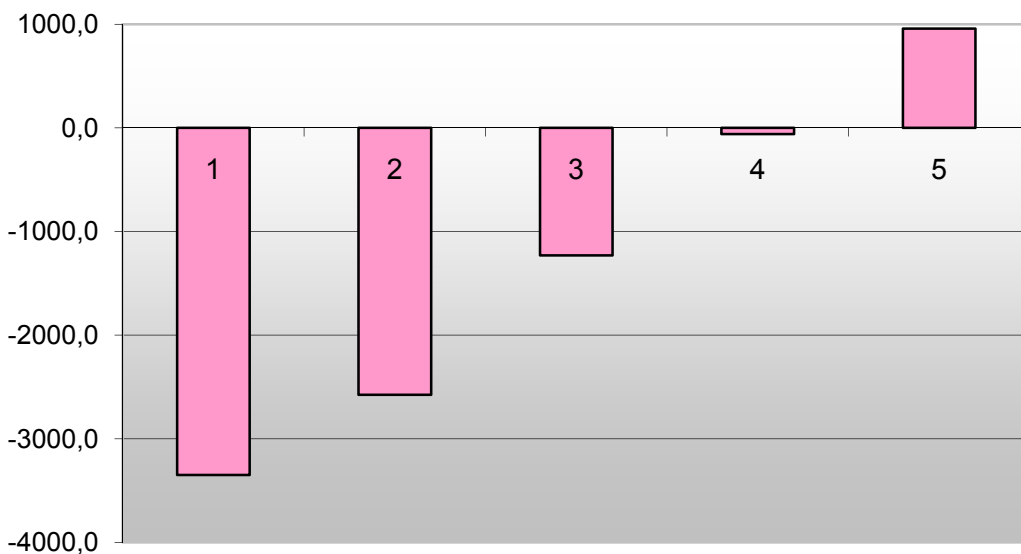
**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 957,9 тис. грн.) у період з 2011 по 2014 рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 4 слід прийняти до реалізації.*

Рік		2011	2012	2013	2014
i-коэф-нт	0	1	2	3	4
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-3350,0	890	1780,0	1780,0	1780,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5	1,7
Річний NPV	-3350,0	773,9	1345,9	1170,4	1017,7
Різниця грошових потоків	-3350,0	-2576,1	-1230,2	-59,8	957,9
Різниця грошових потоків	-3350,0	-2576,1	-1230,2	-59,8	957,9
Коефіцієнт року		1,0	1,0	1,0	0,1
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>3,1</b>	<b>року</b>			

**Дисконтований строк окупності проекту (3,1 року)  
у період з 2011 по 2014 рр. NPV 957,9 тис. грн., RD = 15**



*Дисконтований строк окупності ЗПЕ № 4 становить 3,1 року.*

## 10.6.ЗПЕ № 5 **Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання міста**

### Опис заходу

Проведене попереднє енергетичне обстеження системи тепlopостачання м. Павлоград, розрахунки й аналіз, виконані на його підставі, дозволяють зробити наступні основні висновки:

- Відсутність проведення робіт з наладки теплового та гідравлічного режиму систем тепlopостачання на протязі тривалого часу призвела її до стану розбалансування й гідравлічної нестійкості.
- Спостерігається високе значення електричної потужності, споживаної мережними насосами великих котельнь міста, внаслідок недотримання температурного графіку при якісному способі регулювання відпуску теплової енергії та компенсація гідравлічної нестійкості роботи системи шляхом збільшення витрати теплоносія, циркулюючого у системах тепlopостачання.
- Розрегульованість системи тепlopостачання міста зумовлює необхідність проведення робіт з наладки теплового та гідравлічного режиму роботи систем тепlopостачання котельнь з розробкою докладних п'єзометричних графіків.

В минулому на потужних котельнях підприємства відпуск теплової енергії відбувався за температурним графіком 115/70 °С. На теплових вводах споживачів були встановлені гідроелеватори, за допомогою яких здійснювалося підмішування теплоносія до параметрів, що відповідали температурному графіку 95/70 °С роботи внутрішніх систем теплоспоживання абонентів.

Виведення з ладу гідроелеваторів та перехід на знижений температурний графік відпуску теплової енергії з котельнь призвело до погіршення техніко-економічних показників роботи системи тепlopостачання міста Павлоград.

Для визначення потенціалу економії електроенергії, що споживається мережними насосами, при переході на підвищений температурний графік були розраховані витрати мережної води та споживання електричної потужності на її транспортування при використанні температурного графіку 115/70 °С.

Результати розрахунків наведені в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4

### **Результати визначення розрахункових та фактичних витрат мережної води**

Об'єкти	95/70 °С.		115/70 °С.		Потенціал економії електроенергії, кВтгод.
	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.	Розрахункова витрата електроенергії, кВтгод.	Розрахункова середньогодинна витрата мережної води, м <sup>3</sup> /год.	Розрахункова витрата електроенергії, кВтгод.	
ПМЗ	1664	3047730	925	1693183	1354547
м/р «Радянський»+ 37 квартал	782	1249112	434	693951	555161
4 м/р №15	875	1457119	486	809511	647608
м/р «Дніпровський»	634	949888	352	527715	422172
5 м/р	444	628983	247	349435	279548
Міськвітка	444	664903	247	369391	295513
	337	432005	187	240003	162080
<b>ВСЬОГО</b>		<b>8429740</b>		<b>4683189</b>	<b>3746551</b>

Перевитрата електричної енергії на потреби мережних насосів великих котельнь міста внаслідок переходу з графіку 115/70 °С на знижений температурний графік 95/70 °С складає понад **3700 тис. кВтгод.** тобто **28%** від загального споживання електроенергії підприємством КП «Павлоградтеплоенерго».

### **Запропоновані заходи щодо реалізації проекту**

Роботи з наладки теплового та гідравлічного режиму роботи систем тепlopостачання виконується в три етапи:

- на першому етапі – розробляються рекомендовані заходи:
  - ознайомлення з наявною проектною документацією;
  - детальне обстеження котельень;
  - обстеження зовнішніх теплових мереж і теплових уведень;
  - зйомка з натури й розробка виконавчих аксонометричних схем тепlopідготовчих установок котельень;
  - гідравлічний розрахунок трубопроводів зовнішніх теплових мереж систем тепlopостачання котельень;
  - підбір насосного обладнання мережних груп з пологою витрато-напірною характеристикою за даними гідравлічного розрахунку;
  - розробка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання;
  - розробка рекомендованих заходів з наладки системи тепlopостачання.

Проведення теплового та гідравлічного розрахунків й розробку теплового та гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання необхідно виконувати з урахуванням подальшого впровадження заходів з встановлення регуляторів теплового потоку та насосів змішування на теплових вводах споживачів.

- на другому етапі – проводиться надання технічної допомоги при впровадженні заходів.
- на третьому етапі – проводиться регулювання системи тепlopостачання.

Проведення робіт з наладки теплового та гідравлічного режиму роботи системи тепlopостачання дозволить досягти наступних переваг:

- Зменшення витрати мережної води в теплових мережах.
- Зменшення витрати електроенергії на перекачку теплоносія.
- Підвищення гідравлічної стійкості системи тепlopостачання.
- Поліпшення якості надання послуг абонентам, що підключені до теплової мережі.

### **Розрахунок річної економії енергії**

Кількість палива, витраченого для забезпечення відпуску загального обсягу теплової енергії на опалення споживачів з котельень ПМЗ, м/р «Радянський»+37 квартал, 4 м/р, 5 м/р, №15, м/р «Дніпровський», Міськвітка становила в 2010 році 30758,85 тис. нм<sup>3</sup>.

Річна економія палива складе не менш ніж 5%:

$$30758,85 \times 0,05 \approx 1538 \text{ тис. нм}^3.$$

Річна економія електроенергії складе 3700 тис. кВтгод.

### **Розрахунок річної економії витрат**

При вартості природного газу 1696,3 грн. за 1000 нм<sup>3</sup> (з ПДВ) економія витрат на природний газ складе:

$$1538 \times 1680,92 \approx 2585 \text{ тис. грн.}$$

При вартості електроенергії 807,6 грн. за 1000 кВтгод економія витрат на електроенергію складе:

$$3700 \times 807,6 \approx 2990 \text{ тис. грн.}$$

Загальна річна економія витрат на ПЕР складе:

$$2585 + 2990 = 5575 \text{ тис. грн.}$$

### **Витрати на впровадження**

Вартість робіт з наладки теплового та гідравлічного режиму роботи системи тепlopостачання становить:

Розробка заходів з наладки ..... - 550 тис. грн.

Технічна допомога з виконання запропонованих заходів .....- 200 тис. грн.

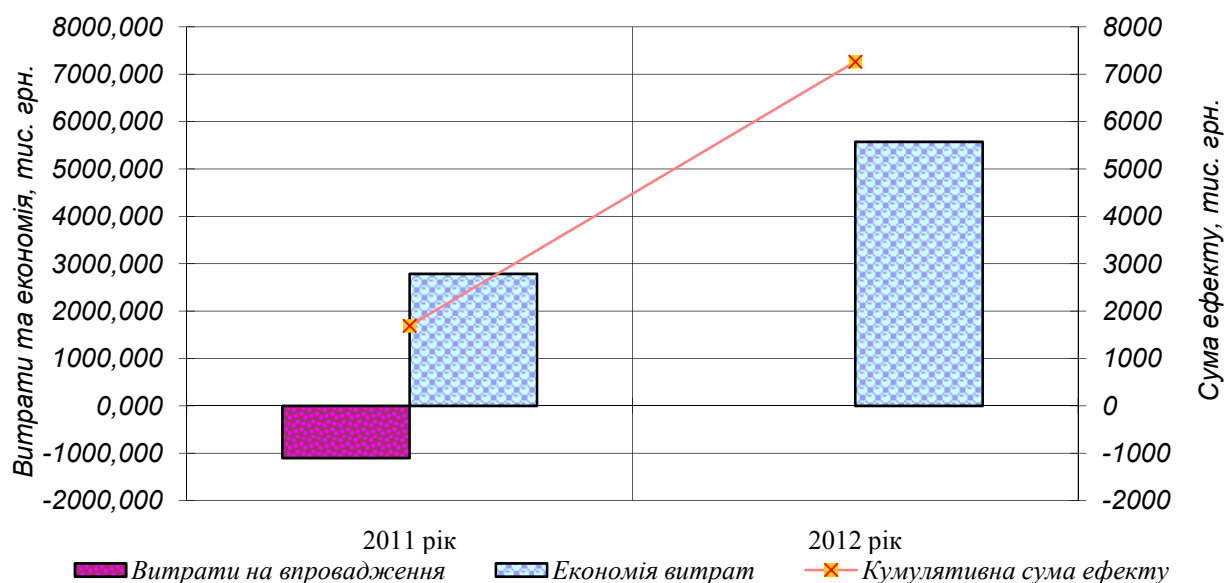
Регулювання ЦСТ ..... - 350 тис. грн.  
 Разом: ..... - 1100 тис. грн.

### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження ..... - 1100 тис. грн.  
 Річна економія витрат ..... - 5575 тис. грн.  
 Проста окупність проекту складе:

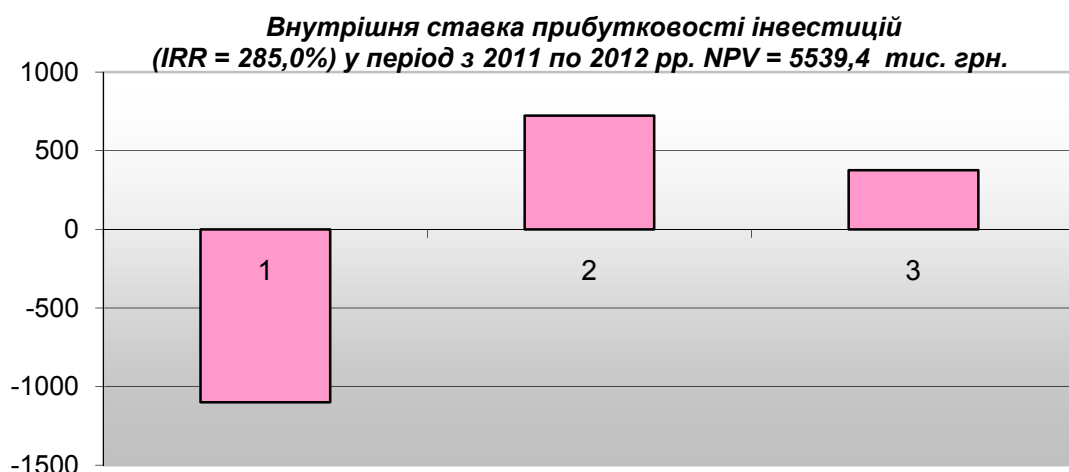
$$1100 / 5575 \approx 0,2 \text{ року.}$$

Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 5 показана на графіку, що приведений на мал. 10.7.



Мал. 10.7. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ №5 у 2011-2012 рр.

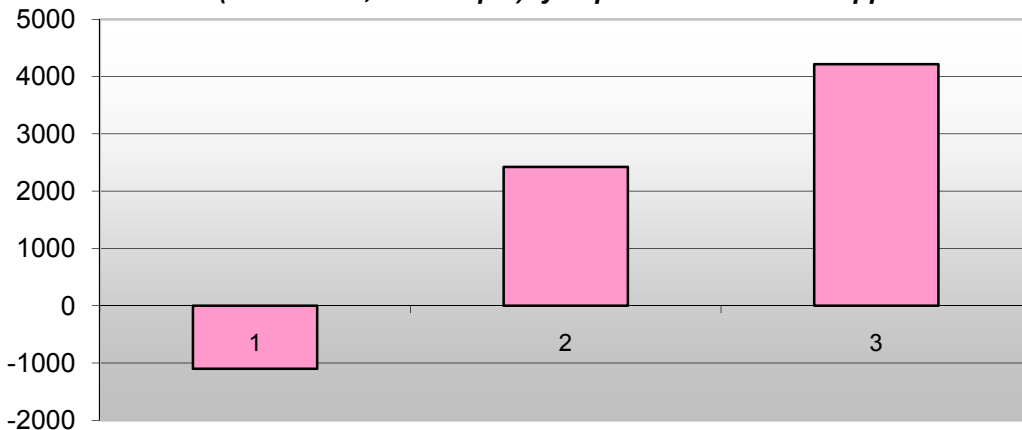
<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 5 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1100	2787,5	5575,0
$(1 + IRR)^i$		3,9	14,8
Річний NPV	-1100	724,0	376,0
<b>IRR</b>	<b>2,85</b>	<b>&gt;0,15</b>	



Таким чином, IRR ЗПЕ № 5 становить 285%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

<b>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 5 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1100	2787,5	5575,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3
Річний NPV	-1100	2423,9	4215,5
<b>NPV</b>	<b>5 539,4</b>	<b>&gt;0</b>	

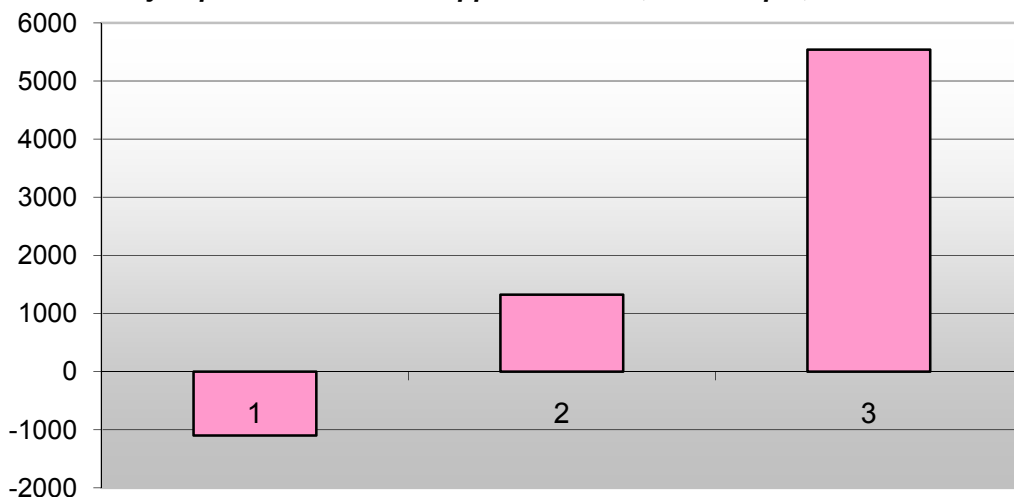
**Чистий дисконтований дохід (NPV = 5539,4 тис. грн.) у період з 2011 по 2012 рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 5 слід прийняти до реалізації.*

<b>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 5</b>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1100	2787,5	5575,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3
Річний NPV	-1100	2423,9	4215,5
Різниця грошових потоків	-1100	1323,9	5539,4
Різниця грошових потоків	-1100	1323,9	0,0
Коефіцієнт року		0,5	0,0
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>0,5</b>	<b>року</b>	

**Дисконтований строк окупності проекту (0,5 року) у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 5539,4 тис. грн., RD = 15**



*Дисконтований строк окупності ЗПЕ № 5 становить 0,5 року.*

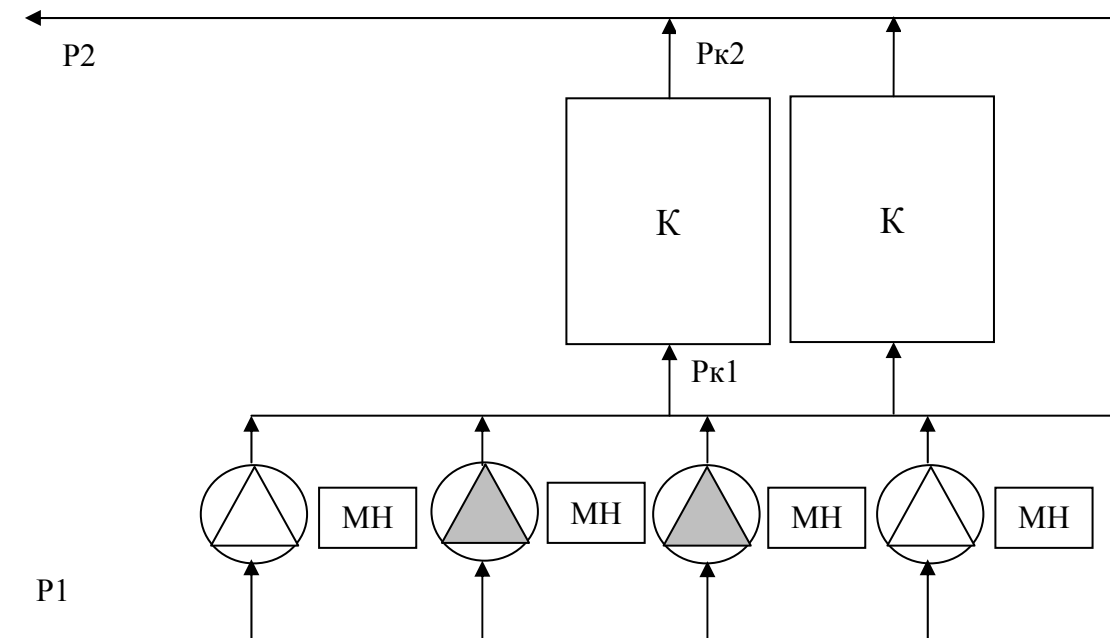
## 10.7. ЗПЕ №6 Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котелень

### Опис проекту

Під час інструментального обстеження найбільш потужних котелень підприємства було встановлено, що принципова технологічна схема котелень має вид, що наведений на мал. 10.8.

Наведена схема є характерною для більшості котелень в населених пунктах України.

Головною особливістю такої схеми є вибір номінальних характеристик мережних насосів, виходячи з «максимальних потреб» одного з елементів схеми. Тобто, номінальний напір, що повинний розвивати мережний насос, визначається як сума втрат тиску в магістралях теплової мережі, трубопроводах та арматурі котельні та в трубному контурі котла. Але тільки частина витрати теплоносія безпосередньо проходить через котел, а інша частина витрати теплоносія надходить до обвідної лінії та поєднується з котловим теплоносієм на виході з котла.



*Мал. 10.8. Існуюча технологічна схема котелень*

Пояснення до схеми:

МН – мережні насоси.

К – котли.

$P_1$  - Тиск мережної води в зворотному трубопроводі теплової мережі.

$P_{к1}$  - Тиск мережної води перед котлом.

$P_{к2}$  - Тиск мережної води після котла.

$P_2$  - Тиск мережної води в прямому трубопроводі теплової мережі.

Таким чином, має місце перевитрата електроенергії, що споживається мережними насосами, на підвищення тиску всього об'єму мережної води в той час, коли підвищувати тиск мережної води для компенсації втрат тиску в трубному контурі котла потрібно лише тій частині мережної води, яка безпосередньо проходить через котел.

Параметри режимів роботи котелень за існуючою схемою наведені нижче.

Котельні	$P_1$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{мн}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к1}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{к2}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_2$ , кгс/см <sup>2</sup>	$G_k$ , м <sup>3</sup> /Год.	$G_{\Sigma}^*$ , м <sup>3</sup> /Год.
ПМЗ	3,2	13,7	13,4	6,9	6,4	500 (1)	925
4 м/р	3,1	13	12	6,5	6,4	200 (2)	486
№15	3,2	12,2	11	6,5	6	160 (2)	352
м/р «Дніпровський»	3,2	11,7	10,5	6,2	6	100 (1)	247
5 м/р	3,0	11,4	10,5	6,3	5,7	100 (1)	247

**\*Примітка.** В таблиці наведені розрахункові (необхідні) значення загальної витрати мережної води по котельнях з ціллю урахування вже визначеного потенціалу економії електроенергії внаслідок модернізації системи теплопостачання міста та проведення робіт з наладки її теплового та гідравлічного режиму.

Пояснення до таблиці:

$P_{мн}$ , кгс/см<sup>2</sup> – тиск на виході мережних насосів.

$G_k$ , м<sup>3</sup>/год. – витрата мережної води через котли.

$G_{\Sigma}$ , м<sup>3</sup>/год. – загальна витрата мережної води.

(2) – переважна кількість працюючих котлів під час опалювального сезону

Розрахункове споживання електричної потужності мережними насосами визначається за формулою:

$$W = \frac{0,00273 \cdot Q \cdot H}{\eta_{дв} \cdot \eta_{нас} \cdot \eta_{пер}}, \text{кВтгод}$$

де:  $Q$  - витрата води, м<sup>3</sup>/год.;

$H$  – розвиваний напір насоса, м вод. ст.;

$\eta_{дв}$  – ККД електродвигуна (за характеристикою електродвигуна, приймається 0,92);

$\eta_{нас}$  – ККД насоса (за характеристикою насоса, приймається 0,70);

$\eta_{пер}$  – ККД передачі (приймається  $\eta_{пер} = 1$ ).

Споживання електричної потужності мережними насосами котельнь за існуючою технологічною схемою становитиме:

**ПМЗ**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 925 \cdot 105}{0,92 \cdot 0,7} = 411 \text{ кВт.}$$

**4 м/р**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 486 \cdot 100}{0,92 \cdot 0,7} = 206 \text{ кВт.}$$

**№15**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 352 \cdot 90}{0,92 \cdot 0,7} = 135 \text{ кВт.}$$

**м/р «Дніпровський»**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 247 \cdot 85}{0,92 \cdot 0,7} = 90 \text{ кВт.}$$

**5 м/р**

$$W = \frac{0,00273 \cdot 247 \cdot 85}{0,92 \cdot 0,7} = 90 \text{ кВт.}$$

**Всього – 932 кВт.**

Під час інструментального обстеження режимів роботи джерел генерації теплової енергії було встановлено, що на жодній з котельнь не виконується деаерація підживлювальної води.

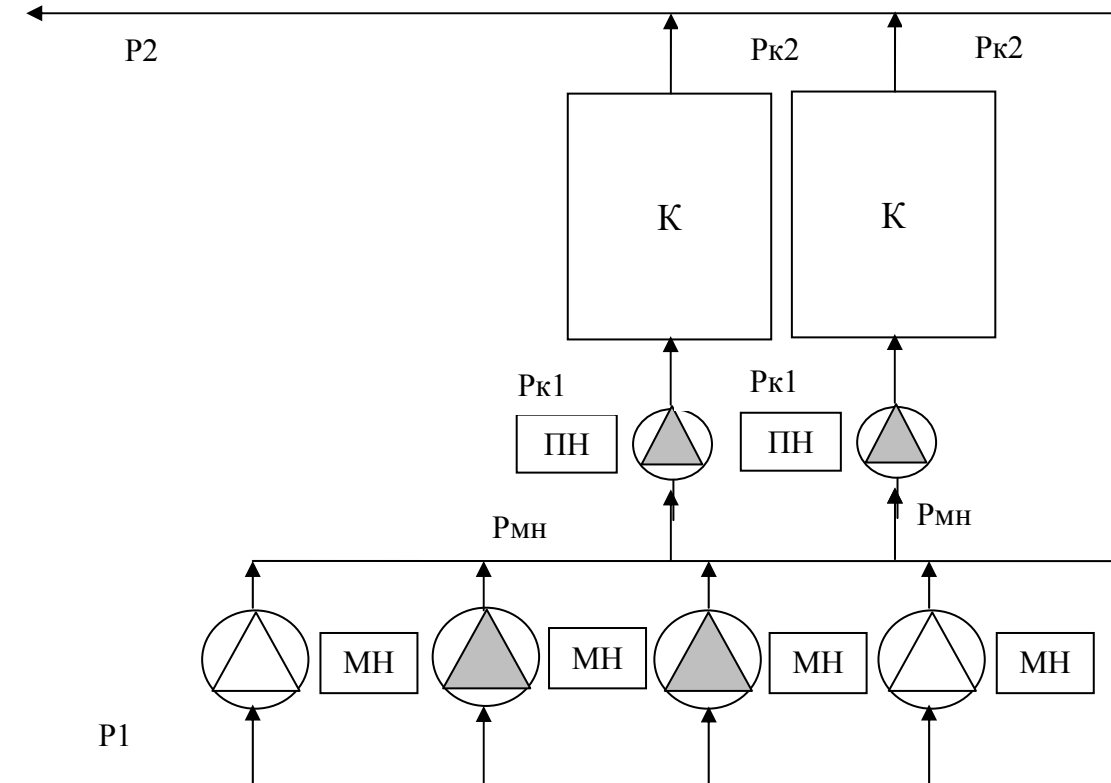
Відсутність деаерації підживлювальної води, крім багатьох негативних наслідків, призводить до занесення трубних контурів котлів окислами заліза та підвищення гідравлічного опору котлів, що в свою чергу призводить до необхідності підтримання

підвищеного тиску теплоносія в теплових мережах, тобто, призводить до перевитрати електричної енергії на потреби мережних насосів.

За паспортними характеристиками номінальне значення гідравлічного опору котлів ПТВМ-30М складає 17 м вод. ст., котлів ТВГ-8М – до 20 м. вод. ст. За результатами інструментального обстеження встановлено, що існує істотне підвищення гідравлічного опору названих котлів по найбільш потужним котельням внаслідок ймовірного занесення окислами заліза з-за невідповідного ведення водно-хімічного режиму та/або невідповідності існуючої конструкції котлів вимогам конструкторської документації підприємства-виготовника.

Відновлення деаерації підживлювальної води, чистка (промивка) та/або заміна трубних контурів котлів, а також проведення детального обстеження конструкції котлів та усунення недоліків в наявній конструкції котлів дозволить знизити тиск теплоносія в теплових мережах та отримати економію електроенергії на потреби мережних насосів. Потенціал економії електроенергії внаслідок виконання таких робіт врахований при подальшому розрахунку для котельень ПМЗ, 4 м/р, 5 м/р, №15, м/р «Дніпровський».

Пропонується змінити технологічну схему означених котельень так, як показано на мал. 10.9.



**Мал. 10.9. Рекомендована технологічна схема котельень**

Пояснення до схеми:

МН – мережні насоси.

ПН – підвищувальні насоси.

К – котли.

$P_1$  - Тиск мережної води в зворотному трубопроводі теплової мережі.

$P_{\text{мн}}$  - Тиск мережної води після мережних насосів (на вході підвищувальних насосів).

$P_{\text{к1}}$  - Тиск мережної води перед котлом (на виході з підвищувальних насосів).

$P_{\text{к2}}$  - Тиск мережної води після котла.

$P_2$  - Тиск мережної води в прямому трубопроводі теплової мережі.

За такою схемою:



- мережний насос компенсує тільки втрати тиску в магістралях теплових мереж та трубопроводах й арматурі котельні;
- втрати тиску в трубних контурах котлів компенсуються підвищенням тиску тільки тієї частини теплоносія, що безпосередньо проходить через котли. Для цієї мети використовуються підвищувальні насоси.

Орієнтовні параметри роботи котелень за рекомендованою технологічною схемою наведені нижче.

Котельні	$P_1$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{\text{мін}}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{\text{к1}}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_{\text{к2}}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$P_2$ , кгс/см <sup>2</sup>	$G_{\text{к}}$ , м <sup>3</sup> /год.	$G_{\Sigma}$ , м <sup>3</sup> /год.
ПМЗ	3,2	7,2	10	7,5	6,4	500 (1)	925
4 м/р	3,1	6,9	9,3	6,9	6,4	200 (2)	486
№15	3,2	7,0	9,3	7,0	6	160 (2)	352
м/р «Дніпровський»	3,2	7,2	9,6	7,2	6	100 (1)	247
5 м/р	3,0	7,0	9,4	7,0	5,7	100 (1)	247

Пропоновані до встановлення на означених котельнях нові мережні та підвищувальні насоси:

Котельні	Мережні насоси				Підвищувальні насоси (GRUNDFOS)			
	Марка	$Q$ , м <sup>3</sup> /год.	$H$ , м вод. ст.	$N$ , кВт	Марка	$Q$ , м <sup>3</sup> /год.	$H$ , м вод. ст.	$N$ , кВт
ПМЗ	Д1600-90	1000	40	160 (980)	NK150-315/310	500	28	55
4 м/р	Д630-90	500	38	132 (980)	NK65-125/144 (2)	100	24	11
№15	Д200-36 (2)	200	36	45 (1450)	NK50-125/144 (2)	80	23	7,5
м/р «Дніпровський»	Д320-50а	300	39	55 (1450)	NK65-125/144	100	24	11
5 м/р	Д320-50а	300	39	55 (1450)	NK65-125/144	100	24	11

Споживання електричної потужності мережними насосами та підвищувальними насосами котлової води котелень за рекомендованою схемою ТПУМВ:

Котельні	Споживання електричної потужності, кВт		
	Мережні насоси	Підвищувальні насоси	Всього
ПМЗ	150	50	200
4 м/р	80	18	98
№15	72	14	86
м/р «Дніпровський»	47	9	56
5 м/р	47	9	56
<b>ВСЬОГО</b>			<b>496</b>

### Розрахунок річної економії енергії

Річна економія електроенергії при впровадженні даного заходу буде складати:

$$\Delta W = (932 - 496) \cdot 4320 \approx 1880 \text{ тис. кВтгод}$$

- де:
- 932 – потужність, що споживається мережними насосами котелень на протязі опалювального періоду (за умови впровадження заходу з модернізації системи теплопостачання та наладки її гідравлічного й теплового режиму) за існуючою технологічною схемою котелень, кВт;
  - 496 – потужність, що споживається мережними насосами та підвищувальними насосами котелень на протязі опалювального періоду за рекомендованою технологічною схемою котелень, кВт;
  - 4320 – тривалість опалювального періоду, годин.

## Розрахунок річної економії витрат

При вартості електроенергії 807,6 грн. за 1000 кВтгод економія витрат на електроенергію складе:

$$1880 \times 807,6 \approx 1500 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

Проектні роботи.....	– 70 тис. грн.
Обладнання (насоси, арматура) .....	– 900 тис. грн.
Матеріали .....	– 100 тис. грн.
Монтажні роботи.....	– 400 тис. грн.
Налагоджувальні роботи.....	– 100 тис. грн.
Непередбачені витрати .....	– 200 тис. грн.
<b>РАЗОМ:</b> .....	<b>– 1770 тис. грн.</b>

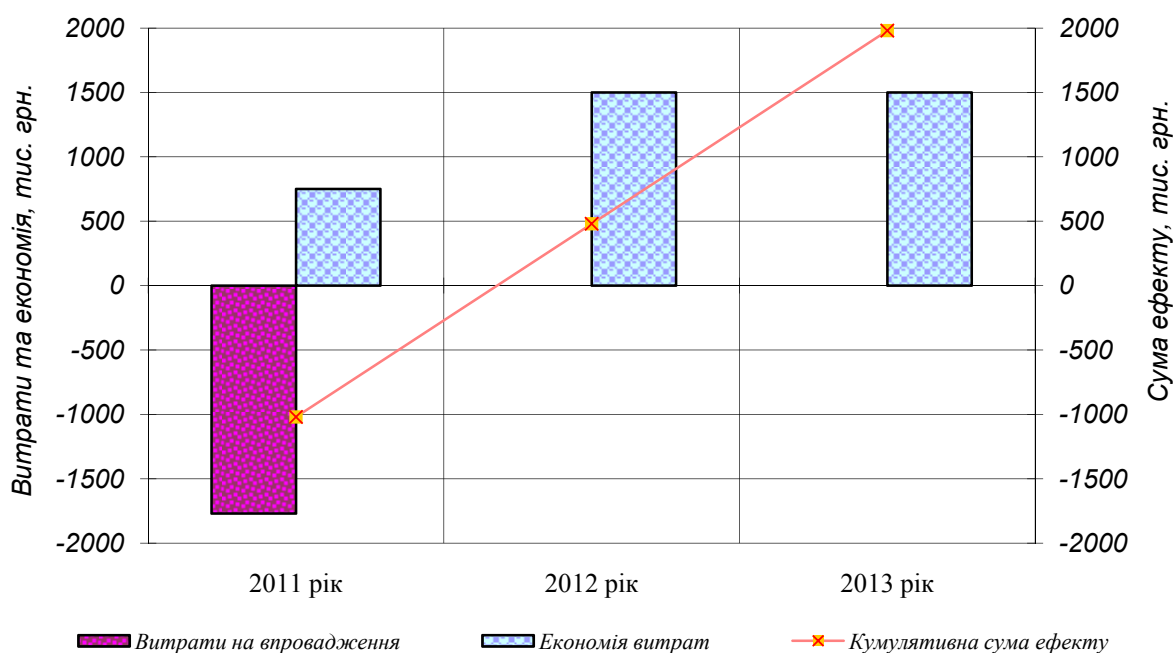
### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження.....	– 1770 тис. грн.
Річна економія витрат .....	– 1500 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$1770/1500 \approx 1,2 \text{ року.}$$

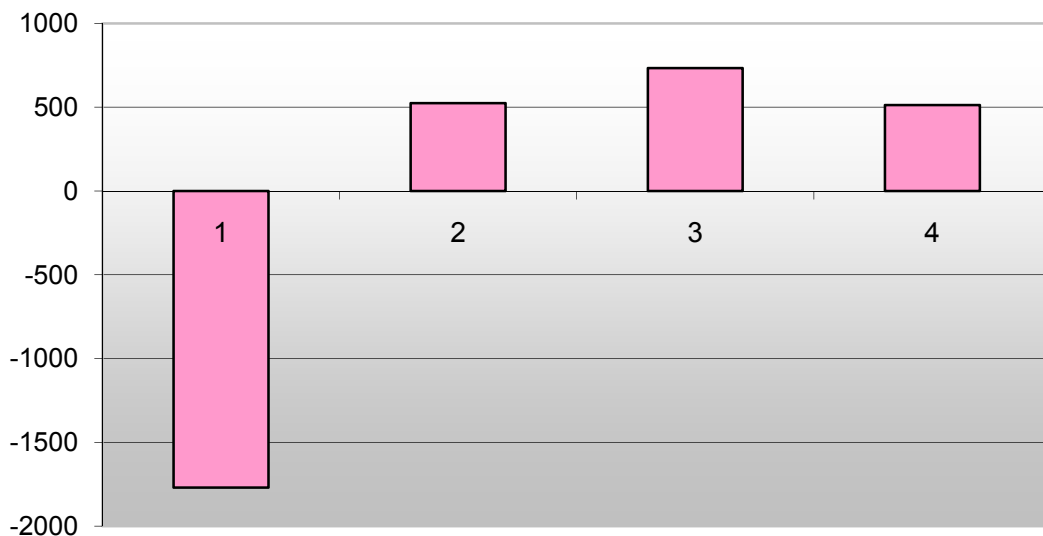
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 6 показана на графіку, що приведений на мал. 10.10.



Мал. 10.10. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 6 у 2011-2013 рр.

Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 6 у період з 2011 по 2013 рр.				
Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1770	750	1500,0	1500,0
$(1 + IRR)^i$		1,4	2,0	2,9
Річний NPV	-1770	524,3	733,1	512,5
<b>IRR</b>	<b>0,43</b>	<b>&gt;0,15</b>		

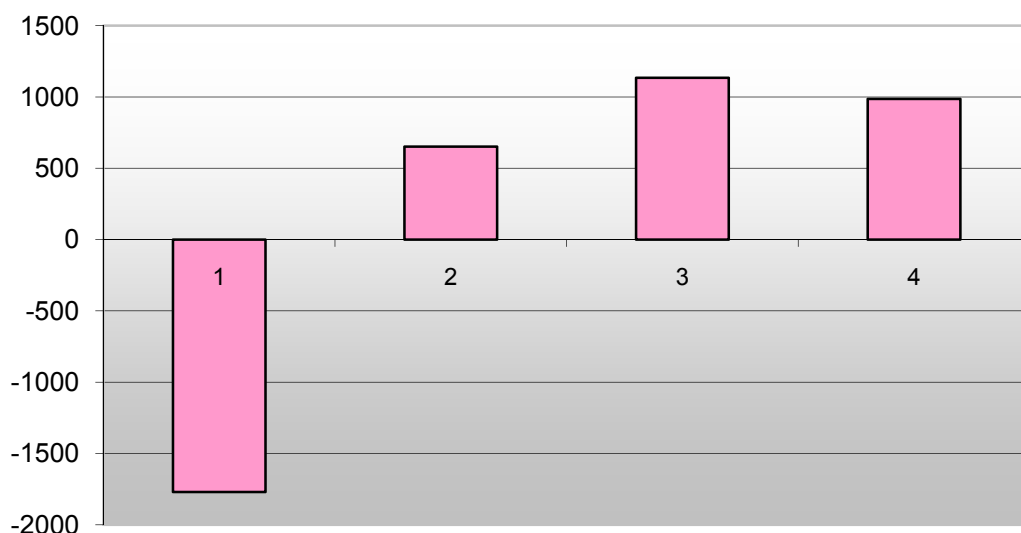
**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій  
(IRR = 43,0%) у період з 2011 по 2013 рр. NPV = 1002,7 тис. грн.**



*Таким чином, IRR ЗПЕ № 6 становить 43,0%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.*

Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-1770	750	1500,0	1500,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-1770	652,2	1134,2	986,3
<b>NPV</b>	<b>1 002,7</b>	<b>&gt;0</b>		

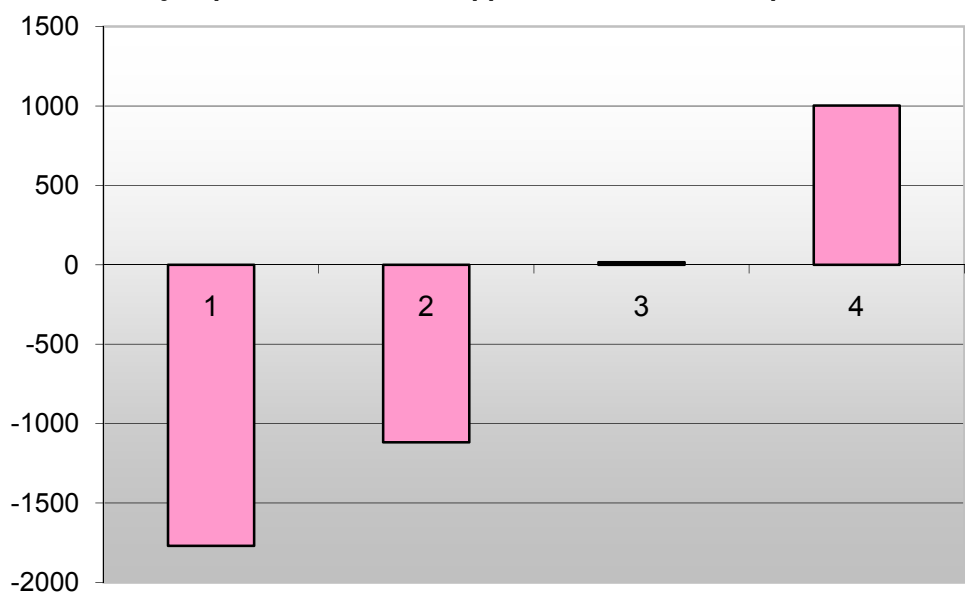
**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 1002,7 тис. грн.) у період з 2011 по 2013 рр.**



*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 6 слід прийняти до реалізації.*

<b>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 6</b>				
Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1770	750	1500,0	1500,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-1770	652,2	1134,2	986,3
Різниця грошових потоків	-1770	-1117,8	16,4	1002,7
Різниця грошових потоків	-1770	-1117,8	16,4	0,0
Коефіцієнт року		1,0	1,0	0,0
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>2,0</b>	<b>роки</b>		

**Дисконтований строк окупності проекту (2,0 роки)  
у період з 2011 по 2013 рр. NPV= 1002,7 тис. грн., RD = 15**



**Дисконтований  
строк окупності  
ЗПЕ № 6  
становить  
2,0 роки.**

## 10.8. ЗПЕ № 7 Заміна підживлювальних насосів

### Опис проекту

Для підживлення теплових мереж на котельнях підприємства використовуються підживлювальні насоси. Нижче наведені відомості щодо номенклатури використовуваних підживлювальних насосів та споживання електричної потужності даними насосами, зафіксовані під час інструментального обстеження.

Об'єкти	Тип/марка підживлювальних насосів	Номинальна продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	Номинальний напір, м вод. ст.	Споживання електричної потужності, кВт
ПМЗ	K290/30	290	30	26
м/р «Радянський»+ 37 квартал	K45/55	45	55	11,8
4 м/р	K45/55a	40	55	11
№15	НД80-50-200	50	50	5
м/р «Дніпровський»	K90/55	90	55	7
5 м/р	K45/55	45	55	5
Міськвітка	K90/55	90	55	12

На підставі даних про витрати підживлювальної води та фактичних режимів роботи котельень були визначені параметри підживлення теплових мереж котельень.

Об'єкти	Витрата підживлювальної води, м <sup>3</sup> /год.	Тиск в зворотному трубопроводі теплової мережі, м вод ст.
ПМЗ	22	30
м/р «Радянський»+ 37 квартал	4,3	30
4 м/р	8,8	30
№15	4,8	30
м/р «Дніпровський»	4	30
5 м/р	2,6	30
Міськвітка	2	30

Таким чином, можна зробити висновок про невідповідність характеристик використовуваних на підприємстві підживлювальних насосів фактичним параметрам підживлення теплових мереж.

Енергоаудиторами рекомендується розглянути питання встановлення підживлювальних насосів на котельнях з параметрами, які відповідають фактичним параметрам підживлення теплових мереж. До встановлення рекомендуються лінійні моноблочні насоси Китайського насосного заводу типу ЛМ або аналогічні за характеристиками.

### Розрахунок річної економії енергії

Нижче наведений розрахунок економії електроенергії на потреби підживлювальних насосів в разі встановлення на котельнях насосів типу ЛМ. Тривалість роботи підживлювальних насосів прийнято 4320 годин.

Об'єкти	Існуюче споживання електричної енергії, кВтгод.	Тип/марка нових підживлювальних насосів	Споживання електричної енергії насосами ЛМ, кВтгод.	Економія, кВтгод.
ПМЗ	112320	ЛМ65-25/32	15984	96336
м/р «Радянський»+ 37 квартал	50976	ЛМ32-6,3/32	6912	44064
4 м/р	47520	ЛМ50-12,5/32	8640	38880
№15	21600	ЛМ32-6,3/32	6912	14688
м/р «Дніпровський»	30240	ЛМ32-6,3/32	6912	23328
5 м/р	21600	ЛМ32-6,3/32	6912	14688
Міськвітка	51840	ЛМ32-6,3/32	6912	44928
<b>ВСЬОГО</b>	<b>336096</b>		<b>59184</b>	<b>≈ 270000</b>

## Розрахунок річної економії витрат

При вартості електроенергії 807,6 грн. за 1000 кВтгод економія витрат на електроенергію складе:

$$270 \times 807,6 \approx 218 \text{ тис. грн.}$$

### Витрати на впровадження

Проектні роботи.....	– 10 тис. грн.
Вартість насосного обладнання .....	– 60 тис. грн.
Матеріали .....	– 30 тис. грн.
Монтаж .....	– 50 тис. грн.
Непередбачувані витрати .....	– 50 тис. грн.
<b>РАЗОМ:</b> .....	<b>– 200 тис. грн.</b>

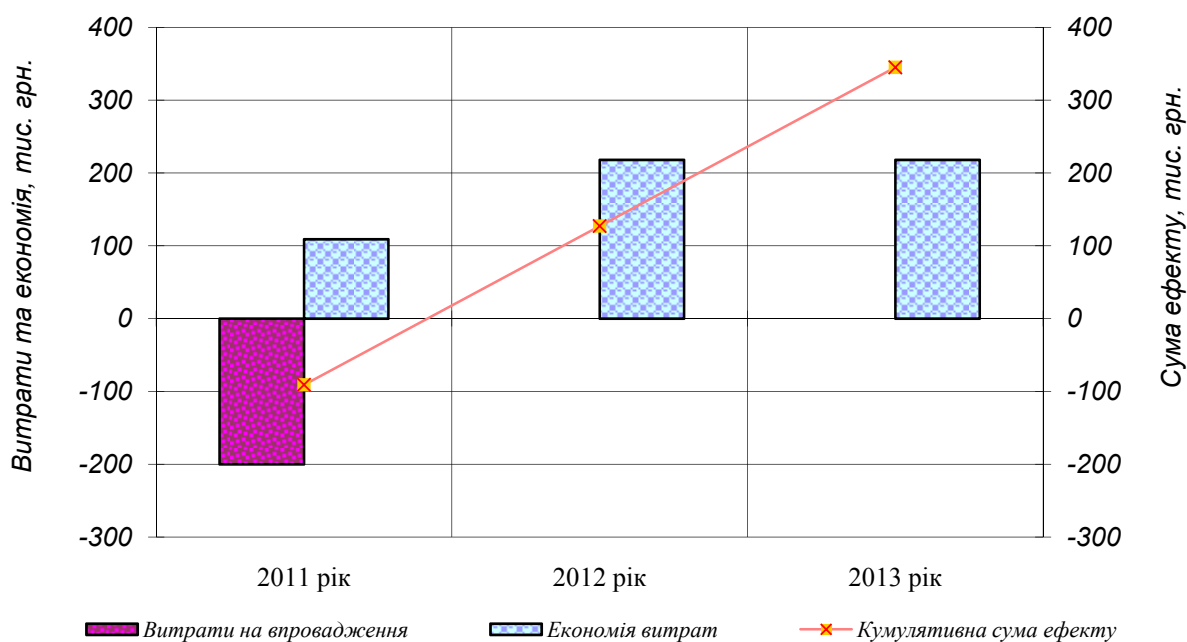
### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження.....	– 200 тис. грн.
Річна економія витрат .....	– 218 тис. грн.

Проста окупність проекту складе:

$$200 / 218 \approx 0,9 \text{ року.}$$

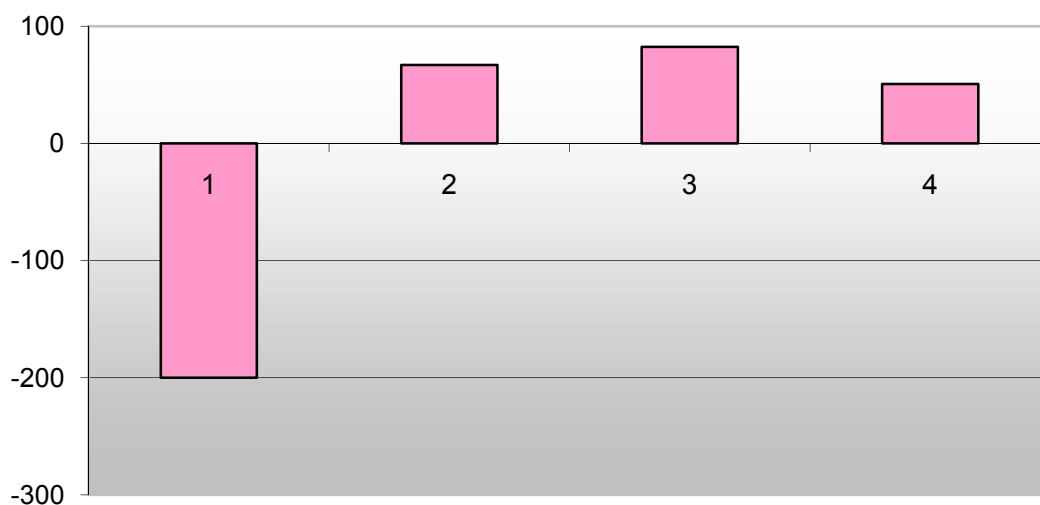
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 7 показана на графіку, що приведений на мал. 10.11.



Мал. 10.11. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 7 у 2011-2013 рр.

Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-200	109	218,0	218,0
$(1 + IRR)^i$		1,6	2,6	4,3
Річний NPV	-200	67,0	82,4	50,6
<b>IRR</b>	<b>0,627</b>	<b>&gt;0,15</b>		

**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій  
(IRR = 62,7%) у період з 2011 по 2013 рр. NPV = 203 тис. грн.**

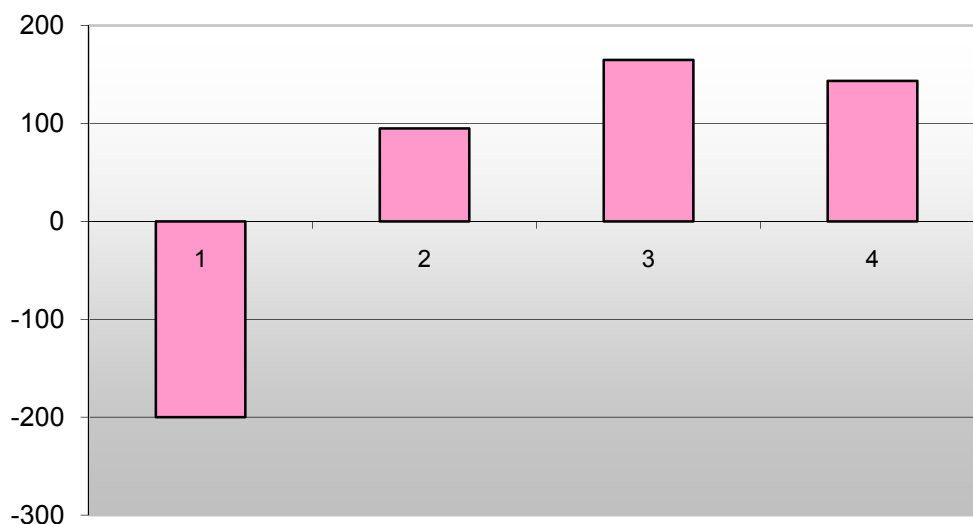


Таким чином, IRR ЗПЕ № 7 становить 62,7%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

**Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 7  
у період з 2011 по 2013 рр.**

Рік		2011	2012	2013
i-коеф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-200	109	218,0	218,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-200	94,8	164,8	143,3
<b>NPV</b>	<b>203,0</b>	<b>&gt;0</b>		

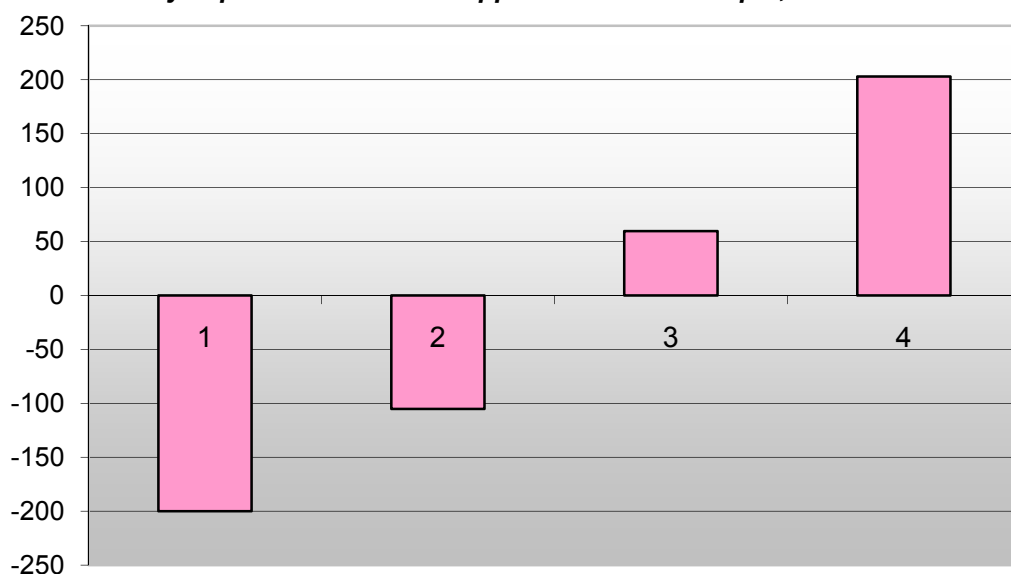
**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 203 тис. грн.) у період з 2011 по 2013 рр.**



Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 7 слід прийняти до реалізації.

<i>Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 7</i>				
Рік		2011	2012	2013
i-коєф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-200	109	218,0	218,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-200	94,8	164,8	143,3
Різниця грошових потоків	-200	-105,2	59,6	203,0
Різниця грошових потоків	-200	-105,2	59,6	0,0
Коефіцієнт року		1,0	0,6	0,0
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>1,6</b>	<b>року</b>		

*Дисконтований строк окупності проекту (1,6 року)  
у період з 2011 по 2013 рр. NPV= 203 тис. грн., RD = 15*



*Дисконтований  
строк окупності  
ЗПЕ № 7  
становить  
1,6 року.*



## 10.9. ЗПЕ № 8 Влаштування деаерації підживлювальної води

### Опис проекту

Сім котелень підприємства мають великі обсяги підживлення та на 60-70% забезпечені обладнанням для деаерації. Перелік їх наведений нижче.

№ з/п	Назва котельні	Споживання води у 2010 р, м <sup>3</sup>	Об'єм мереж, м <sup>3</sup>	Ціна мереж, тис. грн.	Наявність обладнання				
					Деаераційна колонка	Бак та насос робочої води	Теплообмінне обладнання	Трубопроводи	Регулюючі клапани, КВПтаА
1.	«Новий» (ПМЗ)	108323	2960	57594	+	+	+	+	+
2.	4кв.+ЗОШ №18	55710	817	17461	-	-	-	-	-
3.	ПХЗ (кот. №15)	38075	604	11259	-	-	-	-	-
4.	37 квартал + 69кв. + Радянська	35416	830	14811	+	+	+	50%	50%
5.	Дніпровська +ПШС 1А	24187	419	8196	-	Бак робочої води є	-	50%	-
6.	5 квартал	12269	446	9669	+*	+	+	-	50%
7.	Міськвітка	11480	287	5580	+	+	+	+	+
РАЗОМ:		285460	6363	124570					

\* В котельні встановлені три вакуумні колонки ДВ, які можуть бути використані на трьох різних котельнях.

Мережі цих котелень підживлюються недеаерованою водою. Загальна ціна перекладання цих мереж (безканалне перекладання) за розрахунками складає 124,5 млн. грн. За інформацією теплопостачальної організації термін служби труб цих мереж складає 20 років.

Для подовження терміну служби трубопроводів цих котелень пропонуються наступні заходи.

1. Ввести до експлуатації деаераційну установку ДСА-100 котельні ПМЗ, використовуючи для цього як джерело пару котел ДЕ-10.

2. Виконати проект, змонтувати трубопроводи, оснастити деаераційні установки котельень «Радянська», «Міськвітка», 5-го кварталу електронними регуляторами, регулюючими клапанами та допоміжним обладнанням (пускарі, показники положення регулюючого органу, ін.)

3. Виконати проект, змонтувати деаераційні колонки, теплообмінне обладнання, трубопроводи, оснастити деаераційні установки котельень 4-го, № 15 ПХЗ, району «Дніпровський» електронними регуляторами, регулюючими клапанами та допоміжним обладнанням (пускарі, показники положення регулюючого органу, ін.)

4. Після доукомплектування відсутнього та ремонту наявного обладнання необхідно виконати наступні роботи:

- гідравлічний іспит обладнання та трубопроводів деаераційних установок;
- випробування обертаючих механізмів та виконуючих пристроїв регулюючих органів;
- налагодження теплотехнічного та хімічного режимів деаерації води.

Функціональна схема роботи вакуумної деаераційної установки наведена на мал. 8.6.

Деаерація води забезпечить зниження вмісту кисню у воді та дозволить збільшити термін експлуатації трубопроводів та обладнання із двадцяти до шістдесяти років.

### Розрахунок річної економії витрат

Економія витрат розраховується, виходячи з того, що витрати на заміну мереж необхідно буде робити за шістдесят років, а не за двадцять. За терміном служби мереж двадцять років річні витрати на заміну труб складуть  $124,5 / 20 = 6,225$  млн. грн. Якщо

термін складе шістдесят років, річні витрати скоротяться до  $124,5 / 60 = 2,075$  млн. грн. Таким чином розмір економії складе  $6,225 - 2,075 = 4,15$  млн. грн.

### Витрати на впровадження

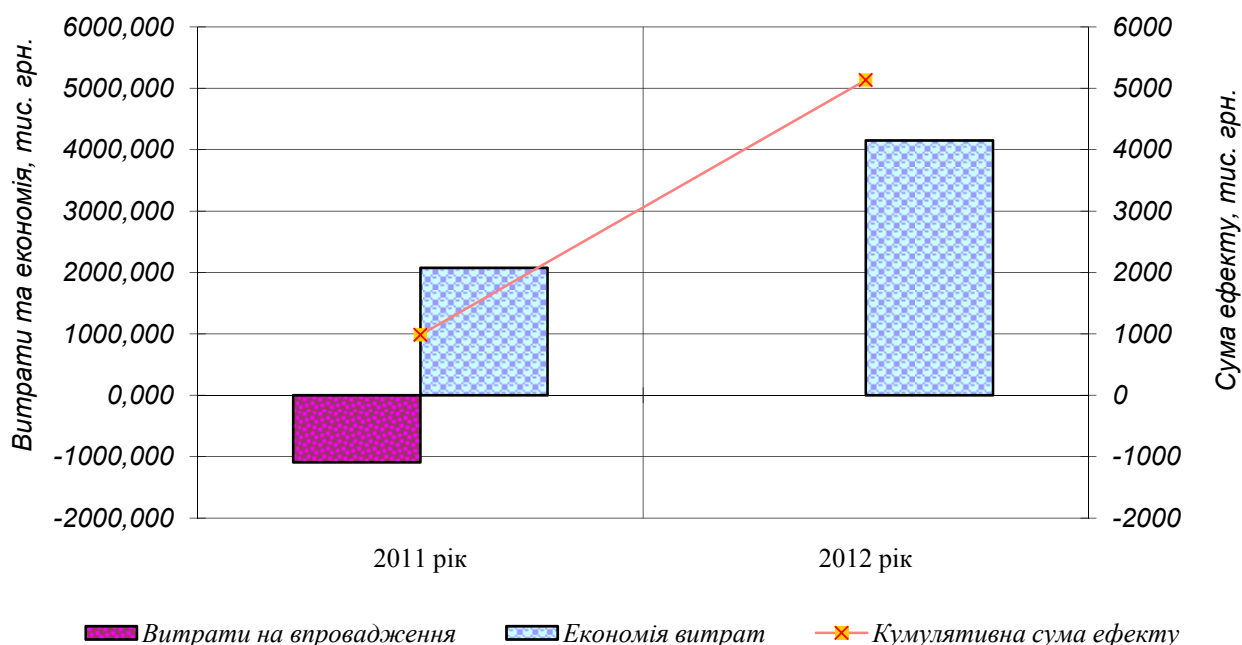
Обладнання (колонки, підігрівачі, регулятори, арматура, труби) деаераторів ..... - 780 тис. грн.  
 Проектувальні, налагоджувальні роботи, монтаж ..... - 210 тис. грн.  
 Інші витрати ..... - 100 тис. грн.  
 РАЗОМ: ..... - 1090 тис. грн.

### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження ..... - 1090 тис. грн.  
 Річна економія витрат ..... - 4150 тис. грн.  
 Проста окупність проекту складе:

$$1090 / 4150 \approx 0,3 \text{ року.}$$

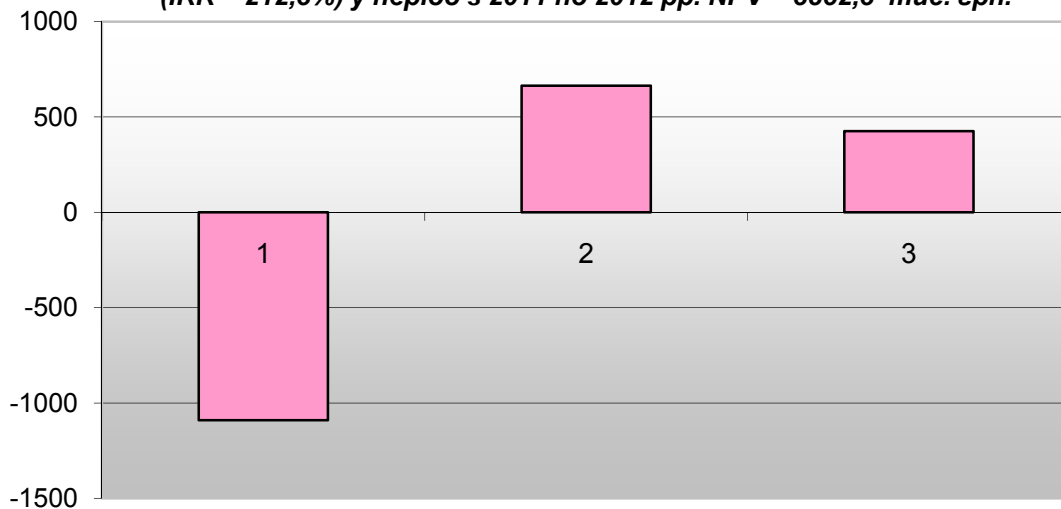
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 8 показана на графіку, що приведений на мал. 10.12.



Мал. 10.12. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 8 у 2011-2012 рр.

<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 8 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1090	2075	4150,0
$(1 + IRR)^i$		3,1	9,8
Річний NPV	-1090	664,5	425,5
<b>IRR</b>	<b>2,123</b>	<b>&gt;0,15</b>	

**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій  
(IRR = 212,3%) у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 3852,3 тис. грн.**

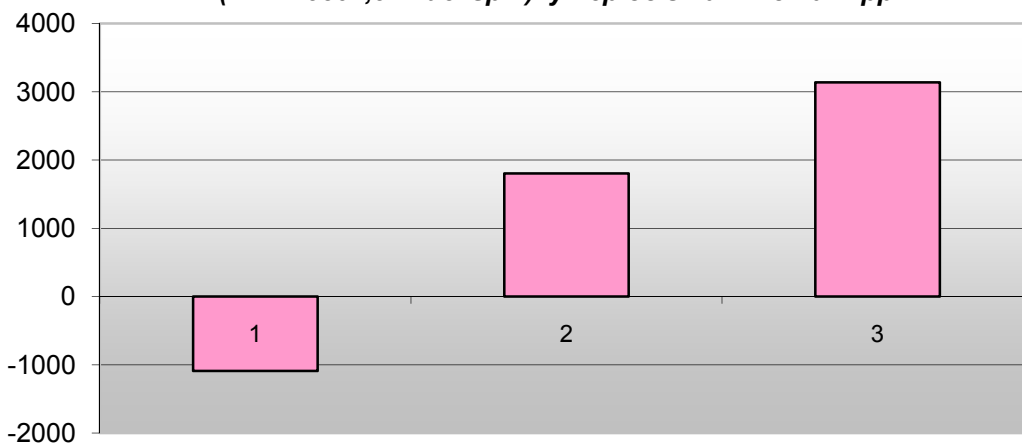


*Таким чином, IRR ЗПЕ № 8 становить 212,3%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.*

**Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 8 у період з 2011 по 2012 рр.**

Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1090	2075	4150,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3
Річний NPV	-1090	1804,3	3138,0
<b>NPV</b>	<b>3 852,3</b>	<b>&gt;0</b>	

**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 3852,3 тис. грн.) у період з 2011 по 2012 рр.**

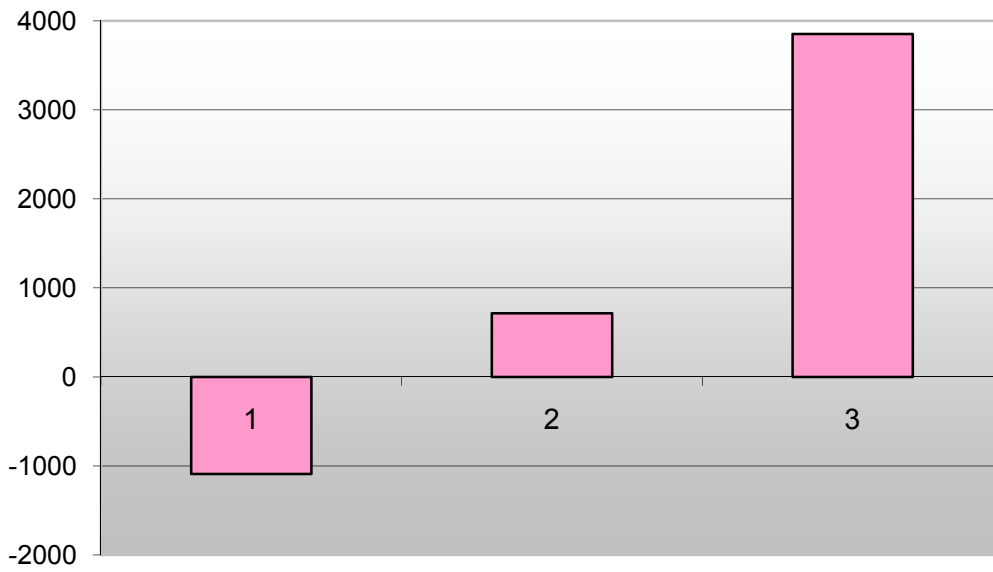


*Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 8 слід прийняти до реалізації.*

**Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 8**

Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-1090	2075	4150,0
$(1 + RD)^t$		1,2	1,3
Річний NPV	-1090	1804,3	3138,0
Різниця грошових потоків	-1090	714,3	3852,3
Різниця грошових потоків	-1090	714,3	0,0
Коефіцієнт року		0,6	0,0
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>0,6</b>	<b>року</b>	

**Дисконтований строк окупності проекту (0,6 року)  
у період з 2011 по 2012 рр. NPV =3852,3 тис. грн., RD =15**



*Дисконтований  
строк  
окупності  
ЗПЕ № 8  
становить  
0,6 року.*

## 10.10. ЗПЕ № 9 Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води

### Опис проекту

Дев'ять середніх та дрібних котелень Підприємства не обладнані деаераторами, або іншими пристроями для видалення кисню. Перелік їх наведений нижче.

### *Перелік котелень для встановлення пристроїв стабілізаційної обробки води*

№ з/п	Назва котельні	Споживання води у 2010р, м <sup>3</sup>	Об'єм мереж, м <sup>3</sup>	Ціна мереж, тис. грн.
1.	Геологів, Дніпровська, 340а	2936	152	3599
2.	81-й квартал, Шевченко, 132	2667	106	2467
3.	В/Ч, К.Маркса, 1/56	2356	134	3580
4.	ІОЦ, Полтавська, 95	1438	69	1567
5.	Московська, Комунальний, 16а	503	47	1590
6.	ЦМЛ, Дніпровська, 541	162	35	422
7.	БК «Шахтобудівників»	17	Нема даних	Нема даних
8.	69-й квартал, Радянська, 60	Нема даних	141	2957
9.	ПШС-1а, Ушинського, 1а	Нема даних	56	1997
РАЗОМ:		10079	740	18179

Загальна ціна перекладання мереж цих котелень (безканалне перекладання) за розрахунками складає 18,2 млн. грн. За інформацією теплопостачальної організації термін служби труб цих мереж складає 20 років. Такий короткий термін експлуатації труб пояснюється наявністю в підживлювальній воді кисню, який спричиняє до кисневої корозії ( $3\text{Fe} + 2\text{O}_2 = \text{Fe}_3\text{O}_4$ ).

Для подовження терміну служби трубопроводів пропонується застосувати стабілізаційну обробку води сульфитом натрію з домішкою луку. Сульфит натрію прореагує з вільним киснем, що знаходиться в підживлювальній воді, луг підвищить рН підживлювальної води, зв'яже вільну вугільну кислоту в разі її наявності що допоможе припинити кисневу корозію. Дозування цих двох речовин дозволить обмежити швидкість корозії значенням 0,01-0,03 мм на рік.

Для втілення пропозиції необхідно встановити на кожній котельні дозуючі насоси НД 0,1/63, в якості витратних використати пластикові ємності на 100 літрів.

Запропоновані заходи дозволять подовжити термін служби устаткування систем теплопостачання цих котелень з 20 до 40 років.

### **Розрахунок річної економії витрат**

Запропоновані заходи не зменшують споживання палива безпосередньо, але витрати на заміну труб в більшій частині складаються саме з витрат на паливо для виготовлення, транспортування, інших стадій виробництва.

Економія витрат розраховується, виходячи з того, що витрати на заміну мереж цих котелень необхідно буде робити за сорок років, а не за двадцять. За терміном служби мереж двадцять років річні витрати на заміну труб складуть  $18,2 / 20 = 0,91$  млн. грн. Якщо термін складе сорок років, річні витрати з урахуванням витрат на реагенти (15 тис. грн. на рік для всіх котелень) скоротяться на 0,44 млн. грн. (без урахування витрат на ремонти систем опалення будинків, які знаходяться за межами балансової приналежності теплопостачальної організації та можуть складати суми, еквівалентні витратам на ремонт мереж).

### **Витрати на впровадження**

Вартість насосів-дозаторів НД 0,1/63, 9 шт. .... - 60 тис. грн.

Вартість витратних ємностей 100 л, 9 шт. .... - 15 тис. грн.  
 Матеріали ..... - 30 тис. грн.  
 Монтаж та налагоджувальні роботи..... - 100 тис. грн.  
 Інші витрати ..... - 30 тис. грн..  
 РАЗОМ: ..... - 235 тис. грн.

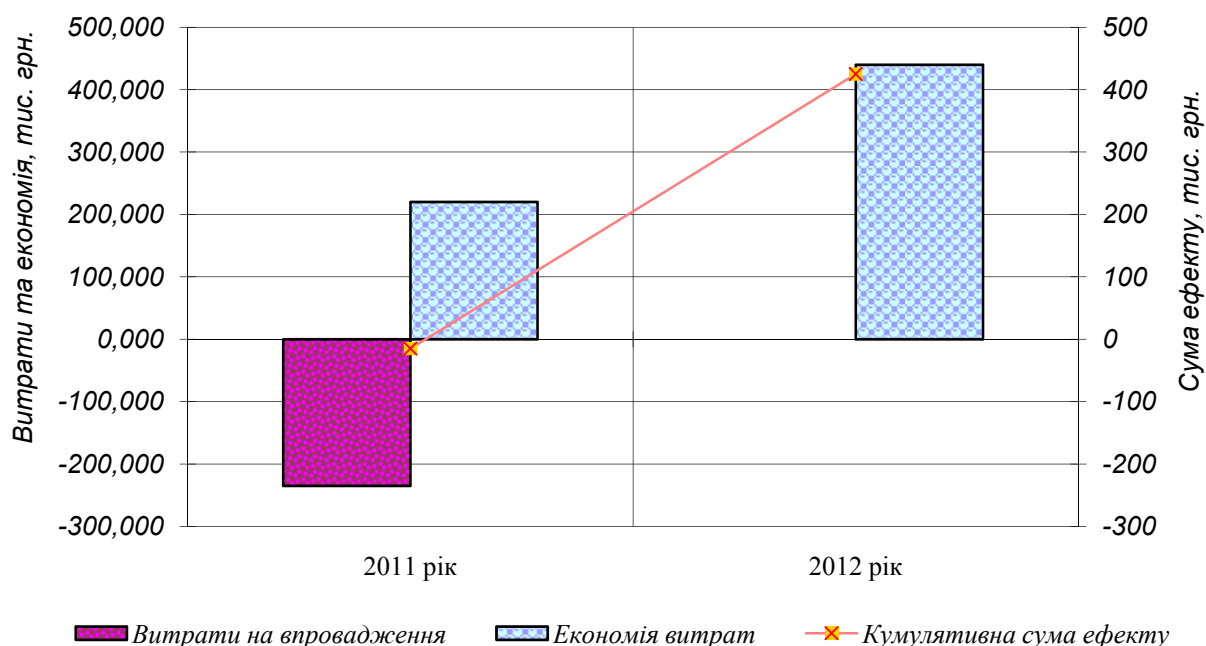
### Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження ..... - 235 тис. грн.  
 Річна економія витрат ..... - 440 тис. грн.  
 Проста окупність проекту складе:

$$235 / 440 \approx 0,6 \text{ року.}$$

Необхідно зазначити, що в розрахунках не включена економія витрат на ремонти обладнання котельень та систем опалення будинків.

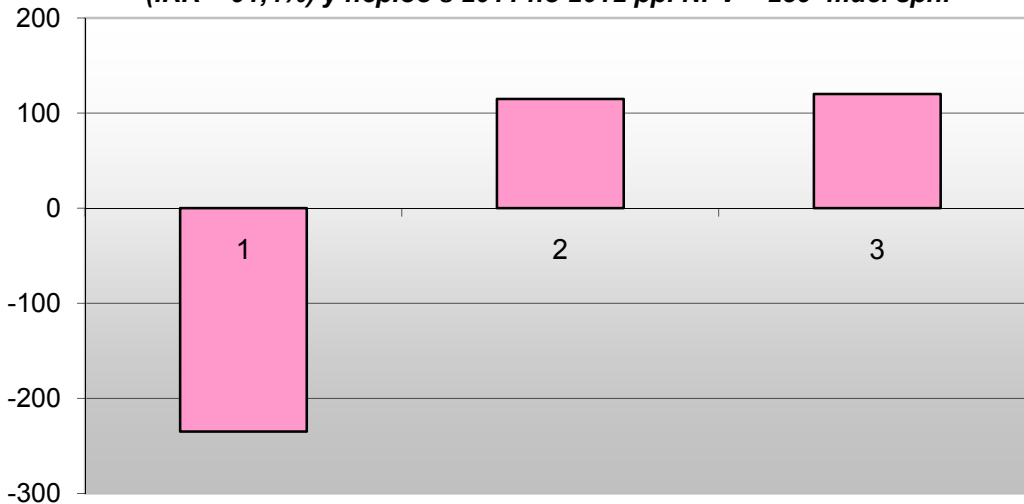
Кумулятивна складова економічного ефекту від реалізації ЗПЕ № 8 показана на графіку, що приведений на мал. 10.13.



Мал. 10.13. Витрати та економія при впровадженні ЗПЕ № 9 у 2011-2012 рр.

<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR) по ЗПЕ № 9 у період з 2011 по 2012 рр.</b>			
Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-235	220	440,0
$(1 + IRR)^i$		1,9	3,7
Річний NPV	-235	114,9	120,1
<b>IRR</b>	<b>0,914</b>	<b>&gt;0,15</b>	

**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій  
(IRR = 91,4%) у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 289 тис. грн.**

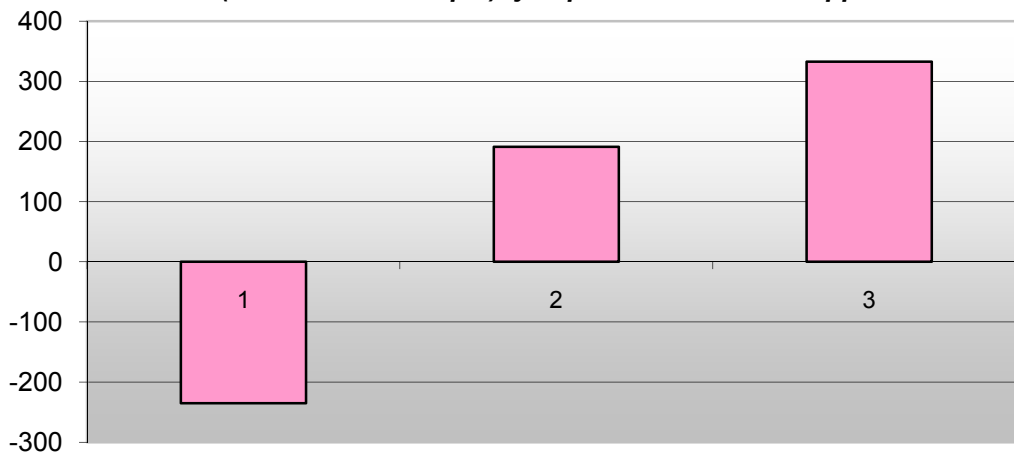


Таким чином, IRR ЗПЕ № 9 становить 91,4%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

**Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV) по ЗПЕ № 9 у період з 2011 по 2012 рр.**

Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-235	220	440,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3
Річний NPV	-235	191,3	332,7
<b>NPV</b>	<b>289,0</b>	<b>&gt;0</b>	

**Чистий дисконтований дохід  
(NPV = 289 тис. грн.) у період з 2011 по 2012 рр.**

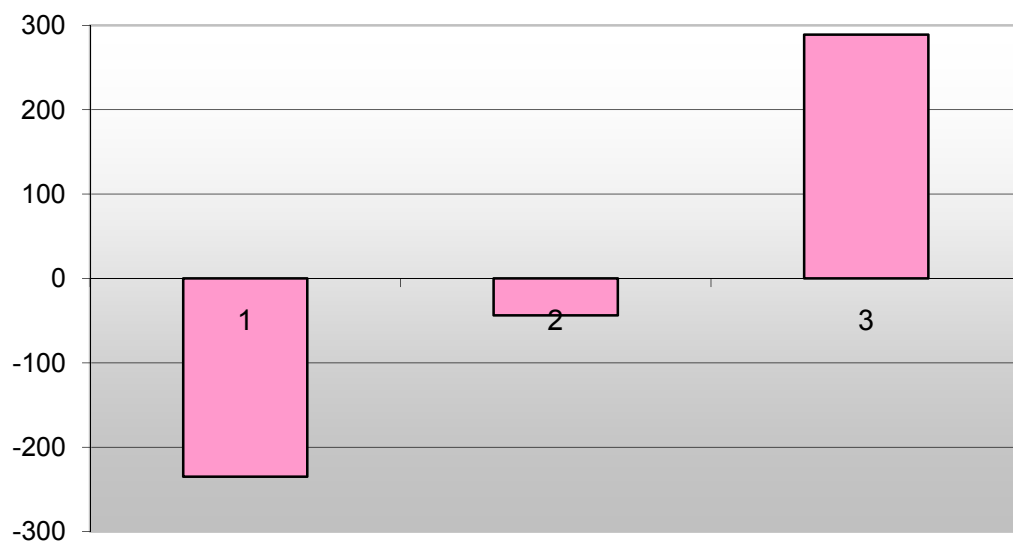


Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний ЗПЕ № 9 слід прийняти до реалізації.

**Розрахунок дисконтованого строку окупності по ЗПЕ № 9**

Рік		2011	2012
i-коэф-нт	0	1	2
Грошові потоки $N_{cf}$ , тис. грн.	-235	220	440,0
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3
Річний NPV	-235	191,3	332,7
Різниця грошових потоків	-235	-43,7	289,0
Різниця грошових потоків	-235	-43,7	289,0
Коефіцієнт року		1,0	0,1
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>1,1</b>	<b>року</b>	

**Дисконтований строк окупності проекту (1,1 року)  
у період з 2011 по 2012 рр. NPV = 289 тис. грн., RD = 15**

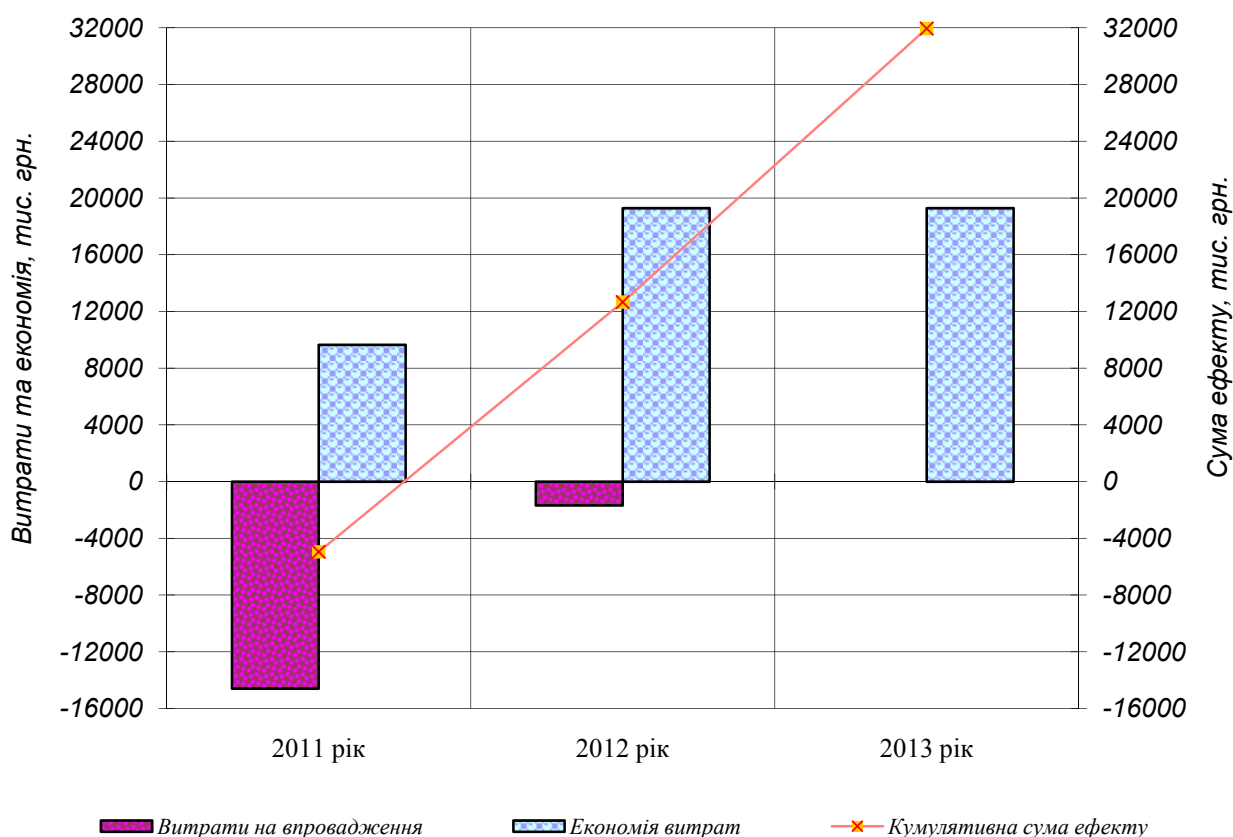


**Дисконтований  
строк окупності  
ЗПЕ № 9  
становить  
1,1 року.**



## 11. ОЦІНКА ФІНАНСОВИХ ПОКАЗНИКІВ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ (ЗПЕ)

Даний приклад розглядає проект, коли ухвалене рішення влади протягом 3-х років (умовно – з 2011 по 2013 рр.) коштів у розмірі 16275 тис. грн. у комплексну реалізацію запропонованих заходів з підвищення енергоефективності (ЗПЕ). Кумулятивна складова економічного ефекту від комплексної реалізації ЗПЕ показана на графіку, що приведений на мал. 11.1, а рух грошових коштів (фінансові вкладення в реалізацію проекту й економія витрат від впровадження проекту) протягом розглянутого строку наведено в таблиці 11.1. При цьому сумарна економія витрат (з урахуванням вартості обладнання та матеріалів, а також усіх робіт по проекту) за період 2011-2013 рр. складе 31947,5 тис. грн.



**Мал. 11.1. Витрати та економія при комплексному впровадженні ЗПЕ у 2011-2013 рр.**

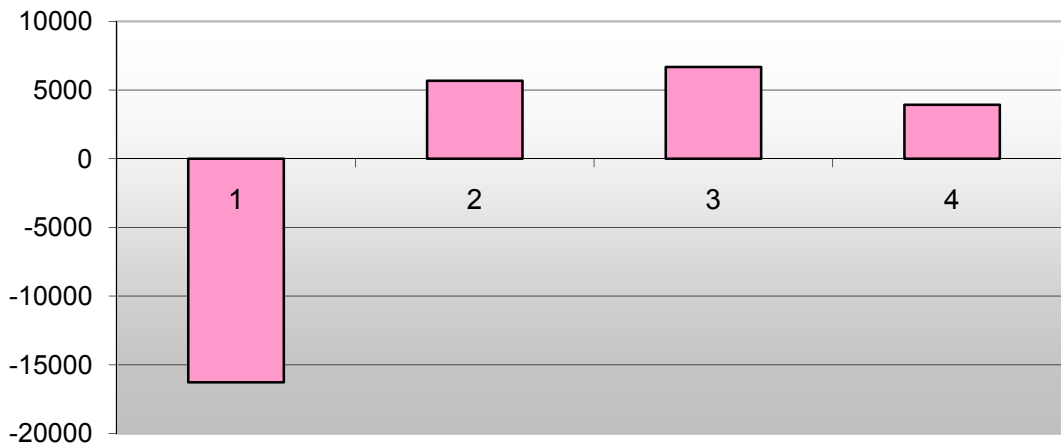
Даний приклад впровадження інвестиційного проекту розроблений на основі експертної оцінки оптимального, з технічної точки зору, порядку реалізації.

*Комплексна програма впровадження запропонованих ЗПЕ на період 2011-2013 рр.*

Найменування ЗПЕ	2011 рік		2012 рік		2013 рік	
	Витрати	Економія	Витрати	Економія	Витрати	Економія
	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.
Впровадження енергетичного менеджменту	2200	1779		3558		3558
Автоматизація режимів згорання палива в котлах	530	197		394		394
Реконструкція котельень з заміною котлів НІСТУ-5 та «Універсал-3»	5800	837		1674		1674
Наладка оптимальних режимів згорання палива	1675	890	1675	1780		1780
Наладка теплового й гідравлічного режимів роботи системи тепlopостачання міста	1100	2787,5		5575		5575
Економія електроенергії внаслідок модернізації технологічної схеми великих котельень	1770	750		1500		1500
Заміна підживлювальних насосів	200	109		218		218
Влаштування деаерації підживлювальної води	1090	2075		4150		4150
Впровадження стабілізаційної обробки підживлювальної води	235	220		440		440
<b>Всього:</b>	<b>14600</b>	<b>9644,5</b>	<b>1675</b>	<b>19289</b>	<b>0</b>	<b>19289</b>

<b>Розрахунок Внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR)</b> у період з 2011 по 2013 рр.				
Рік		2011	2012	2013
i-коеф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-16275	9644,5	19289	19289
$(1 + IRR)^i$		1,7	2,9	4,9
Річний NPV	-16275	5673,5	6674,9	3926,6
<b>IRR</b>	<b>0,70</b>	<b>&gt;0,15</b>		

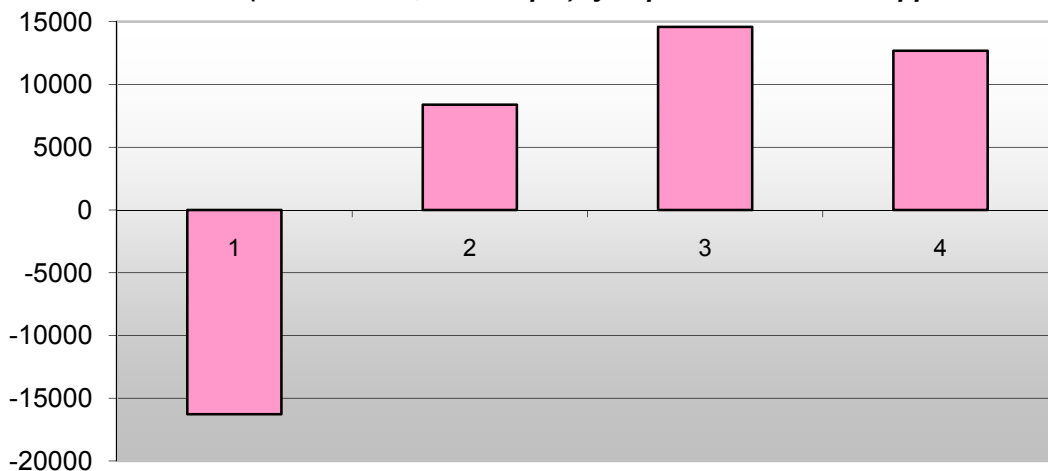
**Внутрішня ставка прибутковості інвестицій**  
(IRR = 70,0%) у період з 2011 по 2013 рр. NPV = 19379,6 тис. грн.



Таким чином, IRR проекту становить 70,0%, що є задовільним показником ефективності капітальних вкладень.

<b>Розрахунок Чистого дисконтованого доходу (NPV)</b> у період з 2011 по 2013 рр.				
Рік		2011	2012	2013
i-коеф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-16275	9644,5	19289	19289
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-16275	8386,5	14585,3	12682,8
<b>NPV</b>	<b>19 379,6</b>	<b>&gt;0</b>		

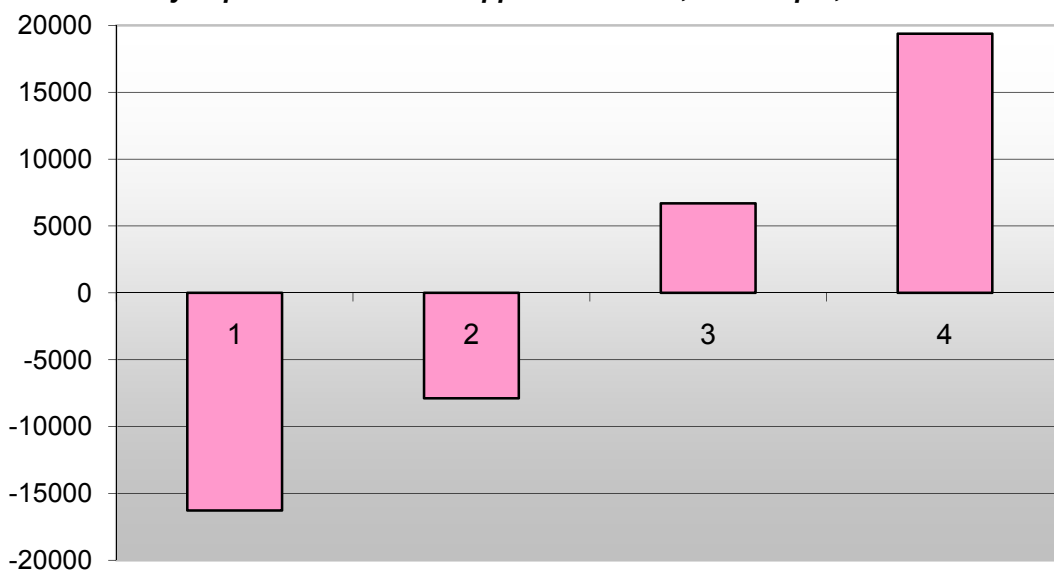
**Чистий дисконтований дохід**  
(NPV = 19379,6 тис. грн.) у період з 2011 по 2013 рр.



Оскільки показник NPV у вигляді чистого дисконтованого прибутку вище нуля, то даний проект слід прийняти до реалізації.

<b>Розрахунок дисконтованого строку окупності проекту</b>				
Рік		2011	2012	2013
i-коэф-нт	0	1	2	3
Грошові потоки $N_{cfi}$ , тис. грн.	-16275	9644,5	19289	19289
$(1 + RD)^i$		1,2	1,3	1,5
Річний NPV	-16275	8386,5	14585,3	12682,8
Різниця грошових потоків	-16275	-7888,5	6696,8	19379,6
Різниця грошових потоків	-16275	-7888,5	6696,8	0,0
Коефіцієнт року		1,0	0,5	0,0
<b>Дисконтований строк окупності</b>	<b>1,5</b>	<b>року</b>		

**Дисконтований строк окупності проекту (1,5 року)  
у період з 2011 по 2013 рр. NPV = 19379,6 тис. грн., RD = 15**



**Дисконтований  
строк  
окупності  
проекту  
становить  
1,5 року.**

**Додаток А.**

**Матеріальна характеристика  
зовнішніх теплових мереж опалення у  
однотрубному вирахуванні**

№ з/п	Найменування котельень	Од. вим.	Всього надземно підземно	У тому числі по діаметрах в однотрубному вирахуванні, м												Тип ізоляції	Товщина ізоляції	
				32 мм	45 мм	57 мм	76 мм	89 мм	108 мм	133 мм	159 мм	219 мм	273 мм	325 мм	426 мм			530 мм
1.	<b>37-й квартал</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>15170</b>	<b>48</b>	<b>60</b>	<b>484</b>	<b>296</b>	<b>2609</b>	<b>2041</b>	<b>156</b>	<b>4218</b>	<b>1520</b>	<b>816</b>	<b>2150</b>	<b>772</b>		мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	9850		60	198	264	1483	1191	156	3092	1198	334	1286	588		мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	5320	48		286	32	1126	850		1126	322	482	864	184		мінераловатні мати	50 мм
2.	<b>69-й квартал</b>																	50 мм
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>5112</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>1660</b>	<b>180</b>	<b>584</b>	<b>1336</b>		<b>654</b>	<b>672</b>					мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	3132	8	18	1472	180	416	600		200	238					мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1980			188		168	736		454	434					мінераловатні мати	50 мм
3.	<b>№ 91</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>5277</b>			<b>565</b>	<b>36</b>	<b>1106</b>	<b>768</b>	<b>498</b>	<b>1454</b>	<b>850</b>					мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	4599			421	36	932	768	498	1094	850					мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	678			144		174			360						мінераловатні мати	50 мм
	<b>РАЗОМ по ТР-1</b>	м	<b>25559</b>	<b>56</b>	<b>78</b>	<b>2709</b>	<b>512</b>	<b>4299</b>	<b>4145</b>	<b>654</b>	<b>6326</b>	<b>3042</b>	<b>816</b>	<b>2150</b>	<b>772</b>		мінераловатні мати	50 мм
4.	<b>МКР «Міськвітка»</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>7946</b>		<b>32</b>	<b>684</b>	<b>972</b>	<b>1440</b>	<b>1428</b>	<b>176</b>	<b>1842</b>	<b>804</b>	<b>130</b>	<b>410</b>	<b>28</b>		мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	5544			510	478	822	778	176	1828	580	130	214	28		мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	2402		32	174	494	618	650		14	224		196			мінераловатні мати	50 мм
5.	<b>81-й квартал</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>3360</b>	<b>102</b>		<b>752</b>	<b>164</b>	<b>202</b>	<b>432</b>		<b>572</b>	<b>898</b>	<b>238</b>				мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	2272	102		536	20	158	232		572	576	76				мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1088			216	144	44	200			322	162				мінераловатні мати	50 мм
6.	<b>ЮЦ</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>2754</b>		<b>78</b>	<b>656</b>	<b>306</b>	<b>124</b>	<b>940</b>		<b>392</b>	<b>258</b>					мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	1332		78	382	194	124	400		154						мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1422			274	112		540		238	258					мінераловатні мати	50 мм
7.	<b>«Московський» кв.</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>2610</b>			<b>391</b>	<b>319</b>	<b>361</b>	<b>731</b>		<b>480</b>	<b>328</b>					мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	1602				225	285	428		378	286					мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1008			391	94	76	303		102	42					мінераловатні мати	50 мм

№ з/п	Найменування котельнь	Од. вим.	Всього надземно підземно	У тому числі по діаметрах в однострубному вирахуванні, м												Тип ізоляції	Товщина ізоляції			
				32 мм	45 мм	57 мм	76 мм	89 мм	108 мм	133 мм	159 мм	219 мм	273 мм	325 мм	426 мм			530 мм		
8.	<b>МКР «Дніпровський»</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>10752</b>			<b>1870</b>	<b>362</b>	<b>2002</b>	<b>1572</b>	<b>316</b>	<b>1878</b>	<b>1266</b>	<b>462</b>	<b>1024</b>			мінераловатні мати	50 мм		
	у т.ч. надземно	м	8152			826	338	1590	1300	316	1388	972	462	960			мінераловатні мати	50 мм		
	підземно	м	2600			1044	24	412	272		490	294		64			мінераловатні мати	50 мм		
9.	<b>П Ш С – 1А</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>3509</b>	<b>96</b>	<b>212</b>	<b>612</b>	<b>737</b>	<b>452</b>	<b>394</b>	<b>88</b>	<b>418</b>	<b>500</b>					мінераловатні мати	50 мм		
	в т.ч. надземно	м	3043	86	212	550	707	424	80	88	396	500					мінераловатні мати	50 мм		
	підземно	м	466	10		62	30	28	314		22						мінераловатні мати	50 мм		
10.	<b>РАЗОМ по ТР-2</b>	<b>м</b>	<b>30931</b>	<b>198</b>	<b>322</b>	<b>4965</b>	<b>2860</b>	<b>4581</b>	<b>5497</b>	<b>580</b>	<b>5582</b>	<b>4054</b>	<b>830</b>	<b>1434</b>	<b>28</b>			мінераловатні мати	50 мм	
	<b>4 – го МКР</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>23776</b>			<b>300</b>	<b>1468</b>	<b>842</b>	<b>4792</b>	<b>3222</b>	<b>966</b>	<b>6610</b>	<b>4730</b>	<b>250</b>	<b>596</b>			мінераловатні мати	50 мм	
	у т.ч. надземно	м	15102			126	918	620	2972	902	966	4458	3294	250	596			мінераловатні мати	50 мм	
	підземно	м	8674			174	550	222	1820	2320		2152	1436					мінераловатні мати	50 мм	
11.	<b>СШ № 18</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>1489</b>			<b>194</b>	<b>10</b>	<b>516</b>	<b>230</b>	<b>140</b>	<b>399</b>						мінераловатні мати	50 мм		
	у т.ч. надземно	м	739			54	10	232	230	40	173						мінераловатні мати	50 мм		
	підземно	м	750			140		284		100	226						мінераловатні мати	50 мм		
12.	<b>5 – го МКР</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>13298</b>			<b>104</b>	<b>2374</b>	<b>256</b>	<b>2894</b>	<b>2120</b>	<b>408</b>	<b>3014</b>	<b>878</b>	<b>400</b>	<b>374</b>	<b>476</b>			мінераловатні мати	50 мм
	у т.ч. надземно	м	11470			104	2158	196	2454	2040	408	2214	752	400	364	380			мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1828				216	60	440	80		800	126		10	96			мінераловатні мати	50 мм
13.	<b>4-й МЛ</b>																			
	<b>Всього : опалення</b>	м	<b>757</b>			<b>328</b>	<b>104</b>				<b>325</b>						мінераловатні мати	50 мм		
	в т.ч. надземно	м	705			328	52				325						мінераловатні мати	50 мм		
		підземно	м	52				52										мінераловатні мати	50 мм	
	<b>Всього: ГВС</b>	м	<b>700</b>			<b>700</b>														
в т.ч. надземно	м	610			610															
	підземно	м	90			90														
14.	<b>сел. «Геологів»</b>																			
	<b>Всього: опалення</b>	м	<b>5696</b>			<b>256</b>	<b>1896</b>	<b>112</b>	<b>464</b>	<b>1216</b>			<b>40</b>	<b>1712</b>			мінераловатні мати	50 мм		
	в т.ч. надземно	м	3758				326		464	1216			40	1712			мінераловатні мати	50 мм		
	підземно	м	1938			256	1570	112										мінераловатні мати	50 мм	

№ з/п	Найменування котельнь	Од. вим.	Всього надземно підземно	У тому числі по діаметрах в однотрубному вирахуванні, м												Тип ізоляції	Товщина ізоляції	
				32 мм	45 мм	57 мм	76 мм	89 мм	108 мм	133 мм	159 мм	219 мм	273 мм	325 мм	426 мм			530 мм
	<b>РАЗОМ по ТР-3</b>	<b>м</b>	<b>45016</b>		<b>660</b>	<b>6260</b>	<b>1324</b>	<b>8666</b>	<b>6788</b>	<b>1514</b>	<b>10388</b>	<b>7320</b>	<b>650</b>	<b>970</b>	<b>476</b>		мінераловатні мати	50 мм
15.	<b>Пос. «Новий» (ПМЗ)</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	<b>м</b>	<b>46878</b>		<b>520</b>	<b>2420</b>	<b>2080</b>	<b>7104</b>	<b>6718</b>	<b>1826</b>	<b>7416</b>	<b>5866</b>	<b>3216</b>	<b>1050</b>	<b>3210</b>	<b>5452</b>	мінераловатні мати	50 мм
	в т.ч. надземно	м	11786			148		2138	1946	360	1580	1294	510	530	2100	1180	мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	35092		520	2272	2080	4966	4772	1466	5836	4572	2706	520	1110	4272	мінераловатні мати	50 мм
	<b>РАЗОМ по ТР-4</b>	<b>м</b>	<b>46878</b>		<b>520</b>	<b>2420</b>	<b>2080</b>	<b>7104</b>	<b>6718</b>	<b>1826</b>	<b>7416</b>	<b>5866</b>	<b>3216</b>	<b>1050</b>	<b>3210</b>	<b>5452</b>	мінераловатні мати	50 мм
16.	<b>№15 ПХЗ</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	<b>м</b>	<b>13336</b>		<b>92</b>	<b>124</b>	<b>196</b>	<b>2786</b>	<b>2380</b>	<b>394</b>	<b>2724</b>	<b>2370</b>	<b>1496</b>	<b>774</b>			мінераловатні мати	50 мм
	в т.ч. надземно	м	12054			111	186	2453	1910	394	2524	2282	1496	698			мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	1282		92	13	10	333	470		200	88		76			мінераловатні мати	50 мм
17.	<b>№ 17 б. компл. ПХЗ</b>																	
	<b>Всього: опалення</b>	<b>м</b>	<b>1598</b>		<b>104</b>	<b>148</b>		<b>458</b>	<b>218</b>		<b>670</b>						мінераловатні мати	50 мм
	в т.ч. надземно	м	1542		104	92		458	218		670						мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	56		56												мінераловатні мати	50 мм
	<b>РАЗОМ по ТР-5</b>	<b>м</b>	<b>14934</b>		<b>196</b>	<b>272</b>	<b>196</b>	<b>3244</b>	<b>2598</b>	<b>394</b>	<b>3394</b>	<b>2370</b>	<b>1496</b>	<b>774</b>			мінераловатні мати	50 мм
	<b>Всього по КП ПТЕ</b>																	
	<b>опалення</b>	<b>м</b>	<b>163318</b>	<b>254</b>	<b>1776</b>	<b>16626</b>	<b>6972</b>	<b>27894</b>	<b>25746</b>	<b>4968</b>	<b>33106</b>	<b>22652</b>	<b>7008</b>	<b>6378</b>	<b>4486</b>	<b>5452</b>	мінераловатні мати	50 мм
	в т.ч. надземно	м	96682	196	702	9030	3506	17405	14239	3402	21086	14534	3658	4648	3096	1180	мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	66636	58	1074	7596	3466	10489	11507	1566	12020	8118	3350	1730	1390	4272	мінераловатні мати	50 мм
	<b>ГВП</b>	<b>м</b>	<b>700</b>		<b>700</b>												мінераловатні мати	50 мм
	в т.ч. надземно	м	610		610												мінераловатні мати	50 мм
	підземно	м	90		90												мінераловатні мати	50 мм



## **Додаток Б.**

**Перелік споживачів із зазначенням  
розрахункового теплового  
навантаження та кількістю засобів  
обліку**

№ з/п	Найменування споживача	Наявність лічильника	Адреса споживача	Розр. теплове навантаження на опалення, Q <sub>о</sub> , Гкал/год	Макс. теплове навантаження на ГВП, Q <sub>гвп</sub> , Гкал/год	Розр. теплове навантаження на вентиляцію, Q <sub>в</sub> , Гкал/год	Рік возведення	Поверховість	Група споживача
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ж/д		Горького, 151	0,141			1963	4	1
2	ж/д		Горького, 153	0,126			1963	4	1
3	ж/д		Ленина, 62-1	0,268			1963	4	1
4	ж/д		Ленина, 62-2	0,110					1
5	ж/д		Ленина, 64	0,124			1976	5	1
6	ж/д		Ленина, 74	0,121			1970	9	1
7	ж/д		Шевченко, 73	0,198			1964	4	1
8	ж/д		Шевченко, 132	0,138			1973	4	1
9	ж/д		Шевченко, 134	0,143			1963	4	1
10	ж/д		Шевченко, 136	0,201			1963	4	1
11	ОТД. КУЛЬТ. ДЕТСК. БИБЛ.		Ленина д.62	0,016			1963	4	2
12	ДЮСШ ГОРОО		Музейный д.1	0,027			1971	1	2
13	ДЮСШ ГОРОО Спортзал		Музейный д.1	0,116		0,034	1971	1	2
14	ОТД. КУЛЬТ. МУЗЕЙ		Музейный д.8	0,008			1917	1	2
15	ОТД. КУЛЬТ. МУЗЕЙ		Музейный д.6	0,040			1892	1	2
16	ОТД. КУЛЬТ. МУЗЕЙ (ГАРАЖИ)		Музейный д.8	0,012			1989	1	2
17	ГОРИСПОЛКОМ (ПОДОТДЕЛ)		Шевченко д.132 (1 этаж)	0,013			1973	4	2
18	КП УЖКХ (ЖЕУ 1)		Горького д.155	0,008			1967	1	3
19	СОБОР НЕРУКОТВ. СПАСА		Музейный д.1	0,0416			1978	3	3
20	ПРОМИНВЕСТБАНК ГОЛ. ОТД		Музейный д.2	0,124			1984	4	3
21	ЗАО "ДОНГОРБАНК"	MultiCal	Музейный д.2	0,116			1984	4	3
22	РАЙСАНСТАНЦ ПРОФДИЗ		Музейный д.8	0,003			1978	1	3
23	УЧЕБНО-КУРСОВОЙ КОМБИНАТ		Полтавская д.144	0,019			1937	1	3
24	КП "ДЕЛЬТА"		Шевченко д.128	0,006			1984	2	3
25	БТИ		Шевченко д.138А				1917		3
26	ОСНОВНОЕ ЗДАНИЕ			0,044			1917		3
27	ПРИСТРОЙКА			0,003			1917		3
28	АРХИВ			0,004			1917		3

29	ГАРАЖ			0,003			1917		3
30	КП УЖКХ (ЖЕУ 1)		Шевченко д.ЖЕУ 1	0,008			1936	1	3
31	ЧП СЕРДЮК П.И.		Горького д.151 кв.2	0,006			1963	4	4
32	ООО "ПРИВАТНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ"		Ленина д.62 кв.0	0,010			1963	4	4
33	ЧП НИКОЛАЕНКО Д.С.		Горького д.151 кв.3	0,003			1963	4	4
34	ЧП ВЯЗОВСКАЯ Ж.С.		Горького д.151 кв.4	0,006			1963	4	4
35	ЧП КРИНИЧНАЯ Г.М.		Горького д.151 кв.18	0,005			1963	4	4
36	ЧП ИВАНОВ О.В.		Горького д.151 кв.19	0,004			1963	4	4
37	ООО "ФОКУС" КОМАРОВ		Горького д.153 кв.0	0,033			1963	4	4
38	ЧП БУЯНОВА Л.В.		Ленина д.62 кв.0	0,013			1963	4	4
39	ЧП ФИРМА "ОТИКОН"		Ленина д.62 кв.2	0,031			1963	4	4
40	АБ "ПИВДЕННИЙ"		Ленина д.62/2кв.0	0,013			1963	4	4
41	ЧП КАРНАУХ Ю.В.		Ленина д.62/1 кв.1	0,004			1963	4	4
42	СУЛЕЙМАНОВА С.Н.		Шевченко 132 кв.К	0,007			1973	4	4
43	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР"		Ленина д.62/2 кв.1	0,012			1963	4	4
44	ООО "КАДР ТБ"		Ленина д.64 кв.0	0,049			1976	4	4
45	ООО 3-Д ТЕЛЕРАДИОСЕРВИС		Ленина д.64 кв.1	0,027			1976	5	4
46	ЧП ЛАРИНА И.В.		Ленина д.74 кв.2	0,003			1970	9	4
47	БКП "УСМИШКА"		Шевченко д.73 кв.0	0,014			1964	4	4
48	МКП ИНТЕРТРЕВЕЛЕР		Ленина д.74 кв.0	0,003			1970	5	4
49	ПРОМИНВЕСТБАНК		Шевченко д.73 кв.13	0,012			1964	4	4
50	ЛОМЬ.ЛОПАТИНА И ЕЗДАКОВА		Шевченко д.73 кв.28	0,006			1964	4	4
51	ЧП ЗАГРЕБЕЛЬСКАЯ М.Г.		Шевченко д.73 кв.29	0,004			1964	4	4
52	ЧП ШЕВЛЯКОВА Н.К.		Шевченко д.73 кв.30	0,006			1964	4	4
53	ЧП ЛУКИНОВ В.И.		Шевченко д.73 кв.43	0,007			1964	4	4
54	ОАО ЗООВЕТСНАБ		Шевченко д.132 кв.1	0,000			1973	4	4
55	ООО ЗООВЕТСНАБ		Шевченко д.132 кв.2	0,007			1973	4	4
56	ООО "КРАСЕНЬ"		Шевченко д.132 кв.1	0,011			1973	4	4
57	ЗАО "ПАВЛОГРАДХЛЕБ"		Шевченко д.134 кв.11	0,023			1963	4	4
58	Час нот КИБАЛЬНАЯ Т.Н.		Шевченко д.134 кв.34	0,004			1963	4	4
<b>1. Котельня 81-го кварталу</b>				<b>2,505</b>		<b>0,034</b>			
1	ж/д		Днепровская, 117	0,127			1980	9	1
2	ж/д		Днепровская, 119	0,125			1670	9	1
3	ж/д		Днепровская, 121	0,131			1980	9	1
4	ж/д		Днепровская, 123-1	0,182			1968	5	1
5	ж/д		Днепровская, 123-2	0,217					1
6	ж/д		Днепровская, 125-1	0,166					1

7	ж/д		Днепровская, 125-2	0,176			1967	5	1
8	ж/д		Днепровская, 127	0,187			1980	5	1
9	ж/д		Днепровская, 129	0,164			1980	5	1
10	ж/д		Днепровская, 131	0,183			1968	5	1
11	ж/д		Днепровская, 133	0,280			1969	5	1
12	ж/д		Володарского, ЖСК, 22	0,318			1980	5	1
13	ж/д		Добролюбова, 2	0,174			1989	5	1
14	ж/д		Добролюбова, 4	0,137			1990	5	1
15	ж/д		Добролюбова, 9	0,067			1967	2	1
16	ж/д		Добролюбова, 25	0,179			1987	5	1
17	ж/д		Добролюбова, 29	0,166			1994	5	1
18	ж/д		К.Маркса, 63	0,330			1985	9	1
19	ж/д		К.Маркса, 65	0,300			1985	9	1
20	ж/д		К.Маркса, 67	0,314			1983	9	1
21	ж/д		К.Маркса, 69	0,180			1964	5	1
22	ж/д		К.Маркса, 73	0,162			1964	5	1
23	ж/д		К.Маркса, 75	0,165			1964	5	1
24	ж/д		К.Маркса, 86	0,274			1976	5	1
25	ж/д		К.Маркса, 88	0,203			1972	5	1
26	ж/д		К.Маркса, 90	0,308			1971	5	1
27	ж/д		К.Маркса, 96-1	0,142			1969	5	1
28	ж/д		К.Маркса, 96-2	0,174					1
29	ж/д		К.Маркса, 96-3	0,163					1
30	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Некрасова, 2	0,192			1964	5	1
31	ж/д		Некрасова, 3	0,182			1969	5	1
32	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Репина, 72	0,191			1964	5	1
33	ж/д		Репина, 95	0,344			1980	9	1
34	СПИ-22 ГОРОО		Баумана д.61	0,122		0,035	1965	2	2
35	СПИ-22 ГОРОО Спортзал		Баумана д.61	0,008		0,002	1965	2	2
36	СПИ-22 ГОРОО Хозпостройка		Баумана д.61	0,001			1965	1	2
37	ДВОРЕЦ ТВОРЧЕСТВА		Днепровская д.125	0,005			1967	5	2
38	ГОРСУД		Днепровская д.135	0,170			1968	5	2
39	РАЙОТДЕЛ СТАТИСТИКИ		Днепровская д.9	0,020			1966	1	2
40	ДК "МИР" (708)		К Маркса д.61	0,081			1982	2	2
41	ЦЕНТР.БИБЛ		К Маркса д.67	0,076			1968	2	2
42	СПИ-17 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	К Маркса д.71	0,259		0,075	1967	3	2

43	СП-17 ГОРОО Спортзал		К Маркса д.71	0,044		0,013	1967	3	2
44	СП-17 ГОРОО Мастерские		К Маркса д.71	0,033			1967	1	2
45	СП-17 ГОРОО Подвал 40 %		К Маркса д.71	0,003			1967	3	2
46	ГОРИСПОЛКОМ (АРХИТЕКТУР)		К Маркса д.90 (1 этаж)	0,003			1971	5	2
47	ГОСИНСПЕКЦИЯ ПО ЦЕНАМ		К Маркса д.96/1	0,002			1969	5	2
48	ОТДЕЛ ЗЕМ. РЕСУРСОВ		К Маркса д.98	0,004			1985	3	2
49	КОНТР.-РЕВИЗ. ОТДЕЛ		К Маркса д.98	0,007			1985	3	2
50	ФИН.УПРАВЛ. РГА		К Маркса д.98	0,013			1985	3	2
51	ПАВЛОГРАДСКИЙ РАЙСОВЕТ		К Маркса д.98	0,077			1985	3	2
52	РАЙГОСАДМИНИСТРАЦИЯ		К Маркса д.98	0,028			1985	3	2
53	ТП ГОРБОЛЬНИЦА-1 ИНФЕКЦ.ОТД	Семпал 10М (М2)	Кузнечная д.47	0,071			1910	1	2
54	ВОЕННЫЙ КОМИССАРИАТ		Кузнечная д.72	0,098			1968	3	2
55	ДДУ-31 ГОРОО		Некрасова д.37	0,132		0,035	1971	2	2
56	ИНСПЕКЦИЯ ДАБК		Репина д.95	0,003			1980	9	2
57	ПГЦ ДЛЯ МОЛОДЕЖИ		Репина д.95	0,007			1980	9	2
58	ООО "ПИНФО-ИНВЕСТ" (ДОМ БЫТА)		К Маркса д.77	0,115			1966	3	3
59	ЧП ШКАТУЛА В.С.		Днепровская д.121 кв.4	0,003			1980	9	4
60	ЧП "ТАРИФ"		Днепровская д.121 кв.5	0,003			1980	9	4
61	ООО "УКРТЕХИНТЕГРАЦИЯ"		Днепровская д.123/1 кв.2	0,004			1968	5	4
62	ОАО ОЩАДБАНК 2992		Днепровская д.123/2 кв.42	0,000			1968	5	4
63	ЧЛ ДРЕЙ В.С.		Днепровская д.125/1 кв.1	0,004			1967	5	4
64	ФИРМА "ИСТИНА"		Днепровская д.133 кв.83	0,004			1969	5	4
65	ООО ПКП "ЮЛАНА"		Добролюбова д.9А кв.0	0,000			1980	9	4
66	ЧП КРАВЧЕНКО А. И.		Добролюбова д.29 кв.0	0,000			1994	5	4
67	ЧП ГРИНЬ Л.И.		Добролюбова д.29 кв.1	0,006			1994	5	4
68	ЧП ГИЛЕВА Л. А.		Добролюбова д.29 кв.41	0,006			1994	5	4
69	ЧП МИХАЙЛОВ А.В.		К Маркса д.63 кв.2	0,003			1985	5	4
70	ЧП СОРИНА Е.А .		К Маркса д.63 кв.37	0,006			1985	5	4
71	ЧП НЕСТЕРЕНКО Н.С.		К Маркса д.63 кв.38	0,000			1985	5	4
72	ООО "АТЬ-МАРКЕТ"		К Маркса д.65 кв.0	0,037			1985	9	4
73	ОАО ОЩАДБАНК 2992		К Маркса д.65 кв.1	0,060			1985	9	4
74	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4		К Маркса д.65 кв.63	0,004			1985	9	4
75	ЧП КЛИНИКА "МЕДИКОМ"		К Маркса д.67 кв.1	0,007			1983	9	4
76	ОО"ЛЕРС"		К Маркса д.67 кв.2	0,003			1983	9	4
77	ЧП ШАПРАН Т.В.		К Маркса д.67 кв.3	0,004			1983	9	4
78	ЧЛ ГВОЗДЕВА А.П.		К Маркса д.69 кв.0	0,004			1964	5	4
79	ЧП ЗАЙЧЕНКО Ю.И.		К Маркса д.69 кв.23	0,004			1964	5	4

80	АСК "ДИСКО"		К Маркса д.69 кв.24	0,005			1964	5	4
81	ЧП БЕЛЯЕВА Р.С.		К Маркса д.69 кв.42	0,004			1964	5	4
82	ЧП ТОРЯНИК А.И.		К Маркса д.73 кв.0	0,008			1964	5	4
83	ЧП БИРКИН К.Г.		К Маркса д.73 кв.1	0,004			1964	5	4
84	КП ФИРМА "ЛОКОН"		К Маркса д.73 кв.2	0,007			1964	5	4
85	ООО ФИРМА "ЛЕРС"		К Маркса д.75 кв.0	0,004			1964	5	4
86	ООО МАГАЗИН "БУРЕВЕСНИК"		К Маркса д.75 кв.1	0,062			1964	5	4
87	ЧЛ ИСКАНДЕРОВ И.Р.		К Маркса д.75 кв.2	0,008			1964	5	4
88	РАЙФАЙЗЕН БАНК АВАЛЬ		К Маркса д.90 кв.0	0,000			1971	5	4
89	ЧП Литвиненко ВИ		К Маркса д.90 кв.0	0,002			1971	5	4
90	ЧП "ЭКСПОМИЛК"		К Маркса д.90 кв.2	0,036			1971	5	4
91	АРХИТЕК ПЛАН.БЮРО		К Маркса д.90 кв.1	0,006			1971	5	4
92	БЛАГ. ФОНД "ГАРАНТ"		К Маркса д.90 кв.2	0,006			1971	5	4
93	МЧМП "АВИНКОН"		К Маркса д.90 кв.4	0,000			1971	5	4
94	ЧЛ КРЫМСКАЯ Л.П.		К Маркса д.90 кв.82	0,003			1971	5	4
95	ЧП "АРХПРОЭКТ СТИЛЬ"		К Маркса д.90 кв.82А	0,009			1971	5	4
96	КОМИТ.БОРЬБЫ С НАРКОТ		К Маркса д.90 кв.83	0,000			1971	5	4
97	ГКП ПАВЛОГРАДАВТОТРАНС		К Маркса д.90 кв.100	0,003			1971	5	4
98	ЧП ГОРДИЕНКО М.Г.		К Маркса д.90 кв.101	0,003			1971	5	4
99	ГАРАНТ-АВТО		К Маркса д.90 кв.102	0,000			1971	5	4
100	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А. МАГ. "КАПРИЗ"		К Маркса д.96/1 кв.0	0,002			1969	5	4
101	ЧЛ САФРОНЮК		К Маркса д.96/1 кв.2	0,004			1969	5	4
102	ЧП ЖДАНОВ Р.Б.		К Маркса д.96/1 кв.3	0,004			1969	5	4
103	ЧЛ ОСОКА Т.В.		К Маркса д.96/1 кв.4	0,004			1969	5	4
104	ОАО "ИЗДАТЕЛЬСТВО ЗОРЯ"		К Маркса д.96/1 кв.22	0,004			1969	5	4
105	ООО "АЛЮ"		К Маркса д.96/1 кв.23	0,005			1969	5	4
106	ЧП ЛЕВЧЕНКО Н.Л.		К Маркса д.96/1 кв.24	0,004			1969	5	4
107	ПАВЛОГРАДСКИЙ РЭМ		К Маркса д.96/2 кв.2	0,000			1969	5	4
108	ЧП СИМОНЕНКО Е.Ю.		К Маркса д.96/2 кв.22	0,012			1969	5	4
109	ЧП ПАВЛИЩЕВА Н.А.		К Маркса д.96/2 кв.43	0,004			1969	5	4
110	ЧП ВИРЯСОВ В.И.		К Маркса д.96/3 кв.2	0,004			1969	5	4
111	ЧП КРАВЧЕНКО С.В.		К Маркса д.96/3 кв.43	0,004			1969	5	4
112	ЧП УЖВА В.В.		К Маркса д.96/3 кв.23.2	0,017			1969	5	4
113	ДФАКИБ "Укрсиббанк" 7		К Маркса д.98	0,003			1985	3	4
114	ПП "МЕДИНВЕСТ"		Некрасова д.3 кв.0	0,014			1969	5	4
115	ЧП КОНДРАТЬЕВА А.Н.		Репина д.72 кв.21	0,000			1964	5	4
116	ООО "БУБЦЕНТР ПЛЮС"		Репина д.72 кв.41	0,005			1964	5	4

117	ЧП АРЗУНЯН М.Д.		Репина д.95кв.0	0,012		1980	9	4
118	ПУВКХ		Репина д.95 кв.0	0,001		1980	9	4
119	ООО "ПОЛИКОМ"		Репина д.95 кв.2	0,005		1980	9	4
<b>2. Котельня Міськвітка</b>				<b>8,425</b>		<b>0,160</b>		
1	ж/д		Советская, 77	0,182		1992	5	1
2	ж/д		Советская, 79	0,169		1990	5	1
3	ж/д		Советская, 81	0,361		1990	5	1
4	ж/д		Советская, 83	0,176		1990	5	1
5	ж/д		Советская, 85	0,161		1989	5	1
6	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Советская, 87	0,281		1990	5	1
7	ж/д		Интернациональная, 63	0,207		1980	5	1
8	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Интернациональная, 65	0,186		1981	5	1
9	ж/д		Интернациональная, 67	0,173		1981	5	1
10	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Интернациональная, 67а	0,268		1980	5	1
11	ж/д		Интернациональная, 69	0,197		1980	5	1
12	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Интернациональная, 71	0,137		1992	5	1
13	ж/д		Интернациональная, 90	0,262		1992	5	1
14	ж/д		Интернациональная, 92	0,075		1972	3	1
15	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	К.Маркса, 19	0,617		1978	9	1
16	ж/д		К.Маркса, 21	0,260		1979	5	1
17	ж/д		К.Маркса, 23	0,197		1979	5	1
18	ж/д		К.Маркса, 25	0,182		1978	5	1
19	ж/д		К.Маркса, 29	0,292		1982	5	1
20	ж/д		К.Маркса, 31	0,181		1988	5	1
21	ж/д		К.Маркса, 36	0,206		1989	9	1
22	ж/д		К.Маркса, 38	0,191		1985	9	1
23	ж/д		К.Маркса, 40	0,359		1981	5	1
24	ж/д		К.Маркса, 41	0,110		1957	3	1
25	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	К.Маркса, 42	0,255		1980	9	1
26	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	К.Маркса, 44/50	0,414		1975	9	1
27	ж/д		К.Маркса, 44а	0,205		1981	5	1

28	ж/д		К.Маркса, 45	0,148			1964	5	1
29	ж/д		К.Маркса, 46	0,281			1982	5	1
30	ж/д		Ленина, 93-1	0,092			1961	5	1
31	ж/д		Ленина, 93-2	0,156					1
32	ж/д		Ленина, 93-3	0,100					1
33	ж/д		Озерная, 92	0,187			1994	5	1
34	ж/д		Озерная, 94	0,177			1996	5	1
35	ж/д		Озерная, 96	0,183			1995	5	1
36	ж/д		Озерная, 110	0,187			1990	5	1
37	ж/д		Озерная, 112	0,183			1989	5	1
38	ж/д		Полтавская, 45	0,187			1993	5	1
39	ж/д		Полтавская, 69	0,258			1988	5	1
40	ж/д		Полтавская, 71	0,298			1988	5	1
41	ж/д		Полтавская, 79	0,195			1989	5	1
42	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Полтавская, 81а	0,271			1988	5	1
43	ж/д		Полтавская, 83а	0,191			1988	5	1
44	ж/д		Полтавская, 93	0,195			2007	9	1
45	ж/д		Ст. фронта, 4	0,159			1988	5	1
46	ж/д		Ст. фронта, 6	0,176			1976	5	1
47	ж/д		Ст. фронта, 6а	0,189			1978	5	1
48	ж/д		Ст. фронта, 8	0,294			1978	5	1
49	ж/д		Ст. фронта, 10	0,306			1978	5	1
50	ж/д		Ст. фронта, 12	0,260			1977	5	1
51	ж/д		Ст. фронта, 14	0,304			1978	5	1
52	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Ст. фронта, 16	0,209			1979	5	1
53	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Ст. фронта, 18	0,205			1978	5	1
54	ж/д		Ст. фронта, 20	0,187			1980	5	1
55	ж/д		Ст. фронта, 38	0,114			1995	9	1
56	ж/д		Ст. фронта, 40	0,265			1983	5	1
57	ж/д		Ст. фронта, 42/1	0,302			1984	5	1
58	ж/д		Ст. фронта, 42/2	0,191			1983	5	1
59	ж/д		Ст. фронта, 44/1	0,284			1984	5	1
60	ж/д		Ст. фронта, 44/2	0,203			1985	5	1
61	ж/д		Ст. фронта, 46	0,273			1986	5	1
62	ж/д		Ст. фронта, 48	0,181			1986	5	1



63	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ст. фронта, 50	0,240			1989	9	1
64	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Харьковская, 84	0,210			1979	5	1
65	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Харьковская, 86	0,197			1979	5	1
66	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Харьковская, 90	0,267			1982	9	1
67	ж/д		Харьковская, 106	0,840			1990	9	1
68	ж/д		Харьковская, 114	0,412			1986	9	1
69	ДДУ-28 ГОРОО		Интернациональная д.71	0,152		0,040	1985	2	2
70	ТЕХНИКУМ НГУ (ОБЩЕЖИТИЕ)		К Маркса д.35	0,251		0,073	1971	5	2
71	ОТД. КУЛЬТ.МУЗ.ШКОЛА 1	Семпал 11Т (М2)-GPRS	К Маркса д.36-38	0,110			1990	9	2
72	КБО "КУЛЬТУРНО-ДОСУГОВЫЙ"		К Маркса д.36-38 кв.37	0,002			1990	9	2
73	БИБЛ. 3		К Маркса д.44/50	0,006			1975	9	2
74	ГОРЗРАВОТДЕЛ		К. Маркса, 47 кв.0	0,003			1914	2	2
75	ФИНУПРАВЛЕНИЕ		К. Маркса, 47 кв.0	0,005			1914	2	2
76	УПР. ТРУДА И ЗАЩИТЫ		К. Маркса, 47 кв.0	0,005			1917	2	2
77	ГОС.УПР.ЮСТИЦИИ(ЗАГС)		К. Маркса, 47 кв.1	0,018			1917	2	2
78	УПР. ТРУДА И ЗАЩИТЫ		К. Маркса, 47 кв.2	0,071			1917	2	2
79	ТЕРИТОР. ЦЕНТР (ГАРАЖ)		К.Маркса 47 кв.4	0,002			1994	1	2
80	ДК "КИРОВА" (706)		К Маркса д.49	0,058			1917	1	2
81	ОТД. КУЛЬТ. ЦЕНТР БУХГ.		Ленина д.93/19	0,003			1961	5	2
82	ОТД. КУЛЬТ. АППАРАТ УПР		Ленина д.93/19 в ж.д.	0,002			1961	5	2
83	ФОНД КОММУН.ИМУЩ.		Ленина д.95	0,003			1967	4	2
84	ГОРИСПОЛКОМ		Ленина д.95	0,186			1967	4	2
85	ОТДЕЛ ПО ДЕЛ СЕМЬИ И МОЛ		Ленина д.95	0,002			1967	4	2
86	ОТДЕЛ ФИЗКУЛЬТ И СПОРТА		Ленина д.95	0,002			1967	4	2
87	ГОРИСПОЛКОМ ГАРАЖИ (боксы)		Ленина д.95 кв.0	0,015			1967	1	2
88	СПШ 1 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Озерная д.59	0,435		0,127	1979	3	2
89	СПШ 1 ГОРОО Спортзал	Семпал 10М (М2)	Озерная д.59	0,048		0,014	1979	3	2
90	ДДУ-7 ГОРОО		Озерная д.85	0,072		0,019	1973	2	2
91	СПШ-9 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Озерная д.87	0,294		0,086	1976	3	2
92	СПШ-9 ГОРОО Спортзал	Семпал 10М (М2)	Озерная д.87	0,054		0,016	1976	3	2
93	СПШ-9 ГОРОО Тир	* входит в нагрузку	Озерная д.87	0,024		0,007	1976	3	2
94	ДДУ-2 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Озерная д.117	0,154		0,041	1979	2	2
95	ГОС.ИНСПЕКЦ ЭКОЛ.БЕЗОП		Пролетарская д.72	0,021			1917	1	2

96	ТЕРИТОР. ЦЕНТР (ГАРАЖ)		Пролетарская д.136	0,005		1999	1	2
97	ОСНОВНОЙ КОРПУС		Пролетарская д.136 кв.1	0,067		1936	2	2
98	ПРАЧКА		Пролетарская д.136	0,008		1936	1	2
99	ДВОРЕЦ ТВОРЧЕСТВА (ОСНОВНОЙ)		Советская д.64	0,158	0,023	1890	2	2
100	ТЕХНИКУМ НГУ (ЛАБ КОРП. 1)		Советская д.63 кв.2	0,121	0,035	1954	2	2
101	ТЕХНИКУМ НГУ (КОРПУСА)		Советская д.63 кв.4	0,283	0,083	1970	4	2
102	ТЕХНИКУМ НГУ (СТОЛЯРНАЯ МАСТ)		Советская д.63	0,016		1968	1	2
103	МУЗЕЙ		Советская д.81 кв.55	0,002			1	2
104	ДВОРЕЦ ТВОРЧЕСТВА (КРУЖКИ)		Харьковская д.114	0,013		1986	9	2
105	УПР. ГОСКАЗНАЧЕЙСТВА		Харьковская д.114	0,012		1986	9	2
106	НОТАР.КОНТОРА 1		Харьковская д.114	0,006		1986	9	2
107	НОТАР. КОНТОРА 2		Харьковская д.114	0,004		1986	9	2
108	ПУВКХ КНС 5		К Маркса д.21В	0,008		1979	1	3
109	ЧП ВЕРЕНИЧ Т.Д. (Ларек)		К Маркса д.27 (ларек)	0,002		1990	1	3
110	ЧП ЛУКЬЯНЕЦ		К Маркса д.27 (ларек)	0,002		1990	1	3
111	ООО МАГАЗИН "СПОРТ"		К Маркса д.27А	0,018		1971	1	3
112	ЧП ЛОГВИНЕЦ В.А. (Ларек)		К Маркса д.27А кв.1 (ларек)	0,002		1992	1	3
113	ЧП КАМЕНЧУК Л.В. (Ларек)		К Маркса д.27А кв.2 (ларек)	0,002		1992	1	3
114	ЧП ЛЕРС ( ларек )		К Маркса д.41 кв.0 (ларек)	0,003		1992	1	3
115	ПРОМИНВЕСТБАНК (ГАРАЖ)		К Маркса д.47 кв.0	0,008		1990	2	3
116	ГОРОРГАНИЗАЦИЯ ПРОФСОЮЗА		К Маркса д.47 кв.0	0,002		1917	2	3
117	ООО "ЛЪДИНКА"	PolluCom	Ленина д.91 кв.0 (кафе)	0,012		1990	1	3
118	СК ОРАНТА-ДНЕПР		Ленина д.99 кв.0	0,071		1885	2	3
119	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР"		Ленина д.103 кв.0	0,171		1957	2	3
120	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР" (офис) -		Ленина д.103 кв.0	0,065		1957	2	3
121	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР" (ГАРАЖИ) -		Ленина д.103 кв.1	0,009		1996	1	3
122	ПУВКХ КНС 1А		Советская д.90	0,026		1990	1	3
123	ПУВКХ КНС 5А		Степного фронта д.48В	0,010		1978	1	3
124	КП УЖКХ (ЖЕУ 2)		Харьковская д.23	0,024		1975	2	3
125	ПУВКХ		Харьковская д.106 кв.0	0,000				3
126	ЧП КОВАЛЕНКО И.А.		Интернациональная д.67 кв.1	0,000		1981	5	4
127	ЧЛ СЕРГБЕЕВ Г.А.		Интернациональная д.67 кв.18	0,000		1981	5	4
128	ЧЛ ВОРОБЬЕВА И.Р.		Интернациональная д.67А кв.1	0,006		1980	5	4
129	ЧП ДИДЕНКО А.С.		Интернациональная д.67А кв.2	0,000		1980	5	4
130	ЧП НЕГАЙ И.А.		Интернациональная д.67А кв.70	0,006		1980	5	4
131	ПОЛУЭКТОВ Е.С.		Интернациональная д.67А	0,005		1980	5	4

			кв.72						
132	ЧП КОСОНОГ Н.В.		Интернациональная д.71 кв.1	0,006			1992	5	4
133	ЧП ШИМКО В.С.		Интернациональная д.71 кв.18	0,004			1992	5	4
134	ЧЛ СОЛОДОВ А.В.		Интернациональная д.71 кв.42	0,003			1992	5	4
135	ЧП КОЗЛЕНКО Е.А.		Интернациональная д.71 кв.43	0,005			1992	5	4
136	ЧП ГЛЕБОВ П Н		Интернациональная д.90 кв.1	0,006			1992	5	4
137	ЧЛ КОТЕНКО В.И.		Интернациональная д.90 кв.3	0,000			1992	5	4
138	КОМПАНИЯ "ДИК"		К Маркса д.19 кв.1	0,005			1978	9	4
139	ЧП АТЛАСНЕР И.С.		К Маркса д.19 кв.3	0,009			1978	9	4
140	ЦЕНТР РАДИОЧАСТОТ		К Маркса д.19 кв.35	0,000			1978	9	4
141	ГРИЦИШИНА С.Ф.		К Маркса д.19 кв.40	0,004			1978	9	4
142	ЧП КОМАР Л.Ю.		К Маркса д.19 кв.75	0,004			1978	9	4
143	ЧП КОМАР Л.Ю.		К Маркса д.19 кв.76	0,005			1978	9	4
144	ЧП АНТОНОВА Л.Т.		К Маркса д.19 кв.110	0,004			1978	9	4
145	ЧП КИРИЕНКО Н.И.		К Маркса д.19 кв.111	0,004			1978	9	4
146	ЧП ШКИЦКАЯ Ю.А.		К Маркса д.19 кв.112	0,005			1978	9	4
147	ПРОМИНВЕСТБАНК		К Маркса д.19 кв.145	0,010			1978	9	4
148	ЧП ПОГОНИН В.В.		К Маркса д.19 кв.181	0,006			1978	9	4
149	ЧП ПОГОНИН В.В.		К Маркса д.19 кв.182	0,004			1978	9	4
150	ЧП БУХВОСТОВ В.В.		К Маркса д.21 кв.0	0,003			1979	5	4
151	ЧП ШВЕЦ А.И.		К Маркса д.21 кв.1	0,012			1979	5	4
152	ЧП ТРОФИМЧЕНКО О.А.		К Маркса д.21 кв.11	0,005			1979	5	4
153	ЧП ЧЕРНЕНКО И.Л.		К Маркса д.21 кв.12	0,007			1979	5	4
154	ЧП КОМАР Л.Ю.		К Маркса д.21 кв.21	0,007			1979	5	4
155	ЧП НАЦИНА С.М.		К Маркса д.21 кв.22	0,006			1979	5	4
156	ЧП ГУРЖИЙ Л.С.		К Маркса д.21 кв.31	0,000			1979	5	4
157	ЧП БОБУХ С.В.		К Маркса д.21 кв.32	0,008			1979	5	4
158	ЧП ГУРЖИЙ К.Г.		К Маркса д.21 кв.41	0,000			1979	5	4
159	ЧП ТРОПКО А.А.		К Маркса д.21 кв.42	0,006			1979	5	4
160	ЧП КОЛОДЯЖНАЯ Л.А.		К Маркса д.21 кв.51	0,004			1979	5	4
161	ЧП КСЬОНДЗИК И.В.		К Маркса д.21 кв.52	0,004			1979	5	4
162	ЧЛ МАЛЯВКИНА О.В.		К Маркса д.21 кв.53	0,003			1979	5	4
163	ЧП ТОЛОЧИЙ О.И.		К Маркса д.21 кв.62	0,006			1979	5	4
164	ЧП АБСАЛЯМОВА О.П.		К Маркса д.21 кв.71	0,005			1979	5	4
165	ДН-СКАЯ ОБЛ.ОРГ.УТОГ		К Маркса д.21 кв.72	0,007			1979	5	4
166	ЧП ПОГОНЕЦ Е.В.		К Маркса д.25 кв.17	0,004			1978	5	4
167	ЧП ШЕВЧЕНКО Г.В.		К Маркса д.27 кв.1	0,010			1990	1	4

168	ЧП ГОЛУБЕВА Т.Г.		К Маркса д.29 кв.62	0,004			1982	5	4
169	ЧП ВАСИЛЬЕВА Т.Я.		К Маркса д.29 кв.78	0,005			1982	5	4
170	ОСТАПУЛЯ Н.П.		К Маркса д.31 кв.48	0,004			1988	5	4
171	ФКБ ПРИВАТБАНК		К Маркса д.35 кв.1	0,122			1971	5	4
172	ЧЛ ЛИМАРЕНКО Е.А.		К Маркса д.41 кв.8	0,000			1957	3	4
173	ЧП ГВОЗДЕВА А.П.		К Маркса д.41 кв.9	0,004			1957	3	4
174	ЧП ГУЛЯЕВА Н.А.		К Маркса д.41 кв.10	0,007			1957	3	4
175	ЧП ПАЛЕНКО С.Н.		К Маркса д.41 кв.19	0,022			1957	3	4
176	ЧП КОВАЛЬОВА Н.И.		К Маркса д.44/50 кв.1	0,011			1975	9	4
177	ЧП КРАВЧЕНКО А.В.		К Маркса д.44/50 кв.2	0,003			1975	9	4
178	ЧП ТОМАЗОВА В.Б.		К Маркса д.44/50 кв.3	0,005			1975	9	4
179	ЧП САЧКО В.А.		К Маркса д.44/50 кв.4	0,006			1975	9	4
180	ЧЛ НЕЩАДИМ Г.Ю.		К Маркса д.44/50 кв.38	0,004			1975	9	4
181	ЧП САВЕРСКИЙ Е.А.		К Маркса д.44/50 кв.40	0,010			1975	9	4
182	ЧП ЛОПАТИНА В.А.		К Маркса д.44/50 кв.109	0,006			1975	9	4
183	ЧП КРИШЕНЬ Д.А.		К Маркса д.44/50 кв.110	0,005			1975	9	4
184	ЧП ЧАЙКОВ		К Маркса д.45 кв.0	0,008			1964	5	4
185	ОБЩ КРАСНОГО КРЕСТА		К Маркса д.45 кв.3	0,000			1964	5	4
186	ЧЛ ПЕЛИНА Т.В.		К Маркса д.45 кв.21	0,005			1964	5	4
187	ЧЛ ЧУНИХОВСКИЙ А.И.		К Маркса д.45 кв.24	0,005			1964	5	4
188	ЧЛ ПИВОВАРОВА Л.В.		К Маркса д.45 кв.41	0,004			1964	5	4
189	ЧП БУЛГАКОВА В.М.		К Маркса д.45 кв.42	0,000			1964	5	4
190	ООО "УКР. МАШИНОСТР."		К Маркса д.46 кв.0	0,000			1964	5	4
191	ООО "МЕДСЕРВИС"		Ленина д.93 кв.0	0,011			1961	5	4
192	ООО МС ДЕВЕЛОПМЕНТ		Ленина д.93 кв.0	0,010			1961	5	4
193	ООО "РУСЛАН"		Ленина д.93 кв.1	0,005			1961	5	4
194	ООО "МЕДСЕРВИС"		Ленина д.93 кв.2	0,000			1961	5	4
195	ЧП ХОЛОДНАЯ Л.П.		Ленина д.93/1 кв.21	0,005			1961	5	4
196	ГКП ПАВЛ. ТЕЛЕЦЕНТР		Ленина д.95 кв.5	0,018			1967	4	4
197	ЧП САМАРСКИЙ В.А. --		Полтавская д.69 кв.78	0,005			1988	5	4
198	ЧП МИЩЕНКО ОКСАНА ВАСИЛЬ		Полтавская д.71 кв.0	0,004			1988	5	4
199	ЧП ПАНЧЕНКО Е.А.		Советская д.81 кв.29	0,007			1990	5	4
200	ЧП ПОГОНЕЦ Е.В.		Советская д.81 кв.30	0,006			1990	5	4
201	НОТАРИУС ШЛЕГА А.И.		Советская д.81 кв.86	0,005			1990	5	4
202	ФЛП ЛОБКО А.В.		Советская д.87 кв.63	0,004			1990	5	4
203	КП фирма"ФЛЕР" ЧП Кришень Д. А.		Степного фронта д.8	0,018			1978	5	4
204	Ощадбанк		Харьковская д.106 кв.0	0,009			1990	9	4

205	ОБЩ.ОРГ."ГЕНЕРАЦИЯ УСПЕШ		Харьковская д.114 кв.0	0,000		1986	9	4
206	ЮРКОНСУЛЬТАЦИЯ		Харьковская д.114 кв.1	0,005		1986	9	4
<b>3. Котельня 37-го кварталу + Котельня Радянська</b>				<b>19,539</b>		<b>0,564</b>		
1	ж/д		Советская, 48	0,175		1964	4	1
2	ж/д		Советская, 52	0,159		1960	4	1
3	ж/д		Советская, 57	0,051		1960	3	1
4	ж/д		Советская, 60	0,231		1960	4	1
5	ж/д		Советская, 61	0,089		1960	2	1
6	ж/д		Советская, 62	0,092		1954	2	1
7	ж/д		Интернациональная, 54	0,091		1959	2	1
8	ж/д		Интернациональная, 54а	0,027		1963	1	1
9	ж/д		Ленина, 46	0,158		1969	5	1
10	ж/д		Ленина, 54	0,183		1958	4	1
11	ж/д		Ленина, 69	0,055		1962	5	1
12	ж/д		Ленина, 71	0,045		1917	2	1
13	ж/д		Ленина, 73	0,139		1964	4	1
14	ж/д		Ленина, 75	0,180		1964	5	1
15	ж/д		Ленина, 79	0,149		1964	4	1
16	ж/д		Ленина, 81	0,016		1960	1	1
17	ж/д		Ленина, 83	0,156		1962	4	1
18	ж/д		Ленина, 85	0,213		1962	4	1
19	ж/д		Харьковская, 71	0,174		1964	4	1
20	ж/д		Харьковская, 120	0,245		1963	4	1
21	СЮТ ГОРОО		Ленина д.42	0,030		1902	2	2
22	СЮТ ГОРОО Подвал		Ленина д.42	0,002		1902	2	2
23	СЮТ ГОРОО Мастерская		Ленина д.42	0,007		1902	1	2
24	СЮТ ГОРОО Мастерская		Ленина д.42	0,022		1902	1	2
25	СЮТ ГОРОО Гараж		Ленина д.42	0,010		1902	1	2
26	ЦЕНТР. БУХГАЛТ. ГОРОО И Финанс.упр-е		Ленина д.42А	0,114		1968	2	2
27	СТОМАТ. ПОЛИКЛИНИКА		Ленина д.46	0,041		1969	1	2
28	ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЮСТИЦИИ		Советская д.50	0,013		1914	4	2
29	РАЙЦЕНТР СОЦСЛУЖБ СЕМЬИ		Советская д.53 кв.0	0,004		1973	2	2
30	УПРАВЛЕНИЕ ЧС		Советская д.50	0,014		1914	4	2
31	ИСПОЛНИТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА (уп.юстиции)		Советская д.50	0,031		1914	4	2
32	КУРСЫ ГО		Советская д.50	0,015		1914	4	2
33	<b>ИСПОЛКОМ</b>							2

34	РАЙГОСАДМИНИСТРАЦИЯ		Советская д.53 кв.0	0,009			1973	2	2
35	ДЕРЖИНСПЕКЦИЯ ЗАЩИТЫ		Советская д.53 кв.0	0,003			1973	2	2
36	ОТДЕЛ НАР. ОБРАЗ.		Советская д.53 кв.1	0,026			1973	3	2
37	УПР. АГРОПРОМЫШЛ РАЗВИТИЯ		Советская д.53 кв.2	0,055			1973	2	2
38	РАЙБИБЛИОТЕКА		Советская д.53	0,021			1973	3	2
39	РАЙОННЫЙ ОТДЕЛ КУЛЬТУРЫ		Советская д.53 к.213	0,001			1973	3	2
40	МЕТОДИЧНЫЙ ЦЕНТР		Советская д.53	0,007			1973	3	2
41	ТЕРЦЕНТР		Советская д.53 А кв.0	0,003			1973	3	2
42	УПРАВЛ. ТРУДА И ЗАЩИТЫ		Советская д.53 А кв.0	0,019			1973	3	2
43	ПЕНСИОННЫЙ ФОНД		Советская д.53	0,034			1948	2	2
44	ПЕНСИОННЫЙ ФОНД РАЙОНА		Советская д.55 кв.0	0,016			1954	2	2
45	ПЕНСИОННЫЙ ФОНД РАЙОНА		Советская д.55 кв.1	0,013			1954	2	2
46	<b>ДДУ-16 ГОРОО</b>		Советская д.58 кв.0	0,088		0,023	1962	2	2
47	ДДУ-16 ГОРОО Прачечная		Советская д.58	0,004		0,001	1962	1	2
48	<b>ПРОКУРАТУРА ДН-СКОЙ ОБЛ</b>		Советская д.62 кв.0	0,078			1969	3	2
49	ПОДВАЛ 40%		Шевченко д.51 кв.1	0,006			1969		2
50	ГО УМДД УКРАИНЫ (АБК 2)	Pollustat c GPRS	Шевченко д.51 кв.1	0,134			1987	2	2
51	ПОДВАЛ 40%		Шевченко д.51	0,025			1987		2
52	УМДД УКРАИНЫ (ГАРАЖИ)		Шевченко д.51	0,061			1987	1	2
53	КП ПАВЛ.ИНФОРМ.РЕКЛ.		Ленина д.42А кв.1	0,012			1917	2	3
54	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4		Ленина д.58				1978		3
55	АТС-4/20		Ленина д.58	0,243			1978	4	3
56	Здание "Телекомсервис №1"	Multidata	Ленина д.58	0,029			1978	1	3
57	Подсобные помещения		Ленина д.58	0,027			1978	1	3
58	2-х этажное здание		Ленина д.58	0,012			1978	2	3
59	АТС-3		Комарова 1А	0,000					3
60	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7	Calmex-U	Ленина д.60	0,212			1907	4	3
61	СОРТИРОВОЧНАЯ		Ленина д.60	0,000			1907	1	3
62	МАСТЕРСКАЯ		Ленина д.60	0,000			1980	1	3
63	ПРОЕКДУД-СЕРСИС		Советская д.53	0,002			1973	2	3
64	СК "ОРАНТА-ДНЕПР"	Семпал 11Т с GPRS	Советская д.55	0,039			1937	2	3
65	ЧП АРХИТЕКТУРНО-ПЛАНИРО		Советская д.53	0,003			1999	1	3
66	ДП ОАО "ДОНБАССГЕОЛОГИЯ" Павлоград.ГРЭ	Calmex-N2	Советская д.59	0,055			1957	2	3
67	ДОНЕЦКГЕОЛОГИЯ		Советская д.59	0,138			1967	2	3
68	ЧП ПЕДАН К.В.	PolluCom	Советская д.59	0,014			1967	1	3
69	ЮЖУКРГЕОЛОГИЯ		Советская д.59	0,031			1967	3	3
70	ОАО "СОРТСЕМОВОЦ"		Харьковская д.81	0,000			1954	1	3

71	ОАО "СортСЕМОВОЩ"		Харьковская д.81 кв.0	0,008			1954	1	3
72	РАЙПОТРЕБСОЮЗ		Ленина 81	0,024			1954	2	3
73	ЧП УШКАЦ И.В.		Интернациональная д.54 кв.0	0,000			1959	2	4
74	ЧП ШКУРКИН А.Н.		Ленина д.54 кв.2	0,007			1958	4	4
75	ЧП ЗАРУБИНА Т.Н.		Ленина д.75 кв.0	0,000			1964	5	4
76	ЧП СЕРЕДА А.В.		Ленина д.75 кв.1	0,003			1964	5	4
77	ЧП МИНАРСКАЯ В.П.		Ленина д.75 кв.2	0,006			1964	5	4
78	ЧП "ИМПЕРИЯ-ЦЕНТР"		Ленина д.75 кв.21	0,002			1964	5	4
79	ЧЛ КРАСИЛОВ В.Г.		Ленина д.75 кв.39	0,004			1964	5	4
80	ЧП ФИЛИПЕНКО Т.А.		Ленина д.75 кв.40	0,002			1964	5	4
81	ЧП РУДЕНКО И.В.		Ленина д.75 кв.41	0,003			1964	5	4
82	ЧП ЯСКОВЕЦ А.М.		Ленина д.75 кв.60	0,003			1964	5	4
83	Част. нотар РУСАНОВА Е.Г.		Ленина д.79 кв.20	0,005			1964	4	4
84	ОАО ОЩАДБАНК 2992		Ленина д.83 кв.0	0,028			1962	4	4
85	ЧП КИЗЕНКО Е.Н.		Ленина д.83 кв.1	0,008			1962	4	4
86	ЧП ЯГОДА Л.М.		Ленина д.83 кв.2	0,007			1962	4	4
87	ЧП МОГИЛА Г.Г.		Ленина д.85 кв.0	0,012			1962	4	4
88	ЧП ЯЛОВОЙ М.В.		Ленина д.85 кв.20	0,006			1962	4	4
89	МЧП ФИРМА АТН АЛЬФА		Советская д.48 кв.6	0,006			1964	4	4
90	ЧЛ СТРИЖЕВСКИЙ Ю.В.		Советская д.50 кв.3	0,000			1937	4	4
91	УГСО ПРИ УМВД		Советская д.50 кв.4	0,017			1937	4	4
92	ЧП "ИЗЮМИНКА" (СОВЕТСК)		Советская д.52 кв.0	0,035			1960	4	4
93	ЧП КОПАНЕВА Л.И.		Советская д.52 кв.0	0,017			1960	4	4
94	ЧП ЧЕРЕДНИК Д.В.		Советская д.52 кв.1	0,005			1960	4	4
95	УГСО ПРИ УМВД		Советская д.60 кв.0	0,000			1960	4	4
96	РСЦ СП "БРИТАНИКА"		Советская д.60 кв.1	0,000			1960	4	4
97	ЧП УСЯКИЙ Я.А.		Советская д.60 кв.2	0,010			1960	4	4
98	Частн. нотариус СЕМЕНЯКА		Советская д.60 кв.17	0,004			1960	4	4
99	ЧП КОЛЫХАЕВА Ж.А.		Советская д.60 кв.32	0,004			1960	4	4
100	ЧП ДРАГОЛЮБОВ В.Г.		Советская д.60 кв.47	0,004			1960	4	4
101	ЧП ВОЛЫНЕЦ С.В.		Советская д.61 кв.2	0,011			1960	2	4
102	ЧП КОЛДУНОВА Н.Н.		Харьковская д.71 кв.2	0,006			1964	4	4
103	ЧП ШЕПТУНЦОВ А.В.		Харьковская д.71 кв.3	0,004			1964	4	4
104	ЧП ПЕТЛЕНКО		Харьковская д.71 кв.3	0,006			1964	4	4
105	ЧЛ ЧУНИХОВСКИЙ А.И.		Харьковская д.71 кв.34	0,004			1964	4	4
106	ЧЛ АРЖАНОВ		Харьковская д.120 кв.35	0,004			1963	4	4
107	ЧП МИШАНИН С.С.		Харьковская д.120 кв.20	0,007			1963	4	4

<b>4. Котельня 69-го кварталу</b>				<b>4,623</b>		<b>0,024</b>			
1	ж/д		Днепровская, 105	0,121			1967	5	1
2	ж/д		Днепровская, 107	0,113			1960	2	1
3	ж/д		Днепровская, 109	0,105			1960	2	1
4	ж/д		Днепровская, 111	0,111			1960	2	1
5	ж/д		Днепровская, 113	0,092			1960	2	1
6	ж/д		Коммунальный, 1	0,009			1958	1	1
7	ж/д		Коммунальный, 3	0,034			1958	1	1
8	ж/д		Московская, 123	0,036			1957	2	1
9	ж/д		Московская, 125	0,061			1957	2	1
10	ж/д		Московская, 127	0,068			1957	2	1
11	ж/д		Московская, 129	0,062			1957	2	1
12	ж/д		Полтавская, 160	0,069			1954	2	1
13	ГОСИНСПЕКЦИЯ ПО КАРАНТИН		Днепровская д.113 кв.0	0,004			1960	2	2
14	ТЕХШКОЛА ОСОУ по счету		Полтавская д.129А	0,000			1960	3	3
15	ООО ФИРМА "МЕРКУРИЙ"		Днепровская д.109 кв.11	0,009			1960	2	4
16	ЧП ДЕНИСЕНКО О.А.		Днепровская д.113	0,006			1960	2	4
17	ЧЛ ГВОЗДЕВА А.П.		Полтавская д.160 кв.0	0,009			1954	2	4
18	ЧП КРУГОВАЯ Н.А.		Полтавская д.160 кв.2	0,010			1954	2	4
19	ЧП КОВБАСА П.Н.		Полтавская д.160 кв.9	0,012			1954	2	4
20	ЧЛ ВОЙДЮК С.Н.		Полтавская д.160 кв.10	0,006			1954	2	4
<b>5. Котельня кварталу "Московский"</b>				<b>0,937</b>		<b>0,000</b>			
1	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Советская, 80	0,219			1973	5	1
2	ж/д		Ленина, 70	0,082			1969	5	1
3	ж/д		Ленина, 117	0,093			1962	5	1
4	ж/д		Ленина, 119	0,159			1963	5	1
5	ж/д		Ленина, 121	0,168			1962	5	1
6	ж/д		Ленина, 123	0,116			1970	9	1
7	ж/д		Полтавская, 95	0,204			1969	5	1
8	ж/д		Полтавская, 101	0,111			1963	5	1
9	ж/д		Полтавская, 107	0,082			1992	5	1
10	ж/д		Полтавская, 109	0,081			1993	5	1
11	ГОРБОЛЬНИЦА-1 (РЕНГЕН) кв.0		Ленина д.115	0,017			1946	2	2
12	ГОРБОЛЬНИЦА-1 (ПОЛИК-1)	Семпал 10М (М2)	Ленина д.115	0,235			1980	5	2
13	ОАО "ПАВЛОГРАД УГОЛЬ" АХО	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленина д.76	0,211			1970	4	3



14	КП УЖКХ (ЦБ)		Ленина д.105	0,038			1975	1	3
15	ПУВКХ КНС 1		Ленина д.105В	0,003			1975	1	3
16	КП "САЛОН КРАСОТЫ"		Ленина д.107	0,010			1975	3	3
17	ООО "ЛЕДИ"		Ленина д.107	0,008			1975	3	3
18	МЧП ФИРМА "ГРИГ"		Ленина д.107	0,000			1975	3	3
19	ОАО "РОДОВИД БАНК"		Ленина д.107	0,011			1975	3	3
20	ОАО"ПАВЛОГРАДУГОЛЬ" АДМИНЗДАНИЕ	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленина д.127	0,272			1970	3	3
21	УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР "ЗНАЛИНА"		Ленина д.70 кв.-	0,020			1969	5	4
22	ГКП УПРАВЛЕНИЯ РЫНКАМИ		Ленина д.70 кв.0	0,007			1969	5	4
23	МЧП "МИКИ" (КАФЕ)		Ленина д.117 кв.0	0,000			1962	5	4
24	АКБ "ФОРУМ"		Ленина д.117 кв.2	0,008			1962	5	4
25	АКБ ПРАВЭКСБАНК		Ленина д.117 кв.20	0,004			1962	5	4
26	ЧП БОРКУТ Т.С.		Ленина д.119 кв.3	0,002			1963	5	4
27	ЧП КОВАЛЕНКО И.А.		Ленина д.119 кв.41	0,004			1963	5	4
28	МЧП ФИРМА АТН АЛЬФА		Ленина д.119 кв.42-4	0,007			1963	5	4
29	ООО "ПАЛЛАДА"		Полтавская д.95 кв.1	0,010			1969	5	4
30	ООО"Ш.Р.ИНТЕРНЕТНЛ 0 0		Полтавская д.95 кв.22	0,004			1969	5	4
31	САВРАНСКИЙ С.Л.		Полтавская д.95 кв.23	0,004			1969	5	4
32	Ч. КОМ. ПРЕД "ФАРМАЦИЯ"		Полтавская д.107 кв.0	0,000			1992	5	4
33	ЧП ЛОПАТИНА В.А.		Полтавская д.107 кв.1	0,006			1992	5	4
34	ЧП "ЮРИДИЧЕСКАЯ КОМП."		Полтавская д.107 кв.25	0,005			1992	5	4
35	ЧП ГУРИНА Н.А.		Полтавская д.107 кв.15	0,000			1992	5	4
36	ОАО"ПАВЛОГРАДУГОЛЬ" АДМИНЗДАНИЕ		Полтавская д.109 кв.0	0,012			1993	5	4
37	ЯЩЕНКО И.В.		Советская д.80 кв.53	0,000			1973	5	4
38	ЧП СМЫЧОК С.Г.		Полтавская д.109 кв.1	0,005			1993	5	4
39	ООО "СИТЕК-ПЛЮС"		Советская д.80 кв.53	0,005			1973	5	4
<b>6. Котельня ЮЦ</b>				<b>2,223</b>		<b>0,000</b>			
1	ж/д		Днепровская, 547	0,272			1973	5	1
2	ж/д		Днепровская, 549	0,295			1970	5	1
3	ж/д		Днепровская, 551	0,166			1970	5	1
4	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Днепровская, 553	0,180			1972	5	1
5	ж/д		Днепровская, 557	0,156			1969	5	1
6	ж/д		Днепровская, 559	0,181			1968	5	1
7	ж/д		Днепровская, 561	0,297			1968	5	1
8	ж/д		Днепровская, 563	0,126			1967	5	1

9	ж/д		Днепровская, 565	0,157			1967	5	1
10	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Днепровская, 567	0,195			1972	5	1
11	ж/д		Днепровская, 569	0,177			1970	5	1
12	ж/д		Днепровская, 575	0,094			1953	2	1
13	ж/д		Днепровская, 577	0,067			1953	2	1
14	ж/д		Днепровская, 579	0,121			1957	2	1
15	ж/д		Днепровская, 581	0,093			1958	2	1
16	ж/д		Днепровская, 583	0,105			1958	2	1
17	ж/д		Ватолиной, 1	0,201			1964	4	1
18	ж/д		Ватолиной, 1а	0,134			1994	5	1
19	ж/д	Семпал 10М (М2)	Ватолиной, 4а	0,200			1991	5	1
20	ж/д		Ватолиной, 9	0,154			1967	4	1
21	ж/д		Ватолиной, 14	0,085			1952	2	1
22	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Искровская, 1	0,255			1960	5	1
23	ж/д		Искровская, 2	0,258			1965	5	1
24	ж/д		Искровская, 3	0,260			1964	5	1
25	ж/д		Искровская, 4	0,256			1960	5	1
26	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Искровская, 5	0,218			1966	5	1
27	ж/д		Искровская, 6	0,202			1976	5	1
28	ж/д		Искровская, 7	0,252			1967	5	1
29	ж/д		Искровская, 8	0,226			1966	5	1
30	ж/д		Искровская, 9	0,230			1968	5	1
31	ж/д		Искровская, 12	0,238			1970	5	1
32	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Искровская, 13	0,262			1968	5	1
33	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Искровская, 14	0,265			1972	5	1
34	ж/д		Искровская, 14а	0,130			1958	2	1
35	ж/д		Искровская, 21	0,234			1966	5	1
36	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Искровская, 22	0,258			1967	5	1
37	ж/д		Искровская, 24	0,256			1966	5	1
38	ж/д		Карбышева, 2	0,007			1960	1	1
39	ж/д		Карбышева, 3	0,187			1973	5	1
40	ж/д		Карбышева, 4	0,209			1971	5	1

41	ж/д		Карбышева, 5	0,218			1969	5	1
42	ж/д		Карбышева, 7	0,072			1959	2	1
43	ж/д		Карбышева, 9	0,041			1956	2	1
44	ж/д		Карбышева, 11	0,109			1957	2	1
45	ж/д		Карбышева, 20	0,101			1955	2	1
46	ж/д		Карбышева, 22	0,084			1955	2	1
47	ж/д		Комарова, 2	0,314			1968	5	1
48	ж/д		Комарова, 3	0,353			1975	5	1
49	ж/д		Комарова, 3а	0,363			1973	5	1
50	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 4	0,233			1966	5	1
51	ж/д		Комарова, 5	0,298			1979	5	1
52	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 6	0,213			1966	5	1
53	ж/д	Семпал 10М (М2)	Комарова, 7	0,286			1971	5	1
54	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 8	0,287			1975	5	1
55	ж/д		Комарова, 9	0,369			1968	5	1
56	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 10	0,300			1978	5	1
57	ж/д		Комарова, 11	0,380			1968	5	1
58	ж/д		Комарова, 11а	0,204			1975	5	1
59	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 13	0,192			1969	5	1
60	ж/д		Комарова, 13а	0,154			1974	5	1
61	ж/д		Комарова, 14	0,175			1972	5	1
62	ж/д		Комарова, 15	0,175			1968	5	1
63	ж/д		Комарова, 16	0,294			1972	5	1
64	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Комарова, 17	0,316			1969	5	1
65	ж/д		Комарова, 19	0,176			1967	5	1
66	ж/д		Комарова, 21	0,163			1967	5	1
67	ж/д		Ленинградская, 10	0,393			1969	5	1
68	ж/д		Ленинградская, 18	0,382			1969	5	1
69	ж/д		Ленинградская, 20	0,185			1970	5	1
70	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Ленинградская, 26	0,376			1970	5	1
71	ж/д	Семпал 10М (М2)-	Ленинградская, 31	0,305			1970	5	1

		GPRS							
72	ж/д		Ленинградская, 32	0,211			1970	5	1
73	ж/д		Литейная, 8	0,015			1960	1	1
74	ж/д		Литейная, 17	0,083			1955	2	1
75	ж/д		Литейная, 19	0,097			1955	2	1
76	ж/д	Аква -МБТ	Парковая, 1	0,324			1980	5	1
77	ж/д		Парковая, 5	0,167			1983	5	1
78	ж/д		Парковая, 10	0,120			1983	5	1
79	ж/д		Парковая, 12	0,000					1
80	ж/д		Парковая, 16	0,007			1960	1	1
81	ж/д	Семпал 10М (М2)	Строительная, 1	0,275					1
82	ж/д		Строительная, 4	0,381			1970	5	1
83	ж/д	Calmex	Строительная, 6	0,215			1985	5	1
84	ж/д		Строительная, 10	0,284			1972	5	1
85	ж/д		Строительная, 22	0,189			1972	5	1
86	ж/д		Строительная, 24	0,217			1970	5	1
87	ж/д		Строительная, 26	0,369			1971	5	1
88	ж/д		Строительная, 28	0,307			1972	5	1
89	ж/д		Строительная, 29	0,393			1972	5	1
90	ж/д		Строительная, 30	0,298			1975	5	1
91	ж/д		Строительная, 32	0,185			1985	5	1
92	БИБЛ. 2		Днепровская д.557 кв.0	0,013			1969	5	2
93	БИБЛ. 6		Днепровская д.557 кв.1	0,009			1969	5	2
94	ШКОЛА-ИНТЕРНАТ ГОРОО		Днепровская д.575 кв.0	0,118		0,034	1959	1	2
95	ПАВЛОГРАДСКИЙ ТЕРЦЕНТР		Искровская д.12 кв.4	0,013			1967	5	2
96	МУПК ГОРОО		Искровская д.45	0,321			1963	4	2
97	СП-7 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Комарова д.7А	0,226		0,099	1991	3	2
98	СП-7 ГОРОО Спортзал		Комарова д.7А	0,064		0,028	1991	3	2
99	ДДУ-30 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Комарова д.15А	0,107		0,030	1970	2	2
100	СП-8 ГОРОО	Семпал 11Т - GPRS	Ленинградская д.8А	0,210		0,069	1973	3	2
101	СП-8 ГОРОО (подвал)	Семпал 11Т - GPRS	Ленинградская д.8А	0,002		0,001	1973	3	2
102	СП-8 ГОРОО Спортзал	Семпал 11Т - GPRS	Ленинградская д.8А	0,066		0,023	1973	3	2
103	ДДУ-11 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Ленинградская д.26А	0,129		0,043	1973	2	2
104	ГО УМДД УКРАИНЫ		Ленинградская д.26А кв.1	0,082			1970	2	2
105	ЧП КОНЕНКО В.М.	Семпал 10М (М2)	Ватолина д.4	0,266			1959	4	3
106	ЧП РУСАНОВ О.Б.		Днепровская д.555А	0,016			1985	1	3
107	ООО "ЛАБ. КОМП. ТЕХН"	Pollstat Ex	Искровская д.1А	0,018			1960	2	3

108	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4	Multidata	Комарова,3 кв.0	0,263		1975	3	3
109	МЧП ФИРМА "МЕТАЛИСТ"	PolluCom	Искровская д.1А	0,009		1960	2	3
110	ЧП ПАЛЬОХА П.В.		Искровская д.1А	0,000		1960	2	3
111	ПУВКХ КНС "ПАЛМАШ"		Искровская д.1А	0,006		1960	2	3
112	ЧП "ВИТО-ФАРМ"		Комарова д.10	0,000		1978	5	3
113	МАУП	Multidata	Парковая д.1А	0,106		1967	5	3
114	З-Д "ПАЛМАШ"		Искровская д.1 кв.0	0,096		1960	5	3
115	ОАО "ПАВЛОГРАД УГОЛЬ" общ ш.Павлоград.		Строительная д.1 кв.0	0,000		1983	5	3
116	КП УЖКХ (РСУ ЖЕУ 5)		Строительная д.1А	0,012		1983	2	3
117	ОАО "ПАВЛОГРАДУГОЛЬ"общ.ш.Героев косм.	Семпал 10М (М2)	Строительная д.1А кв.1	0,063		1983	5	3
118	КП УЖКХ (ЖЕУ 5)		Строительная д.1А	0,026		1983	2	3
119	ООО "МАИНА"		Строительная д.1А	0,001		1983	5	3
120	ОАО "ПАВЛОГРАД УГОЛЬ" (ГАРАЖИ)		Строительная д.ХОЗДВОР			1983	Отключе н	3
121	ЧП КОСТЕНКО С.П.		Ватолина д.9 кв.0	0,003		1967	4	4
122	ЧП АБСАЛЯМОВА О.П.		Днепровская д.547 кв.0	0,004		1973	5	4
123	ЧП АБСАЛЯМОВА А.А.		Днепровская д.547 кв.0	0,008		1973	5	4
124	ЧП АБСАЛЯМОВА А.А.		Днепровская д.547 кв.1	0,004		1973	5	4
125	ЧП ТРЕГУБЕНКО В.Г.		Днепровская д.547 кв.3	0,006		1973	5	4
126	ФКБ ПРИВАТБАНК		Днепровская д.547 кв.22	0,005		1973	5	4
127	ЧП ЛИСНЕВСКАЯ О.І		Днепровская д.547 кв.75	0,005		1973	5	4
128	ООО "КАДР-ТВ"		Днепровская д.547 кв.76	0,005		1973	5	4
129	ЧП ХОРИЩЕНКО Л.А.		Днепровская д.547 кв.77	0,000		1973	5	4
130	ЧП САВРАНСКИЙ С.Л.		Днепровская д.551 кв.1	0,004		1970	5	4
131	ЧП ВОЛКОВА С.Г.		Днепровская д.551 кв.2	0,004		1970	5	4
132	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Днепровская д.559 кв.0	0,006		1968	5	4
133	ЧП БЕЗПАЛЬКО В.Б.		Днепровская д.559 кв.1	0,000		1968	5	4
134	ЧП КОМПАНИЕНКО В.В.		Днепровская д.559 кв.46	0,000		1968	5	4
135	ЧП ГВОЗДЕВ В.Г.		Днепровская д.559 кв.48	0,004		1968	5	4
136	ЧП МСТ		Днепровская д.563 кв.1	0,005		1967	5	4
137	ЧП ФИРМА "ЛОР"		Днепровская д.563 кв.3	0,011		1967	5	4
138	ЧП ПРИХОДЬКО Л.А.		Днепровская д.563 кв.17	0,005		1967	5	4
139	ЧП ТЕРЕЩУК И.В.		Днепровская д.563 кв.30	0,005		1967	5	4
140	ЧП ЮРЧЕНКО И.М.		Днепровская д.563 кв.31	0,005		1967	5	4
141	ЧП АНТОНОВА Т.А.		Днепровская д.563 кв.45	0,000		1967	5	4
142	КРЕМЕНЬ Е.		Днепровская д.565 кв.0	0,000		1967	5	4

143	ЧП БУБЛИК К.И.		Днепровская д.565 кв.3	0,005			1967	5	4
144	ЧП КНИЖНИК В.А.		Днепровская д.565 кв.16	0,005			1967	5	4
145	ПО "ЭТАЛОН" ЩЕРБАКОВ		Днепровская д.565 кв.46	0,003			1967	5	4
146	ООО "ПУЛЬМОТЕСТ"		Днепровская д.583 кв.9	0,005			1958	2	4
147	МЧМП "ТУРБОТА"		Искровская д.5 кв.63	0,004			1966	5	4
148	ЗАО "ПАВЛОГРАДХЛЕБ"		Искровская д.6 кв.-	0,029			1976	5	4
149	ЧП СОЛОВЬЯНЕНКО С.Н.		Искровская д.6 кв.30	0,009			1976	5	4
150	ЧП ТОРЯНИК А.И.		Искровская д.12 кв.0	0,011			1970	5	4
151	ЧП РУДЕНКО М.И.		Искровская д.12А кв.0	0,011			1979	5	4
152	ЧП "ИЗЮМИНКА"		Комарова д.3А кв.0	0,004			1973	5	4
153	ЧП МАРЧЕНКО Д.В.		Комарова д.5 кв.3	0,006			1979	5	4
154	ГООА ПАВЛ.НАЛАД. УПРАВЛ.		Комарова д.8 кв.7	0,000			1975	5	4
155	ПП "СУРАЖ-ТУР"		Комарова д.10 кв.1	0,000			1978	5	4
156	ЧП "ИЗЮМИНКА" (СВИТОЧ)		Комарова д.13 кв.0	0,070			1969	5	4
157	ЧП МАЛИЧ Н.Г.		Комарова д.13А кв.0	0,008			1974	5	4
158	ГБ"ОБЕРИГ"		Комарова д.14 кв.0	0,000			1972	5	4
159	ЧП СЕРГИЕНКО А.В.		Комарова д.15 кв.1	0,005			1968	5	4
160	ЧП ДМИТРЕНКО Н.П.		Комарова д.15 кв.31	0,005			1968	5	4
161	ООО "ПЕГАС С"		Комарова д.15 кв.47	0,004			1968	5	4
162	ЧП ПОСТАВНИЧИЙ А.А.		Комарова д.16 кв.0	0,000			1972	5	4
163	ЗАО "ПАВЛОГРАДХЛЕБ"		Комарова д.16 кв.11	0,003			1972	5	4
164	ЧП ТУРБИНИН О.А.		Комарова д.21 кв.3	0,005			1967	5	4
165	ЧП НАУМОВА Г.В.		Комарова д.21 кв.45	0,003			1967	5	4
166	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Парковая д.10 кв.0	0,009			1983	5	4
167	КП УЖКХ (ЖЕУ 3)		Парковая д.10 кв.1	0,039			1983	5	4
<b>7. Котельня 4-го МКР-ну</b>				<b>21,881</b>		<b>0,327</b>			
1	ж/д		Днепровская, 587	0,114			1969	2	1
2	ж/д		Днепровская, 589	0,113			1969	2	1
3	ж/д		Днепровская, 591	0,104			1972	2	1
4	ж/д		Днепровская, 593	0,113			1972	2	1
5	ж/д		Днепровская, 595	0,105			1969	2	1
6	СЛУЖЕБНОЕ ЗДАНИЕ		Днепровская д.597	0,124			1970	2	2
7	СЛУЖЕБНОЕ ЗДАНИЕ (ГАРАЖИ)		Днепровская д.597	0,029			1970		2
8	МАТЕРИАЛЬНЫЙ СКЛАД		Днепровская д.597	0,010			1970	1	2
9	МАСТЕРСКАЯ		Днепровская д.597	0,010			1970	1	2
10	УЧЕБНАЯ ШАХТА		Днепровская д.597	0,010			1970	1	2
11	ГАРАЖ		Днепровская д.597	0,008			1970	1	2

12	ЗДАНИЕ РПГ И ДС		Днепровская д.597	0,010			1996	2	2
13	ГАРАЖНЫЕ БОКСЫ (1 этаж)		Днепровская д.597	0,015			2004	2	2
14	ПОДСОБНЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ (2 этаж)		Днепровская д.597	0,011			2004		2
15	СПШ-18 ГОРОО		Искровская д.4А	0,195		0,057	1968	3	2
16	СПШ-18 ГОРОО Мастерские		Искровская д.4А	0,029		0,009	1968	1	2
17	СПШ-18 ГОРОО Спортзал		Искровская д.4А	0,031		0,009	1968	3	2
18	СПШ-18 ГОРОО Подвал		Искровская д.4А	0,005			1968	3	2
<b>8. Котельня ЗОШ-18</b>				<b>1,036</b>		<b>0,075</b>			
1	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Днепровская, 543	0,209			1975	5	1
2	ж/д	Семпал 10М (М2)	Ленинградская, 3а	0,210			1981	9	1
3	ж/д		Ленинградская, 3	0,338			1977	5	1
4	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 5	0,295			1977	5	1
5	ж/д		Ленинградская, 5а	0,195			1977	5	1
6	ж/д		Ленинградская, 6	0,188			1975	5	1
7	ж/д		Ленинградская, 7	0,200			1977	5	1
8	ж/д		Ленинградская, 7а	0,322			1975	5	1
9	ж/д		Ленинградская, 11/1	0,318			1978	5	1
10	ж/д	Семпал 10М (М2)	Ленинградская, 11/2	0,189			1978	5	1
11	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 12	0,375			1969	5	1
12	ж/д		Ленинградская, 14	0,212			1970	5	1
13	ж/д		Ленинградская, 15	0,317			1978	5	1
14	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 16	0,182			1969	5	1
15	ж/д		Ленинградская, 17	0,186			1978	5	1
16	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 19	0,203			1978	5	1
17	ж/д		Ленинградская, 21	0,309			1972	5	1
18	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 22	0,379			1971	5	1
19	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 23	0,216			1976	5	1
20	ж/д		Ленинградская, 24	0,373			1970	5	1
21	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 25	0,210			1976	5	1
22	ж/д		Ленинградская, 27	0,214			1976	5	1

23	ж/д		Ленинградская, 28	0,336			1972	5	1
24	ж/д		Ленинградская, 29	0,204			1976	5	1
25	ж/д		Ленинградская, 30	0,215			1981	5	1
26	ж/д		Ленинградская, 30а	0,215			1981	5	1
27	ж/д		Ленинградская, 35	0,310			1975	5	1
28	ж/д		Ленинградская, 37	0,154			1976	5	1
29	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 39	0,216			1975	5	1
30	ж/д		Ленинградская, 43	0,426			1975	5	1
31	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ленинградская, 45	0,317			1975	5	1
32	ж/д		Ленинградская, 47	0,320			1976	5	1
33	ж/д		Новороссийская, 4	0,218			1976	5	1
34	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Новороссийская, 6	0,209			1976	5	1
35	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Новороссийская, 14	0,188			1976	5	1
36	ж/д		Новороссийская, 16	0,311			1976	5	1
37	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Т.Федоровой, 1	0,202			1990	5	1
38	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Т.Федоровой, 3	0,207			1990	5	1
39	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Т.Федоровой, 5	0,273			1990	5	1
40	ж/д		Т.Федоровой, 7	0,278			1991	5	1
41	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Т.Федоровой, 9	0,202			1994	5	1
42	СП-10 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Ленинградская д.29А	0,309		0,1124	1977	3	2
43	СП-10 ГОРОО Спортзал		Ленинградская д.29А	0,031		0,0114	1977	3	2
44	ДДУ-60 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Новороссийская д.12	0,169		0,0837	1988	2	2
45	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А. МАГ. "ХОЗТОВАР		Ленинградская д.13А	0,004			1985	1	3
46	ПУВКХ КНС 3		Ленинградская д.25А	0,013			1985	1	3
47	ООО ГОРТЕХПРОМ		Ленинградская д.3А кв.1	0,009			1981	9	4
48	МЧП "АЛЕКСАНДР"		Ленинградская д.3А кв.36	0,004			1981	9	4
49	ЧП ЗАСЫПКИНА СВЕТЛАНА М.И.		Ленинградская д.5 кв.17	0,004			1977	5	4
50	ПО Ломбард "Эгалон" Щербак		Ленинградская д.5 кв.18	0,005			1977	5	4
51	ЧЛ ТИМЧУК Р.С.		Ленинградская д.5 кв.62	0,004			1977	5	4
52	ЧЛ МАЗУР Ю.Б. 0 0		Ленинградская д.5А кв.0	0,000			1978	5	4



53	ЧП САПОЖНИКОВ В.Б.		Ленинградская д.5А кв.0	0,000			1978	5	4
54	ООО "МЕД-ФАРМ-ЭКАС-П"		Ленинградская д.11/2 кв.46	0,013			1978	5	4
55	ГКП УПРАВЛЕНИЯ РЫНКАМИ		Ленинградская д.14 кв.2	0,000			1970	5	4
56	ЧП ЛИПАШОВА Г.В.		Ленинградская д.18 кв.107	0,004			1969	5	4
57	ОАО ОЩАДБАНК 2992		Ленинградская д.24 кв.0	0,011			1970	5	4
58	ЧП ПАРКИН С.Н.		Ленинградская д.24 кв.16	0,010			1970	5	4
59	ЧП БРАТУТА		Ленинградская д.24 кв.47	0,000			1970	5	4
60	ООО "КАДР ТБ"		Ленинградская д.26 кв.67	0,003			1970	5	4
61	ЧП ДРУЖЧЕНКО В.И.		Ленинградская д.28 кв.1	0,000			1972	5	4
62	ЧП РЯСНА Е.А.		Ленинградская д.28 кв.2	0,005			1972	5	4
63	ЧП ЖИЛКИНА В.В.		Ленинградская д.28 кв.3	0,004			1972	5	4
64	ДФАКИБ "Укрсиббанк" 94		Ленинградская д.28 кв.17	0,004			1972	5	4
65	ЧП КУТНЯ И.И.		Ленинградская д.28 кв.18	0,004			1972	5	4
66	ЧП ЦИБУЛИНА Л.Л.		Ленинградская д.28 кв.33	0,003			1972	5	4
67	ЧП ЦИБУЛИНА Л.Л.		Ленинградская д.28 кв.33	0,005			1972	5	4
68	ФКБ ПРИВАТБАНК (ОТД 9)		Ленинградская д.28 кв.46	0,005			1972	5	4
69	ЧП "ЧДМ-ФАРМ"		Ленинградская д.28 кв.47	0,000			1972	5	4
70	ООО "ПЕГАС"		Ленинградская д.28 кв.47	0,003			1972	5	4
71	ООО "ФАКУЛЬТЕТ"		Ленинградская д.28 кв.62	0,005			1972	5	4
72	ООО "ДЕВАР"		Ленинградская д.37 кв.0	0,006			1976	5	4
73	ЧП ЛАВРЕНКО В.Н.	PolluCom	Ленинградская, 39а	0,008			1976	5	4
74	ЧП КОПАНЕВА Л.И.		Ленинградская д.37 кв.1	0,008			1976	5	4
<b>9. Котельня 5-го МКР-ну</b>				<b>11,094</b>		<b>0,208</b>			
1	ж/д		Днепровская, 18	0,208			1989	9	1
2	ж/д		Днепровская, 20	0,165			1989	5	1
3	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Днепровская, 22	0,213			1987	9	1
4	ж/д		Днепровская, 24	0,189			1989	5	1
5	ж/д		3 пер.Челюскинцев , 1	0,064			1958	2	1
6	ж/д		3 пер.Челюскинцев , 3	0,066			1958	2	1
7	ж/д		3 пер.Челюскинцев , 5	0,076			1958	2	1
8	ж/д		3 пер.Челюскинцев , 7	0,064			1958	2	1
9	ж/д		3 пер.Челюскинцев , 9	0,064			1958	2	1
10	ж/д		35 Дивизии, 2	0,282			1987	5	1
11	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	35 Дивизии, 4	0,172			1989	5	1
12	ж/д	Семпал 10М (М2)-	35 Дивизии, 6	0,388			1994	9	1

		GPRS							
13	ж/д	Семпал 10М (М2)	Кооперативная, 5	0,205			1980	5	1
14	ж/д		Кооперативная, 15	0,081			1961	3	1
15	ж/д		Можайского, 4	0,215			1980	5	1
16	ж/д		Можайского, 6	0,178			1987	5	1
17	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Можайского , 8	0,165			1986	5	1
18	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Можайского, 8а	0,182			1995	9	1
19	ж/д		Можайского, 10	0,195			1986	5	1
20	ж/д		Можайского, 12	0,214			1980	5	1
21	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 1/1	0,200			1985	5	1
22	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 1/2	0,189			1985	5	1
23	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 2	0,193			1988	5	1
24	ж/д		Подгорная, 3	0,307			1987	5	1
25	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 4	0,197			1987	5	1
26	ж/д		Подгорная, 5	0,190			1987	5	1
27	ж/д		Подгорная, 6	0,315			1983	5	1
28	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 7	0,296			1987	5	1
29	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 8	0,294			1987	5	1
30	ж/д	Optimex	Подгорная, 9	0,135			1984	5	1
31	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Подгорная, 11	0,253			1987	9	1
32	ж/д		Подгорная, 12	0,186			1988	5	1
33	ж/д		Подгорная, 13	0,104			1962	3	1
34	ж/д		Подгорная, 14	0,201			1988	9	1
35	ж/д		Подгорная, 15	0,061			1960	3	1
36	ж/д		Подгорная, 17	0,059			1960	3	1
37	ж/д		Подгорная, 18	0,194			1988	5	1
38	ж/д		Подгорная, 19	0,085			1960	3	1
39	ж/д		Подгорная, 20	0,194			1986	5	1
40	ж/д		Челюскинцев , 6	0,184			1987	5	1

41	ж/д		Челюскинцев, 8	0,198			1987	5	1
42	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Челюскинцев, 14	0,249			1987	9	1
43	ж/д		Челюскинцев, 15/1	0,203			1987	5	1
44	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Челюскинцев, 15/2	0,173			1988	5	1
45	ж/д		Челюскинцев, 16	0,114			1959	2	1
46	ж/д		Челюскинцев, 18	0,056			1959	2	1
47	ж/д		Челюскинцев, 23	0,115			1968	5	1
48	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Челюскинцев, 23а	0,176			1989	5	1
49	ж/д		Шахтостроителей, 1/1	0,096			1962	4	1
50	ж/д		Шахтостроителей, 1/2	0,154			1962	5	1
51	ж/д		Шахтостроителей, 6	0,156			1960	4	1
52	ж/д		Шахтостроителей, 7	0,202			1984	5	1
53	ж/д		Шахтостроителей, 8	0,138			1959	4	1
54	ж/д		Шахтостроителей, 10	0,122			1961	3	1
55	ж/д		Шахтостроителей, 11	0,200			1987	5	1
56	ж/д		Шахтостроителей, 12	0,145			1961	4	1
57	СПШ-15 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Днепровская д.2А	0,427	0,187		1990	3	2
58	СПШ-15 ГОРОО Спортзал		Днепровская д.2А	0,040	0,018		1990	3	2
59	СПШ-16 ГОРОО		Днепровская д.2А	0,185	0,054		1965	3	2
60	СПШ-16 ГОРОО Спортзал		Днепровская д.2А	0,026	0,007		1965	3	2
61	СПИД ЛАБОРАТОРИЯ		Днепровская д.18 кв.1	0,011	0,005		1987	1	2
62	ОТД. КУЛЬТ.МУЗ.ШКОЛА 3	Семпал 11Т с GPRS	Днепровская д.20А	0,028			1961	1	2
63	БИБЛ. 5		Днепровская д.22	0,004			1987	9	2
64	ГОРБОЛНИЦА-1 (ЛАБОРАТ)		Подгорная д.19	0,011			1960	1	2
65	ДДУ-15 ГОРОО		Челюскинцев	0,169	0,044		1962	2	2
66	ДДУ-6 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Челюскинцев	0,092	0,036		1988	2	2
67	ГОРБОЛНИЦА-1 (ПОЛИК-2)		Челюскинцев д.23А	0,059			1989	1	2
68	УПР. ПЕНСИОННОГО ФОНДА		Шахтостроителей д.5	0,106			1968	3	2
69	ЧП КАМЕНЧУК Л.В. (КИОСК)		Подгорная д.30	0,006			1985	1	3
70	ЧП ТКАЧ А.Н. (КИОСК)		Челюскинцев д.0	0,000			1985	1	3
71	ПУВКХ КНС 4А		Шахтостроителей д.7А	0,056			1960	1	3
72	ЧП РОМАНЦОВ В.И.		Днепровская д.20 кв.1	0,003			1989	5	4
73	ЧП СЫРЫЦА А.А.		Подгорная д.14 кв.0	0,002			1988	9	4
74	ЧП "К-П-1"		Подгорная д.14 кв.0	0,008			1988	9	4
75	ЧП ПЛОШЕНКО Н.Н.		Подгорная д.14 кв.1	0,000			1988	9	4

76	ООО "КАДР ТБ"		Подгорная д.14 кв.4	0,004			1988	9	4
77	ЦЕНТР РАДИОЧАСТОТ		Подгорная д.14 кв.33	0,005			1988	9	4
78	ЧП ПОЛТОРАЦКАЯ Н.Н.		Челюскинцев д.18 кв.0	0,036			1959	2	4
79	ЧП КЛИМЕНКО Н.И.		Челюскинцев д.23 кв.0	0,005			1968	5	4
80	ЧП ЛИС Я.С.		Челюскинцев д.23 кв.23	0,005			1968	5	4
81	ООО МС "ДЕВЕЛОПМЕНТ"		Шахтостроителей д.1/1 кв.0	0,007			1962	4	4
82	ЧП МОРОЗ А.В.		Шахтостроителей д.1/1 кв.1	0,008			1962	4	4
83	ЧП ПОЛТОРАЦКАЯ Н.Н.		Шахтостроителей д.1/2 кв.0	0,005			1962	5	4
84	ЗАО "ПАВЛОГРАДХЛЕБ"		Шахтостроителей д.1/2 кв.0	0,006			1962	5	4
85	ПРОМИНВЕСТБАНК		Шахтостроителей д.1/2 кв.17	0,008			1962	5	4
86	ЧП ФЕДОРОВА Л.В.		Шахтостроителей д.1/2 кв.33	0,005			1962	5	4
87	ЧП ЧЕРКАШИН А.Н.		Шахтостроителей д.1/2 кв.51	0,004			1962	5	4
88	ЧП КОПАНЕВ С.А.		Шахтостроителей д.6 кв.0	0,036			1960	4	4
89	ЧП КАЛИНИЧЕНКО В.Г.		Шахтостроителей д.8 кв.1	0,006			1959	4	4
90	ФКБ ПРИВАТБАНК (ОТД 8)		Шахтостроителей д.8 кв.3	0,005			1959	4	4
91	ЧП ЗАГОРУЛЬКО С.В.		Шахтостроителей д.10 кв.0	0,008			1961	3	4
92	Ч Л ЗАРУБИН Н.Н.		Шахтостроителей д.12 кв.2	0,006			1961	4	4
<b>10. Котельня МКР-ну "Дніпровський"</b>				<b>11,112</b>			<b>0,351</b>		
1	ж/д		Днепровская, 336	0,054			1954	3	1
2	ж/д		Днепровская, 336/2	0,093			1988	2	1
3	ж/д		Днепровская, 340	0,177			1968	5	1
4	ж/д		Днепровская, 340а	0,110			1968	2	1
5	ж/д		Днепровская, 344а	0,098			1964	2	1
6	ж/д		Днепровская, 346	0,113			1965	2	1
7	ж/д		Днепровская, 346а	0,045			1952	5	1
8	ж/д		Днепровская, 348	0,296			1975	5	1
9	ж/д		Днепровская, 350	0,217			1964	2	1
10	ж/д		Днепровская, 352	0,112			1963	2	1
11	ж/д		Днепровская, 354	0,114			1969	2	1
12	ж/д		Днепровская, 354а	0,111			1970	2	1
13	ж/д		Днепровская, 358	0,117			1953	2	1
14	ж/д		Днепровская, 362	0,043			1966	5	1
15	ж/д		Днепровская, 364	0,213			1980	5	1
16	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Днепровская, 366	0,328			1934	5	1
17	ж/д	Семпал 10М (М2)	Днепровская, 368	0,306			1994	5	1
18	ж/д	Семпал 10М (М2)-	Днепровская, 370а	0,304			1981	5	1

		GPRS							
19	ж/д		Днепровская, 372	0,374			1993	5	1
20	ж/д		Геологов, 2	0,012			1960	1	1
21	ж/д		Геологов, 5	0,008			1960	1	1
22	ж/д		Геологов, 6а	0,007			1960	1	1
23	ж/д		Геологов, 7а	0,009			1960	1	1
24	ж/д		Геологов, 7б	0,010			1960	1	1
25	ж/д		Геологов, 9	0,010			1960	1	1
26	ж/д		Геологов, 13	0,009			1960	1	1
27	ж/д		Геологов, 14	0,010			1960	1	1
28	ж/д		Геологов, 17	0,012			1960	1	1
29	ж/д		Геологов, 18	0,000			1960	1	1
30	ж/д		Геологов, 19	0,000			1960	1	1
31	РАЙОТДЕЛ УМВС		Днепровская д.338	0,068			1966	2	2
32	ДДУ-18 ГОРОО		Днепровская д.346	0,071			1966	2	2
33	УГОЛОВНО-ИСПОЛН.ИНСПЕКЦ		Днепровская д.348	0,003			1975	5	2
34	<b>СПШ-20 ГОРОО</b>	Семпал 10М (М2)	Днепровская д.400	0,194		0,080	1993	3	2
35	СПШ-20 ГОРОО Спортзал	Семпал 10М (М2)	Днепровская д.400	0,042		0,018	1993	3	2
36	СПШ-20 ГОРОО Мастерские	Семпал 10М (М2)	Днепровская д.400	0,018			1993	3	2
37	ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ	Семпал 10М (М2)	Днепровская д.400 кв.1	0,182			1993	3	3
38	ПУВКХ КНС"РТС"		Днепровская д.348 В	0,016			1975	1	3
39	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4		Днепровская д.336 кв.2	0,007			1954	3	4
40	МЧП "МИКИ" (МАГАЗИН)	Calmex-U	Днепровская д.340 кв.0	0,040			1968	5	4
41	ЧП КОПАНЕВ А.С.		Днепровская д.340 кв.1	0,022			1968	5	4
42	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Днепровская д.344 кв.0	0,013			1968	2	4
43	ООО ФИРМА "ЛЕРС"		Днепровская д.344А кв.0	0,013			1964	2	4
44	ЧП ПРУДСКАЯ З.И.		Днепровская д.348 кв.1	0,005			1975	5	4
45	ЧП СКОРОБОГАТОВА С.В. - -	Ultraheat 2WR	Днепровская д.348 кв.2	0,014			1975	5	4
46	ЧП ТРЕТЬЯК А.В.		Днепровская д.372 кв.102	0,000			1993	5	4
47	ЧП МИНЕНКО В.Н.		Днепровская д.372 кв.102	0,004			1993	5	4
<b>11. Котельня селища геологів</b>				<b>4,024</b>		<b>0,098</b>			
1	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Днепровская, 14	0,209			1966	4	1
2	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Днепровская, 14а	0,110			1979	5	1
3	ж/д		Днепровская, 16	0,157			1961	4	1
4	ж/д		Днепровская, 47	0,010			1966	1	1

5	ж/д		Днепровская, 53	0,000		1966	1	1
6	ж/д		Днепровская, 57	0,010		1966	1	1
7	ж/д		1 пер.Ушинского, 1	0,010		1959	1	1
8	ж/д		1 пер.Ушинского, 2	0,012		1959	1	1
9	ж/д		1 пер.Ушинского, 4	0,009		1959	1	1
10	ж/д		2-й пер.Ушинского, 1	0,000		1959	1	1
11	ж/д		2-йпер.Ушинского, 3	0,012		1959	1	1
12	ж/д		Кооперативная, 1	0,137		1984	5	1
13	ж/д		Кооперативная, 20	0,012		1959	1	1
14	ж/д		Ушинского, 1	0,010		1959	1	1
15	ж/д		Ушинского, 3	0,020		1959	1	1
16	ж/д		Ушинского, 6	0,021		1959	1	1
17	ж/д		Ушинского, 7	0,011		1959	1	1
18	ж/д		Ушинского, 10	0,014		1959	1	1
19	ж/д		Ушинского, 17	0,010		1959	1	1
20	ж/д		Ушинского, 15	0,009		1959	1	1
21	ж/д		Челюскинцев, 22	0,019		1959	1	1
22	ж/д		Челюскинцев, 25	0,012		1959	1	1
23	ж/д		Челюскинцев, 26	0,021		1959	1	1
24	ж/д		Челюскинцев, 27	0,011		1959	1	1
25	ж/д		Челюскинцев, 29	0,013		1959	1	1
26	ж/д		Шахтостроителей, 2	0,115		1959	5	1
27	ГО УМДД УКРАИНЫ		Днепровская д.10	0,023		1992	2	2
28	МРЭО Г.ПАВЛОГРАДА	Pollstat с GPRS	Днепровская д.10	0,023		1992	2	2
29	МВ УМВС		Днепровская д.59	0,024		1960	1	2
30	ДЮСШ "КОЖАНАЯ ПЕРЧАТКА"		Ушинского д.12	0,043		1961	1	3
31	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4		Днепровская д.14 кв.0	0,002		1966	4	4
32	ЗАО ФИРМА "КНИГА"		Днепровская д.16 кв.0	0,000		1961	4	4
33	ЧП ЖИГАДЛЮ Б.С.		Днепровская д.16 кв.1	0,002		1961	4	4
34	АП "АВТОТУРИСТ"		Днепровская д.16 кв.2	0,000		1961	4	4
35	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Днепровская д.16 кв.3	0,015		1961	4	4
36	ЧП ПУТРОВА Э.В.		Днепровская д.16 кв.4	0,023		1961	4	4
37	МЧП ФИРМА АТН АЛЬФА		Шахтостроителей д.2 кв.0	0,008		1959	5	4
38	ЗАГОРУЛЬКО С.В.		Шахтостроителей д.2 кв.2	0,001		1959	5	4
39	ЧП МЕЛЬНИЧУК Н.А.		Шахтостроителей д.2 кв.1	0,006		1959	5	4
<b>12. Котельня ПСШ-1а</b>				<b>1,144</b>		<b>0,000</b>		
1	ж/д		Заводская, 17	0,386		1973	5	1

2	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 19	0,180			1973	5	1
3	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 23	0,170			1974	5	1
4	ж/д		Заводская, 25	0,180			1973	5	1
5	ж/д		Заводская, 26	0,163			1966	5	1
6	ж/д		Заводская, 27	0,212			1974	5	1
7	ж/д		Заводская, 28	0,128			1969	5	1
8	ж/д		Заводская, 29	0,300			1975	5	1
9	ж/д		Заводская, 30	0,133			1992	5	1
10	ж/д		Заводская, 31	0,206			1976	5	1
11	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 32	0,116			1970	5	1
12	ж/д		Заводская, 33	0,330			1980	5	1
13	ж/д		Заводская, 34	0,191			1992	5	1
14	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 36	0,218			1984	5	1
15	ж/д		Заводская, 37	0,305			1983	5	1
16	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 39	0,194			1980	5	1
17	ж/д		Заводская, 41	0,191			1978	5	1
18	ж/д		Заводская, 43	0,196			1977	5	1
19	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 45	0,208			1977	5	1
20	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Заводская, 47	0,211			1979	5	1
21	ж/д		Кольцевая, 1	0,201			1980	5	1
22	ж/д		Кольцевая, 2	0,205			1979	5	1
23	ж/д		Кольцевая, 3	0,170			1976	5	1
24	ж/д		Кольцевая, 4	0,178			1976	5	1
25	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Кольцевая, 6	0,311			1976	5	1
26	ж/д		Кольцевая, 7	0,203			1977	5	1
27	ж/д		Садовниченко, 1	0,173			1999	5	1
28	ж/д		Садовниченко, 2	0,193			1987	5	1
29	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Садовниченко, 3	0,219			1968	5	1
30	ж/д	Семпал 10М (М2)-	Садовниченко, 4	0,288			1982	5	1

		GPRS							
31	ж/д		Садовниченко, 5	0,191			1991	5	1
32	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Садовниченко, 6	0,282			1982	5	1
33	ж/д		Садовниченко, 7	0,162			1991	5	1
34	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Садовниченко, 8а	0,234			1990	5	1
35	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Садовниченко, 9	0,218			1968	5	1
36	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Садовниченко, 10	0,277			1983	5	1
37	ж/д		Садовниченко, 11	0,098			1939	3	1
38	ж/д		Садовниченко, 12	0,268			1988	5	1
39	ж/д		Садовниченко, 15	0,101			1991	5	1
40	ж/д		Садовниченко, 17	0,222			1970	5	1
41	ж/д		Садовниченко, 19	0,185			1990	5	1
42	ж/д		Садовниченко, 21	0,190			1990	5	1
43	ж/д		Садовниченко, 23	0,226			1970	5	1
44	ж/д		Садовниченко, 25	0,180			1989	5	1
45	ж/д		Сташкова, 1	0,147			1966	5	1
46	ж/д		Сташкова, 1а	0,191			1985	5	1
47	ж/д		Сташкова, 2	0,164			1994	5	1
48	ж/д		Сташкова, 5	0,164			1992	5	1
49	ж/д		Сташкова, 6	0,188			1991	5	1
50	ж/д		Сташкова, 7	0,091			1969	5	1
51	ж/д		Сташкова, 8	0,167			1991	5	1
52	ж/д		Сташкова, 9	0,187			1993	5	1
53	ж/д		Сташкова, 9а	0,200			1980	5	1
54	ж/д		Сташкова, 10	0,211			1969	5	1
55	ж/д		Сташкова, 11	0,235			1966	5	1
56	ж/д		Сташкова, 11а	0,287			1988	5	1
57	ж/д		Сташкова, 12	0,043			1938	4	1
58	ж/д		Сташкова, 12а	0,086			1997	5	1
59	ж/д		Сташкова, 13	0,185			1980	5	1
60	ж/д		Сташкова, 14	0,122			1993	5	1
61	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Сташкова, 15	0,209			1977	5	1
62	ж/д		Сташкова, 16	0,110			1970	5	1



63	ж/д		Сташкова, 18	0,176			1989	5	1
64	ж/д		Сташкова, 20	0,189			1989	5	1
65	ж/д		Сташкова, 21	0,279			1987	5	1
66	ж/д		Сташкова, 22	0,114			1964	5	1
67	ж/д		Сташкова, 23	0,225			1989	5	1
68	ж/д		Сташкова, 25	0,293			2004	5	1
69	ж/д		Сташкова, 27	0,286			2002	5	1
70	ДДУ-3 ГОРОО		Заводская д.24	0,134		0,035	1976	2	2
71	ПХЗ КАЗАРМА №1		Заводская д.55	0,157			1965	3	2
72	ПХЗ КАЗАРМА №2		Заводская д.55	0,157			1964	3	2
73	ПХЗ КАЗАРМА №3		Заводская д.55	0,157			1986	3	2
74	ПХЗ КЛУБ		Заводская д.55	0,113			1962	2	2
75	ПХЗ СТОЛОВАЯ		Заводская д.55	0,055			1964	1	2
76	ПХЗ ШТАБ		Заводская д.55	0,115			1987	2	2
77	ПХЗ БАНЯ		Заводская д.55	0,012			1975	1	2
78	СП-11 ГОРОО	Calmex N2	Кольцевая д.8	0,287		0,084	1985	3	2
79	СП-11 ГОРОО Спортзал		Кольцевая д.8	0,049		0,014	1985	3	2
80	ДДУ-47 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Кольцевая д.8	0,162		0,071	1987	2	2
81	ДДУ-47 ГОРОО Бассейн		Кольцевая д.8	0,021		0,006	1987	1	2
82	СП-6 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Садовниченко д.12	0,254		0,074	1972	3	2
83	СП-6 ГОРОО Спортзал		Садовниченко д.12	0,057		0,017	1972	3	2
84	СП-6 ГОРОО Мастерские		Садовниченко д.12	0,028			1972	1	2
85	ДП ДОСПО"Центральный рын ЛЮТОК		Сташкова д.0	0,006			1991	1	3
86	<b>НПО ХИМ.ЗАВОД</b>		Сташкова д.12						3
87	<b>ОКС</b>		Сташкова д.15	0,000			1959	2	3
88	<b>ПУЭиС</b>		Сташкова д.12				1938		3
89	<b>Основное здание</b>		Сташкова д.12	0,114			1939	3	3
90	<b>Пристройка</b>		Сташкова д.12	0,059			1939	1	3
91	ООО "СКАЙ-ЛТД"		Заводская д.23 кв.0	0,005			1974	5	4
92	ПУВКХ АДМИН. ЗДАНИЕ		Заводская д.23 кв.1	0,033			1974	5	4
93	ЧП МЕЛЬНИК Т.М.		Заводская д.26 кв.0	0,000			1966	5	4
94	НПО ХИМ.ЗАВОД (ОКС)		Заводская д.26 кв.0	0,000			1966	5	4
95	ЧП ФИРМА "БЫТ"		Заводская д.26 кв.1	0,004			1966	5	4
96	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Заводская д.26 кв.2	0,000			1966	5	4
97	КП УЖКХ (ЖЭУ 9)		Заводская д.28 кв.0	0,031			1969	5	4
98	ДОЧ КОМП УКРТРАНСГАЗ		Заводская д.30 кв.14	0,003			1992	5	4
99	ООО "КАДР-ТБ"		Заводская д.39 кв.32	0,004			1980	5	4

100	ФКБ ПРИВАТБАНК (ПХЗ)		Заводская д.41 кв.47	0,003			1978	5	4
101	ЧП ЮРЧЕНКО Н.А.		Садовниченко д.3 кв.2	0,004			1968	5	4
102	ЧЛ ДИДЫЧ А.С.		Садовниченко д.3 кв.3	0,004			1968	5	4
103	ЧП МСТ		Садовниченко д.7 кв.18	0,006			1991	5	4
104	ЧП ЧУНИНА Е.А.		Садовниченко д.8 кв.2	0,003			1990	5	4
105	ЧЛ ГВОЗДЕВА А.П.		Садовниченко д.9 кв.0	0,004			1968	5	4
106	ЧП КАЛЬЧЕРИН А А		Садовниченко д.9 кв.2	0,005			1968	5	4
107	ЧП БОНДАР В.А.		Садовниченко д.12 кв.77	0,000			1988	5	4
108	ЧП ДЖУЛИК А.А.		Сташкова д.1 кв.0	0,000			1966	5	4
109	ООО"К Т В ПЛЮС		Сташкова д.1 кв.1	0,000			1966	5	4
110	ЧП МИЩЕНКО А.А.		Сташкова д.1 кв.1	0,004			1966	5	4
111	ООО ФИРМА "ЛЕРС" (ПХЗ)		Сташкова д.2А кв.0	0,003			1994	5	4
112	ЧП КАЛЬМУС Т.В.		Сташкова д.5 кв.47	0,003			1992	5	4
113	ОАО ОЩАДБАНК 2992		Сташкова д.7 кв.0	0,004			1969	5	4
114	ЧП БОНДАРЕНКО Е.В.		Сташкова д.7 кв.1	0,018			1969	5	4
115	ЧП АЛЕКСЕЕНКО А.А.		Сташкова д.7 кв.2	0,008			1969	5	4
116	ЧП БОНДАРЧУК И.М.		Сташкова д.10 кв.0	0,000			1969	5	4
117	ООО РИЕЛТ.КОМ."ДОМ"		Сташкова д.10 кв.0	0,000			1969	5	4
118	ЧП ПШЕНИЧНАЯ И.Н.		Сташкова д.11 кв.0	0,004			1966	5	4
119	ЧП САВЕНКО А.В.		Сташкова д.11 кв.0	0,006			1966	5	4
120	ЧП САВЕНКО А.В.		Сташкова д.11 кв.1	0,003			1966	5	4
121	ЧП ФИРМА "АЛЕНАТ"		Сташкова д.12 кв.1	0,000			1938	4	4
122	ООО ФИРМА "МОНОМАХ"		Сташкова д.12 кв.2	0,000			1938	4	4
123	ЧП МИГДАЙ Е.Е.		Сташкова д.14 кв.22	0,000			1993	5	4
124	ДОЧ КОМП УКРТРАНСГАЗ		Сташкова д.27 кв.9	0,008			1001	5	4
<b>13. Котельня ПХЗ №15</b>				<b>15,849</b>		<b>0,301</b>			
1	ж/д		Кравченко, 2	0,744			1985	9	1
2	ж/д	Січ	Кравченко, 2а	0,190			1991	5	1
3	ж/д		Кравченко, 2б	0,178			1991	5	1
4	ж/д		Кравченко, 4	0,337			1983	9	1
5	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Кравченко, 6	0,207			1978	5	1
6	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Станкостроителей, 2	0,202			1977	5	1
7	ж/д		Станкостроителей, 2а	0,201			1977	5	1
8	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 4	0,325			1977	5	1
9	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 6	0,300			1978	5	1

10	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 8	0,400			1978	5	1
11			<i>площ.по КЭТБ1</i>						
12	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 5	0,216			1979	5	1
13	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 10	0,211			1979	5	1
14	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 11	0,204			1979	5	1
15	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 12	0,306			1978	5	1
16	ж/д	Січ	Станкостроителей, 14	0,274			1978	5	1
17	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 20	0,198			1977	5	1
18			<i>площ.по КЭТБ2</i>						
19	ж/д	Семпал 10М (М2)	Кравченко, 6а	0,317			1982	5	1
20	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Кравченко, 8	0,206			1981	5	1
21	ж/д	Семпал 10М (М2)	Кравченко, 10	0,198			1981	5	1
22	ж/д		Кравченко, 12	0,284			1984	5	1
23	ж/д		Кравченко, 12а	0,253			1984	5	1
24	ж/д	Семпал 10М (М2)	Промышленная, 2	0,205			1982	5	1
25	ж/д	Семпал 10М (М2)	Промышленная, 4	0,218			1983	5	1
26	ж/д	Аква-МВТ	Станкостроителей, 1	0,409			1979	5	1
27	ж/д	Аква-МВТ	Станкостроителей, 1а	0,312			1979	5	1
28	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 3	0,303			1980	5	1
29	ж/д		Станкостроителей, 7	0,197			1979	5	1
30	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Станкостроителей, 7а	0,192			1986	5	1
31			<i>площ.по КЭТБ3</i>						
32	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Гагарина, 15	0,150			1991	5	1
33	ж/д		Гагарина, 17	0,191			1992	5	1
34	ж/д		Гагарина, 19	0,274			1991	5	1
35	ж/д	Семпал 10М (М2)	Гагарина, 21	0,232			1990	5	1
36	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Промышленная, 6	0,311			1984	5	1
37	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Промышленная, 8	0,323			1985	5	1
38	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 9	0,201			1981	5	1
39	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 13	0,204			1984	5	1
40	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 13а	0,212			1984	5	1
41	ж/д	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей, 15	0,214			1978	5	1
42			<i>площ.по КЭТБ4</i>						

43	ж/д		Гагарина, 30	0,176			1986	5	1		
44	ж/д		Гагарина, 32	0,191			1986	5	1		
45	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Гагарина, 34	0,187			1993	5	1		
46	ж/д	Семпал 10М (М2)	Гагарина, 36	0,291			1986	5	1		
47	ж/д		Гагарина, 38	0,199			1986	5	1		
48	ж/д		Промышленная, 14	0,179			1988	5	1		
49	ж/д		Промышленная, 16	0,189			1988	5	1		
50	ж/д		Промышленная, 18	0,305			1987	5	1		
51	ж/д		Промышленная, 20	0,192			1985	5	1		
52	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 22	0,178			1988	5	1		
53			<i>площ.по КЭТБ5</i>								
54	ж/д	Семпал 10М (М2)	Гагарина, 11	0,457			1992	9	1		
55	ж/д		Гагарина, 22	0,210			1985	5	1		
56	ж/д		Гагарина, 24	0,183			1987	5	1		
57	ж/д		Гагарина, 26	0,196			1987	5	1		
58	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Гагарина, 28	0,193			1986	5	1		
59			<i>площ.по КЭТБ6</i>								
60	ж/д	SKM-1-03	Воиновой, 9	0,300			1990	5	1		
61	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 26	0,199			1991	5	1		
62	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 28	0,190			1989	5	1		
63	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 28а	0,185			1989	5	1		
64	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 30	0,218			1985	5	1		
65	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Промышленная, 32	0,206			1989	5	1		
66	ж/д		Промышленная, 34	0,195			1989	5	1		
67	ж/д		Промышленная, 36	0,156			1990	5	1		
68	ж/д		Промышленная, 36/1	0,200			1991	5	1		
69			<i>площ.по КЭТБ7</i>								
70	ж/д		Балашовская, 2	0,206			1982	5	1		
71	ж/д		Балашовская, 4	0,204			1981	5	1		
72	ж/д	Семпал 10М (М2)-	Балашовская, 6	0,195			1983	5	1		

		GPRS								
73	ж/д		Балашовская, 8	0,214			1982	5	1	
74	ж/д		Балашовская, 12	0,206			1983	5	1	
75	ж/д		Балашовская, 14	0,216			1984	5	1	
76	ж/д		Воиновой, 2	0,199			1983	5	1	
77	ж/д		Воиновой, 4	0,208			1985	5	1	
78	ж/д		Гагарина, 4	0,400			1984	9	1	
79	ж/д		Гагарина, 10	0,181			1985	5	1	
80	ж/д		Балашовская, 10	0,209			1983	5	1	
81	ж/д		Гагарина, 6	0,191			1983	5	1	
82			<i>площ.по КЭТБ20а</i>							
83	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Малиновского, 1	0,304			1989	5	1	
84	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Малиновского, 3	0,198			1989	5	1	
85	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Малиновского, 3а	0,191			1989	5	1	
86			<i>площ.по КЭТБ20б</i>							
87	ж/д		Воиновой, 6	0,293			1988	5	1	
88	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Воиновой, 8	0,298			1986	5	1	
89	ж/д		Воиновой, 10	0,242			1987	5	1	
90	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Воиновой, 12	0,190			1987	5	1	
91	ж/д	Семпал 10М (М2)	Воиновой, 14	0,194			1987	5	1	
92	ж/д		Воиновой, 16	0,180			1989	5	1	
93	ж/д		Воиновой, 18	0,175			1990	5	1	
94	ж/д		Воиновой, 20	0,142			1994	9	1	
95			<i>площ.по КЭТБ20в</i>							
96	ж/д		Балашовская, 1	0,211			1984	5	1	
97	ж/д		Балашовская, 3	0,189			1987	5	1	
98	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Балашовская, 5	0,213			1984	5	1	
99	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Балашовская, 7	0,215			1983	5	1	
100	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Балашовская, 9	0,195			1985	5	1	
101	ж/д	Семпал 10М (М2)-	Балашовская, 11	0,213			1985	5	1	

		GPRS								
102	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Балашовская, 13	0,185			1986	5	1	
103	ж/д		Днепровская, 416	0,229			1999	9	1	
104	ж/д		Днепровская, 418	0,255			1996	9	1	
105	ж/д	Аква-МВТ	Днепровская, 420	0,238			1992	9	1	
106	ж/д		Днепровская, 422	0,247			1995	9	1	
107	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Днепровская, 424	0,253			1991	9	1	
108		<i>площ.по КЭТБ20г</i>								
109	ж/д		Новая, 2	0,269			1985	5	1	
110	ж/д		Новая, 4	0,269			1983	5	1	
111	ж/д		Новая, 6	0,191			1976	5	1	
112	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Новая, 8	0,193			1974	5	1	
113	ж/д		Новая, 10	0,119			1984	9	1	
114	ж/д		Новая, 12	0,098			1977	5	1	
115	ж/д		Новая, 14	0,102			1979	5	1	
116	ж/д		Новая, 16	0,097			1978	5	1	
117	ж/д	Семпал 10М (М2)	Новая, 18	0,203			1979	5	1	
118	ж/д	Семпал 10М (М2)	Новая, 18а	0,206			1980	5	1	
119	ж/д		Новая, 20	0,212			1978	5	1	
120	ж/д		Новая, 22	0,204			1979	5	1	
121	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Новая, 24	0,196			1978	5	1	
122	ж/д	Семпал 10М (М2)	Новая, 26	0,216			1977	5	1	
123	ж/д		Новая, 28	0,275			1987	9	1	
124		<i>площ.по КЭТБ Зап.</i>								
125	ж/д	Семпал 10М (М2)- GPRS	Новая, 1	0,310			1975	5	1	
126	ж/д		Новая, 3	0,310			1975	5	1	
127	ж/д		Новая, За	0,255			1976	5	1	
128	ж/д		Новая расч, 5	0,308			1977	5	1	
129	ж/д		Новая, 7	0,325			1980	5	1	
130		<i>площ.по КЭТБ пос.Зап.</i>								
131	ж/д		Кравченко, 1	0,192			1989	5	1	
132	ж/д		Кравченко, 3	0,194			1988	5	1	
133	ж/д		Кравченко, 5	0,200			1988	5	1	

134	ж/д		Кравченко, 7	0,197			1988	5	1	
135	ж/д		Кравченко, 9	0,187			1988	5	1	
136	ж/д		Промышленная, 9/1	0,128			1981	9	1	
137			<i>пл. по Пятих.</i>							
138	ж/д		Достоевского, 2	0,141			1962	4	1	
139	ж/д		Достоевского, 2/1	0,302			1970	5	1	
140	ж/д		Достоевского, 2а	0,149			1962	4	1	
141	ж/д		Достоевского, 3	0,170			1982	5	1	
142	ж/д		Достоевского, 4	0,138			1938	3	1	
143	ж/д		Достоевского, 6/1	0,138			1962	3	1	
144	ж/д		Почтовая, 1	0,187			1965	4	1	
145	ж/д		Почтовая, 1а	0,163			1970	5	1	
146	ж/д		Почтовая, 2	0,102			1935	2	1	
147	ж/д		Почтовая, 3	0,200			1963	4	1	
148	ж/д		Почтовая, 3/1	0,208			1968	5	1	
149	ж/д		Почтовая, 3/2	0,213			1969	5	1	
150	ж/д		Почтовая, 3/3	0,204			1970	5	1	
151	ж/д		Почтовая, 4	0,226			1935	2	1	
152	ж/д		Почтовая, 5	0,183			1964	4	1	
153	ж/д		Почтовая, 6	0,136			1937	2	1	
154	ж/д		Почтовая, 8	0,128			1937	2	1	
155	ж/д		Почтовая, 9	0,211			1975	5	1	
156	ж/д		Почтовая, 10	0,113			1937	2	1	
157	ж/д		Почтовая, 12	0,172			1977	5	1	
158	ж/д		Почтовая, 14	0,136			1937	2	1	
159	ж/д		Почтовая, 16	0,094			1937	2	1	
160	ж/д		Почтовая, 18	0,361			1936	2	1	
161	ж/д		Почтовая, 20	0,195			1971	5	1	
162	ж/д		Почтовая, 22	0,205			1971	5	1	
163	ж/д		Почтовая, 24	0,210			1972	5	1	
164	ж/д		Почтовая, 26	0,286			1977	5	1	
165	ж/д		Почтовая, 28	0,115			1981	5	1	
166	ж/д		Тельмана, 1	0,131			1955	3	1	
167	ж/д	Сalmex	Тельмана, 2	0,290			1990	9	1	
168	ж/д		Тельмана, 2/1	0,337			1967	5	1	
169	ж/д		Тельмана, 4/1	0,279			1968	5	1	
170	ж/д		Тельмана, 6/2	0,124			1957	3	1	

171	ДДУ-65 ГОРОО		Балашовская	0,181		0,048	1985	2	2
172	СПШ-21 ГОРОО		Балашовская д.1А	0,146		0,042	1984	2	2
173	ГОР. БОЛЬНИЦА ГВМ (Вет.аптека)		Балашовская д.9 кв.1	0,004		0,001	1985	5	2
174	ВАЛЕОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ГОРОО		Войновой д.0	0,164			1991	1	2
175	ДДУ-23 ГОРОО		Достоевского д.6А	0,076		0,020	1966	2	2
176	БИБЛ. 4		Кравченко д.4	0,013			1983	9	2
177	МЕДСАНЧАСТЬ 7 (ДП И ЖК)		Кравченко д.12	0,069			1985	5	2
178	СПШ-19 ГОРОО	Січ	Малиновского д.2	0,450		0,197	1990	3	2
179	СПШ-19 ГОРОО Спортзал		Малиновского д.2	0,040		0,017	1990	3	2
180	СПШ-19 ГОРОО Мастерские		Малиновского д.2	0,012			1990	3	2
181	СПШ-19 ГОРОО Подвал		Малиновского д.2	0,002			1990	3	2
182	МЕДСАНЧАСТЬ 7	СКМ1-У	Новая, 1А	0,410			1971	3,0	2
183	ДДУ-5 ГОРОО		Новая д.2	0,130		0,034	1976	2	2
184	КАЗАРМА 4		Промышленная д.1	0,363			1973	4	2
185	Клуб столовая		Промышленная д.1	0,182			1990	3	2
186	МЕДСАНЧАСТЬ 7 (СЕМ МЕДИЦ)		Почтовая д.12	0,015			1977	5	2
187	МЕДСАНЧАСТЬ 7 (СЕС)		Почтовая д.12	0,015			1977	5	2
188	ЗДП ЛИЦЕЙ (МАСТЕРСКИЕ)	Аква-МВТ	Промышленная д.11	0,256			1978	2	2
189	ЗДП ЛИЦЕЙ (ОБК)	Аква-МВТ	Промышленная д.11	0,162			1979	3	2
190	ЗДП ЛИЦЕЙ (УЧЕБН КОРПУС)	Сalmex-Compact	Промышленная д.11	0,152			1978	4	2
191	ЗДП ЛИЦЕЙ (ОБЩЕЖИТИЕ)		Промышленная д.11	0,169			1979	9	2
192	УЧЕБНЫЙ КОРПУС	Семпал 10М (М2)	Промышленная д.13	0,204		0,059	1984	4	2
193	КЛУБ-БИБЛИОТЕКА		Промышленная д.13	0,087			1984	2	2
194	СТОЛОВАЯ-СПОРТЗАЛ		Промышленная д.13	0,044		0,013	1984	1	2
195	ТЕПЛОПУНКТ	Семпал 10М (М2)	Промышленная д.13	0,007			1987	1	2
196	ГАРАЖ		Промышленная д.13	0,014			1995	1	2
197	ОБЩЕЖИТИЕ		Промышленная д.13	0,190			1987	4	2
198	МАСТЕРСКАЯ		Промышленная д.13	0,009			1985	1	2
199	ДДУ-61 ГОРОО		Станкостроителей д.1	0,174		0,046	1982	2	2
200	СПШ-5 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей д.5	0,377		0,110	1981	3	2
201	СПШ-5 ГОРОО Спортзал		Станкостроителей д.5	0,048		0,014	1981	3	2
202	ДДУ-53 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Станкостроителей д.6А	0,118		0,036	1978	2	2
203	ДДУ-53 ГОРОО Подвал		Станкостроителей д.6А	0,004			1978	2	2
204	РЕАБИЛ-ИОННЫЙ ЦЕНТР медсанч.№7		Станкостроителей, 1Б	0,010			1982	3	2
205	СТОМАТ. ПОЛИКЛИНИКА	Pollustat	Достоевского, 3А	0,059			1944	1	2
206	КБУ ФСК им.В.М.Шкуренко	Семпал 10М (М2)-GPRS	Тельмана д.1 кв.0	0,226			1968	2	2



207	СП-4 ГОРОО	Семпал 10М (М2)	Тельмана д.3 кв.0	0,231		0,067	1974	3	2
208	СП-4 ГОРОО Спортзал		Тельмана д.3 кв.0	0,051		0,016	1974	3	2
209	ОТД. КУЛЬТ.МУЗ.ШКОЛА 2	Семпал 11Т с GPRS	Тельмана д.3 кв.1	0,093			1938	2	2
210	ПУВКХ КНС 31		Войновой д.20А	0,057			1980	1	3
211	ЧП ТИХОНОВА Е.Н. (КИОСК)		Гагарина д.0	0,000			1991	1	3
212	ЧП ЛЕВИНА Л.И.(КИОСК)		Гагарина д.0	0,000			1991	1	3
213	ЧП РЕЗНИК И.И. (КИОСК)		Гагарина д.11А	0,003			1992	1	3
214	ЧП РЕЗНИК И.И. (КИОСК)		Гагарина д.26	0,002			1987	1	3
215	ЧП РОМАНОВА И.Г. (КИОСК)		Гагарина д.11А	0,003			1992	1	3
216	ЧП ТЕРЕЩЕНКО Н.В.	PolluCom	Гагарина д.12	0,048			1997	1	3
217	ООО "АТЬ-МАРКЕТ"	Calmex N2	Гагарина д.12	0,388			1997	1	3
218	ХРАМ		Днепровская д.0	0,025			2007	1	3
219	НИКИФОРОВ		Днепровская д.424	0,011			1991	1	3
220	НИКИФОРОВ		Днепровская д.424	0,004			1991	1	3
221	ПУВКХ КНС"ПАРКОВАЯ"		Новая д.7А	0,010			1970	1	3
222	ЧП "ЗЕМЛЯ И ГЛИНА" ОФИС		Почтовая д.15	0,026			1976	1	3
223	ЧП "ЗЕМЛЯ И ГЛИНА" МАСТЕРСКИЕ		Почтовая д.15	0,091			1977	1	3
224	ЧП "ЗЕМЛЯ И ГЛИНА" СКЛАД		Почтовая д.15	0,000			1977	1	3
225	ЧП РОМАНОВА И.Г. (МАГАЗИН)		Промышленная д.6А	0,017			1977	1	3
226	ПУВКХ ВНС		Проходная ПМЗ д.0	0,000			1977	1	3
227	ПУВКХ БОКСЫ		Проходная ПМЗ д.0	0,000			1977	1	3
228	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А. МАГ. "ЛИАНА"	PolluCom	Станкостроителей д.5А	0,004			1991	1	3
229	ПУВКХ КНС 7		Станкостроителей д.7А	0,022			1986	1	3
230	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР"		Станкостроителей,14/73	0,001			1974	1	3
231	ЧП САГАДИЕВ А.Н. (Киоск)		Станкостроителей д.14Б	0,000			1991	1	3
232	ЧП ИВАНОВСКАЯ Н.В. (Киоск)	PolluCom	Станкостроителей д.14Б	0,008			1993	1	3
233	СВЯТО-СРЕТЕНСКИЙ ХРАМ		Тельмана д.8	0,023			1991	1	3
234	КП УЖКХ (ЖЕУ 7)		Тельмана д.8	0,022			1997	5	3
235	<b>ЗАВОД ИМ. МАКАРОВА</b>		Тельмана д.10						3
236	КОРПУС 2 (АБК 1 ЭТАЖ)			0,042					3
237	КОРПУС 100 (1 ЭТАЖ)			0,046					3
238	КОРПУС 60 (МАЛЯРКА)			0,091					3
239	ЦЕНТРАЛЬНАЯ ПРОХОДНАЯ			0,105					3
240	ГАРАЖ			0,000					3
241	Западная проходная			0,026					3
242	КНС 49			0,003					3
243	ВОХР			0,005					3

244	ДК МАШИНОСТРОИТЕЛЕЙ	Семпал 10М (М2)	Тельмана, 1	0,433					3
245	ВПЧ (без отдела кадров)			0,022					3
246	ЧП СКОРОБОГАТОВА С.В.	Ultraheat 2WR	Балашовская д.2 кв.1	0,006		1982	5		4
247	ЧП СКОРОБОГАТОВ О.П.		Балашовская д.2 кв.2	0,003		1982	5		4
248	МЧП ФИРМА "МЕТАЛИСТ"	Calmex-Compact	Гагарина д.4 кв.0	0,014		1984	9		4
249	ЧП СОЛОНИНА С.П.		Гагарина д.4 кв.2	0,004		1984	9		4
250	ЧП ТКАЧУК Н.А.		Гагарина д.4 кв.3	0,000		1984	9		4
251	ЧП КУСТОВА А.Г.		Гагарина д.4 кв.56	0,003		1984	9		4
252	ЧП БУЛДАКОВА С.И.		Гагарина д.4 кв.57	0,005		1984	9		4
253	МЧП ФИРМА АТН АЛЬФА		Гагарина д.4 кв.108	0,008		1984	9		4
254	ЧП ЯГОДА Л.М.		Гагарина д.6 кв.1	0,000		1983	5		4
255	ЧП ПРИХОДЬКО Л.В.	Pollucom	Гагарина д.10 кв.1	0,006		1985	5		4
256	ЧП ЗАСЫПКИНА С.М.		Гагарина д.10 кв.17	0,014		1985	5		4
257	ДФАКИБ "Укрсиббанк" 284		Гагарина д.10 кв.32	0,004		1985	5		4
258	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А КАФЕ "НЕСТОР"		Гагарина д.11 кв.0	0,006		1992	9		4
259	ЧП РОМАНОВА И.Г.		Гагарина д.11 кв.1	0,007		1992	9		4
260	ЧП КУКЛЕВ А.Е.		Гагарина д.11 кв.2	0,005		1992	9		4
261	ПАВЛ. СТАНКОЗАВОД		Гагарина д.11 кв.3	0,000		1992	9		4
262	ПАВЛ. СТАНКОЗАВОД		Гагарина д.11 кв.4	0,000		1992	9		4
263	ЧП САЛИКОВ С.Ю.		Гагарина д.11 кв.101	0,000		1992	9		4
264	ЧЛ САМАРСКАЯ Н.Г.		Гагарина д.26 кв.17	0,004		1987	5		4
265	ЩЕРБАКОВ И КОМПАНИЯ		Гагарина д.36 кв.76	0,006		1986	5		4
266	ТОВ "КОРНЕР-ЛИМИТЕД"		Днепровская д.418А кв.0	0,070		1996	1		4
267	ЧП "КОРНЕР-ЛИМИТЕД"		Днепровская д.418А кв.0	0,003		1996	1		4
268	УКРТЕЛЕКОМ ЦЕНТР СВ. 4		Днепровская д.420 кв.0	0,006		1992	9		4
269	ООО "СКАЙ-ЛТД"		Днепровская д.420А кв.0	0,000		1992	1		4
270	ЧП КОЗАЧЕНКО С.В.		Днепровская д.422 кв.2	0,003		1995	9		4
271	ДОБРОТУЛИНА Т.Н.		Днепровская д.424 кв.1	0,004		1991	9		4
272	ЧП МИХАЙЛЕНКО Т.И.		Днепровская д.424 кв.39	0,006		1991	9		4
273	ЧП ИСАЕВА С.П.		Днепровская д.424 кв.40	0,000		1991	9		4
274	ООО "ВЛАСТИЛИНА"		Достоевского д.2/1 кв.-	0,000		1970	5		4
275	ООО "СКАЙ-ЛТД"		Достоевского д.2А кв.0	0,070		1962	4		4
276	ЧП РОМАНОВА И.Г КИОСК		Кравченко д.1 кв.2	0,004		1989	5		4
277	РАДОТЕХНИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТ		Кравченко д.2 кв.38	0,006		1985	9		4
278	ЧП КОРОСТЫЛЕВА И.В.		Кравченко д.2А кв.17	0,004		1991	5		4
279	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А. МАГ. "АВГУСТА"		Кравченко д.2А кв.47	0,003		1991	5		4
280	ЧЛ КРАВЧЕНКО А.В.		Кравченко д.2Б кв.48	0,004		1991	5		4

281	ЧП ФРЕНД		Кравченко д.2 Б кв.2	0,003		1991	5	4
282	ЧП ПАУК И.Ф.		Кравченко д.4 кв.1	0,002		1983	9	4
283	ЧП "ВИТО-ФАРМ"		Кравченко д.4 кв.2	0,016		1983	9	4
284	ЧП БОРУШОК Е.Ф.		Кравченко д.4 кв.3	0,002		1983	9	4
285	ЧП АКПЕРОВ Б.А.		Кравченко д.4 кв.4	0,004		1983	9	4
286	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Кравченко д.4 кв.5	0,010		1983	9	4
287	ОАО ОЩАДБАНК 2992		Кравченко д.4 кв.6	0,010		1983	9	4
288	ЩЕРБАКОВ И КОМПАНИЯ		Кравченко д.4 кв.7	0,004		1983	9	4
289	КП УЖКХ (ЖЕУ №6)		Кравченко д.12 кв.0	0,011		1984	5	4
290	ПАВЛ. СТАНКЗАВОД		Кравченко д.12 кв.83	0,000		1984	5	4
291	ПАВЛ. СТАНКЗАВОД		Кравченко д.12 кв.84А	0,000		1984	5	4
292	ФЛ КИСЕЛЕВА О.В.		Новая д.4 кв.6	0,003		1983	5	4
293	ЧП "СОГДИАНА"		Новая д.5 кв.0	0,000		1977	5	4
294	РАЙФАЙЗЕН БАНК АВАЛЬ		Новая д.5 кв.16	0,012		1977	5	4
295	ЧП ГОЛЕВСКАЯ Л.И.		Новая д.5 кв.26	0,007		1977	5	4
296	ЧП ШОХЕВА Н.В.		Новая д.5 кв.47	0,006		1977	5	4
297	ЧП ГАРКУША Ю.В.		Новая д.5 кв.66	0,006		1977	5	4
298	ЗАО "ПАВЛОГРАДХЛЕБ"		Новая д.10 кв.1	0,003		1984	9	4
299	ЧП ЛОБАНОВА М.А.		Новая д.10 кв.3	0,000		1984	9	4
300	КП УЖКХ (ЖЕУ 6)		Кравченко, 12	0,013		1984	5	4
301	ООО ТЕХНОИНФОСЕРВИС	Optimex	Почтовая д.1а	0,025		1970	5	4
302	ЧП "ФРЕГАТ-ТУР"		Почтовая д.1А кв.1	0,001		1970	5	4
303	ООО "МЕДФАРМ"		Почтовая д.1А кв.2	0,003		1970	5	4
304	ЧП КУТНЕНКО П.И.		Почтовая д.3/3 кв.0	0,011		1970	5	4
305	ЛЎКИ УКРАЇНИ АПТЕКА 10		Почтовая д.12 кв.1	0,000		1977	5	4
306	ЧП КОВАЛЬ А.А.		Станкостроителей д.2А кв.1	0,000		1977	5	4
307	ЧП ТЕСЛЕНКО А.А.		Станкостроителей д.3 кв.0	0,007		1980	5	4
308	ЧП ТЕСЛЕНКО А.А.		Станкостроителей д.3 кв.0	0,008		1980	5	4
309	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А.		Станкостроителей д.5 кв.-	0,032		1979	5	4
310	ЧП ЛЫСАК М М		Станкостроителей д.8 кв.0	0,000		1978	5	4
311	ООО "АЭЛИТА"		Станкостроителей д.8 кв.0	0,006		1978	5	4
312	ЧП "СОГДИАНА"		Станкостроителей д.8 кв.107	0,007		1978	5	4
313	ЧП ПРИХОДЬКО Л.В.	PolluCom	Станкостроителей д.56 кв.0	0,013		1978	5	4
314	МЧП МПФ "РЕМО"		Станкостроителей д.8А кв.1	0,016		1978	5	4
315	ЧП ПРИХОДЬКО Л.В. (РЫБА)		Станкостроителей д.8А кв.5	0,000		1978	5	4
316	ООО ФИРМА "ЛЕРС"		Станкостроителей д.9 кв.48	0,005		1981	5	4
317	ЧП МИЩЕНКО А.А.		Станкостроителей д.11 кв.0	0,003		1979	5	4

318	ООО ФИРМА "ЛЕРС"		Станкостроителей д.11А кв.0	0,009		1979	1	4
319	ЧП КАРНАУХ Ю.В.		Станкостроителей д.12 кв.1	0,006		1978	5	4
320	Банк Финансы и кредит"		Станкостроителей д.14 кв.0	0,010		1978	5	4
321	ЧП ДЖУСОВА Н В		Станкостроителей д.14 кв.0	0,006		1978	5	4
322	ЧЛ ГВОЗДЕВА А.П.		Станкостроителей д.14 кв.0	0,005		1978	5	4
323	ООО "МЕДСЕРВИС"		Станкостроителей д.14 кв.1	0,000		1978	5	4
324	ЧП ГРИДИН Л.И.		Станкостроителей д.14 кв.2	0,014		1978	5	4
325	ЧП БЫЧИК С.А.		Станкостроителей д.14 кв.17	0,000		1978	5	4
326	ЧЛ ХИЛИНСКИЙ А.П.		Станкостроителей д.14 кв.32	0,002		1978	5	4
327	ООО МС "ДЕВЕЛОПМЕНТ"		Станкостроителей д.14 кв.32	0,007		1978	5	4
328	ЧП ОСПИЦЕВА Т.Н.		Станкостроителей д.14 кв.41	0,006		1978	5	4
329	ЧП ХОРОШ И.В.		Станкостроителей д.14 кв.71	0,006		1978	5	4
330	ООО "БИЗНЕС-ЦЕНТР"		Станкостроителей д.14 кв.73	0,002		1978	5	4
331	ФКБ ПРИВАТБАНК		Станкостроителей д.20 кв.1	0,006		1977	5	4
332	ЧП ЧЕГРЕНЕЦ С.Л.		Станкостроителей д.20 кв.33	0,005		1977	5	4
333	ЧП МИХАЙЛОВ В.Э.		Станкостроителей д.20 кв.47	0,007		1977	5	4
334	ЗАО ФИРМА "КНИГА"		Тельмана д.2 кв.0	0,015		1990	9	4
335	ЧП КОПАНЕВ С.С.		Тельмана д.4/1 кв.0	0,022		1968	5	4
336	ЧЛ МОСКАЛЮК А.Г.		Тельмана д.4/1 кв.1	0,000		1968	5	4
<b>14. Котельня селища "Нове" (ПМЗ)</b>				<b>41,606</b>		<b>0,720</b>		
1	ж/д		Ватутина, 18	0,145		1961	3	1
2	ж/д		Ватутина, 20	0,136		1962	3	1
3	ж/д		Ватутина, 20А	0,286		1972	5	1
4	ж/д		Ватутина, 22	0,138		1962	3	1
5	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Ватутина, 24	0,150		1965	3	1
6	ж/д		Майская, 1а	0,225		1957	5	1
7	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Толстого, 21	0,196		1994	5	1
8	ж/д	Семпал 10М (М2)-GPRS	Толстого, 24	0,274		1988	5	1
9	ж/д		Харьковская, 15А	0,312		1976	5	1
10	ж/д		Харьковская, 74а	0,207		1975	5	1
11	ж/д		Харьковская, 76а	0,102		1964	5	1
12	ж/д		К.Маркса (Хар 76Б), 1	0,350		1964	4	1
13	ж/д		Гоголя, 2	0,216		1974	5	1
14	ж/д		17 Сентября, 20/1	0,207		1980	5	1

15	ж/д		Толстого, 17	0,205			1980	5	1
16	РАДИОВЕЩАТ ЦЕНТР		Харьковская д.0	0,030			1965	1	3
17	ДП "ОТАВА"		К Маркса д.1А	0,000			1914	4	3
18	УКРПОЧТА ЦЕНТР СВЯЗИ 7		Харьковская д.76	0,010			1914	1	3
19	ЧП КОРХОВА Л.Е. (КИОСК)		Харьковская д.76	0,002			1992	1	3
20	ЧП ШЕВЧЕНКО А.А. 0 0		Ватутина д.22 кв.0	0,003			1962	3	4
21	ЧП ЕПОВА В.Г.		Толстого д.24 кв.0	0,000			1988	5	4
22	ЧП ШУКЮРОВ Г.Г.		Харьковская д.15А кв.0	0,010			1976	5	4
23	ЧП МИЩЕНКО О В		Харьковская д.15А кв.61	0,005			1976	5	4
24	КП "УДАЧА"	PolluCom	Харьковская д.74Б кв.0	0,024			1992	1	4
<b>15. Котельня військової частини</b>				<b>3,233</b>		<b>0,000</b>			
1	ГОРБОЛЬНИЦА №4								2
2	ПИЩЕБЛОК		Днепровская 541	0,018			1981	1	2
3	ХОЗКОРПУС		Днепровская 541	0,042			1981	1	2
4	СКЛАД РЕАКТИВОВ		Днепровская 541	0,005			1981	1	2
5	ПАТОЛОГОАНАТОМ		Днепровская 541	0,027			1981	1	2
6	СКЛАД		Днепровская 541	0,038			1995	1	2
7	КИСЛОРОД		Днепровская 541	0,003			1981	1	2
8	ИНФЕКЦИОННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ		Днепровская 541	0,159	0,058		1981	2	2
9	ГАРАЖ		Днепровская 541	0,021			1981	1	2
10	ГАРАЖ		Днепровская 541	0,028			1995	1	2
11	ГЛАВНЫЙ КОРПУС		Днепровская 541	1,102			1980	5	2
12	ПУВКХ КНС ЦГБ-4		Днепровская 541 Б	0,003			1967	1,00	3
<b>16. Котельня МЛ №4</b>				<b>1,446</b>	<b>0,058</b>	<b>0,000</b>			
1	ДК "ШАХТОСТРОИТЕЛЕЙ"		Днепровская д.77 Б	0,134			1975	1	2
<b>17. Котельня ДК "Шахтобудівників"</b>				<b>0,134</b>		<b>0,000</b>			
1	МЕД.САН.ЧАСТЬ 15								2
2	ЗДАНИЕ ПОЛИКЛИНИКИ		Больничный д.1А	0,136			1938	2	2
3	ЗДАНИЕ СТАЦИОНАРА		Больничный д.1А	0,190			1938	3	2
4	ЗД. ЦЕНТР. СТЕРИЛИЗАЦ. ОТД		Больничный д.1А	0,005			1938	1	2
5	ЗДАНИЕ СКОРОЙ ПОМОЩИ И АХЧ		Больничный д.1А	0,029			1938	1	2
6	ЗДАНИЕ СКЛАДА-САРАЯ		Больничный д.1А	0,013			1938	1	2
7	ЗДАНИЕ ХОЗ. КОРПУСА		Больничный д.1А	0,050			1938	1	2
8	ЦЕНТР ТВОРЧЕСТВА ГОРОО		Заводская д.23А	0,042			1938	2	2
9	НПО ХИМ.ЗАВОД АПТЕКА ТУРБОТА		Заводская д.23А	0,002			1938	3	3
10	НПО ХИМ.ЗАВОД АПТЕКА ФАРМАЦИЯ		Заводская д.23А	0,002			1938	3	3

<i>18. Котельня ПХЗ-17</i>	<i>0,469</i>		<i>0,000</i>			
<i>ВСЬОГО по Підприємству:</i>	<i>151,280</i>	<i>0,058</i>	<i>2,862</i>			