

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Факультет: інженерних систем і екології

Випускова кафедра: теплотехніки

Освітній вищої освіти: «магістр за ОПП»

Спеціальність: 144 «Теплоенергетика»

Освітня програма: «Енергетичний менеджмент, енергоефективні муніципальні та промислові теплові технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри теплотехніки

_____ Михайло КИРИЧЕНКО

«__» _____ 2025 року

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
ЗДОБУВАЧА СТУПЕНЯ ВИЩОЇ ОСВІТИ МАГІСТР**

Барилюк Дмитро Владиславович

1. Тема роботи «Низькоексергетичні системи централізованого теплопостачання», затверджена наказом ректора КНУБА № _____ від _____ року.
2. Керівник роботи Погосов Олександр Григорович, кандидат технічних наук, доцент.
3. Термін подання студентом роботи до захисту _____
4. Зміст пояснювальної записки за розділами:
 - Р.1. Вступ
 - Р.2. Концепція низькоексергетичних систем теплопостачання
 - Р.3. Тепломеханічна схема джерела теплової енергії для низькоексергетичних систем
 - Р.4. Моделювання системи теплопостачання
 - Р.5. Техніко-економічне обґрунтування низько-ексергетичних систем централізованого теплопостачання
5. Графічний матеріал за розділами:
 - Р.4. Л1. Схема теплової мережі
 - Р.4. Л.2. Зміна температури навколишнього середовища
 - Р.4. Л.3. Затримка температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів 45/40°C
 - Р.4. Л.4. Затримка температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів 95/70°C
 - Р.4. Л.5. Затримка температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів 80/60°C

Р.4. Л.6. Затримка температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів 130/70°C

Р.4. Л.7. Затримка температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів 150/70°C

6. Консультанти розділів атестаційної випускної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірів	
		Дата	Підпис

7. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Вступ	жовтень 2025 р.
Розділ 2. Концепція низькоексергетичних систем теплопостачання	жовтень 2025 р.
Розділ 3. Тепломеханічна схема джерела теплової енергії для низькоексергетичних систем	листопад 2025 р.
Розділ 4. Моделювання системи теплопостачання	листопад 2025 р.
Розділ 5. Техніко-економічне обґрунтування низько-ексергетичних систем централізованого теплопостачання	листопад 2025 р.
Остаточне оформлення роботи	грудень 2025 р.
Направлення роботи для перевірки на плагіат	грудень 2025 р.
Направлення роботи на рецензування	грудень 2025 р.

8. Дата видачі завдання _____

Керівник _____ Погосов О.Г.
(підпис)

Здобувач _____ Барилюк Д.В.
(підпис)

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ
Факультет інженерних систем і екології
Кафедра теплотехніки**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗДОБУВАЧА СТУПЕНЯ ВИЩОЇ ОСВІТИ МАГІСТР**

на тему:

Низькоексергетичні системи централізованого теплопостачання

Барилюк Дмитро Владиславович

Київ 2025 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ
Факультет інженерних систем і екології
Кафедра теплотехніки**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ Михайло КИРИЧЕНКО
« ___ » _____ 2025 року

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗДОБУВАЧА СТУПЕНЯ ВИЩОЇ ОСВІТИ МАГІСТР**

Низькоексергетичні системи централізованого теплопостачання

Я як здобувач вищої освіти КНУБА розумію і підтримую політику закладу з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволену допомогу під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач **Барилюк Дмитро
Владиславович**
144 «Теплоенергетика»
ОПП «Енергетичний менеджмент,
енергоефективні муніципальні та
промислові теплові технології»
Група зТЕМ-24
Керівник: **Погосов О.Г.**
доцент, кандидат технічних наук

Рецензент

Ідентичність підтверджую

Київ 2025 р.

РЕЗЮМЕ (SUMMARY) до кваліфікаційної випускної роботи здобувача:		Барилюк Дмитро Владиславович BARYLIUK DMYTRO	
ЗВО	Київський національний університет будівництва і архітектури		
Тема (українською та англійською)	Низькоексергетичні системи централізованого теплопостачання/ Low-energy centralized heat supply systems		
Освітній ступінь	Магістр		
Факультет	Інженерних систем та екології		
Випускова кафедра	Теплотехніки		
Спеціальність	144 «Теплоенергетика»		
Освітня програма	Енергетичний менеджмент, енергоефективні муніципальні та промислові теплові технології		
Керівник	к.т.н., доц. Погосов О.Г.		
Обсяг роботи:	<i>пояснювальна записка, стор.</i>	<i>розділів</i>	<i>креслень формату А1</i>
	106	5	7
Розділ 1.	Вступ		
Розділ 2.	Концепція низькоексергетичних систем теплопостачання		
Розділ 3.	Тепломеханічна схема джерела теплової енергії для низькоексергетичних систем		
Розділ 4.	Моделювання системи теплопостачання		
Розділ 5.	Техніко-економічне обґрунтування низько-ексергетичних систем централізованого теплопостачання		
Висновки по роботі:	Робота виконана на високому рівні та заслуговує позитивної оцінки, а її автор присвоєння освітнього ступеня “магістр”.		
Ключові слова: Keywords:	<p>Централізоване теплопостачання, низькоексергетичні системи теплопостачання, ексергія, ексергетичний аналіз, низькотемпературні теплові мережі, теплові мережі 4-го та 5-го покоління, якісне регулювання теплопостачання, температурні графіки теплових мереж, теплові втрати, тепла інерційність, затримка теплопереносу, динамічні режими роботи теплових мереж, теплові насоси, відновлювані джерела енергії, інтеграція ВДЕ в системи теплопостачання, теплові просьюмери, моделювання теплових мереж, чисельне моделювання, Scilab, енергоефективність, сталий розвиток, декарбонізація теплопостачання, техніко-економічне обґрунтування.</p> <p>District heating, low-exergy heating systems, exergy, exergy analysis, low-temperature district heating networks, fourth and fifth generation district heating, quality-based heat supply control, temperature regimes of district heating networks, heat losses, thermal inertia, heat transfer delay, dynamic operation of district heating systems, heat pumps, renewable energy sources, integration of renewable energy into district heating systems, thermal prosumers, heat network modeling, numerical simulation, Scilab, energy efficiency, sustainable development, decarbonization of heat supply, techno-economic assessment.</p>		

Здобувач: _____/Дмитро БАРИЛЮК/

Керівник: _____/Олександр ПОГОСОВ/

19 грудня 2025 року

ЗМІСТ

ЗМІСТ	1
1. ВСТУП	2
1.1 Визначення актуальності теми.....	2
1.2 Мета та завдання магістерської роботи.....	8
1.3 Огляд сучасних комбінованих систем теплопостачання.....	9
1.4 Перспективи НВДЕ в індивідуальних комбінованих системах теплопостачання.....	29
2. КОНЦЕПЦІЯ НИЗЬКОЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	32
2.1 Поняття ексергії в енергетичних системах.....	32
2.2 Вплив низькоексергетичного циклу повставленої теплової енергії на усталений розвиток	35
2.3 Енергетичний та ексергетичний аналіз низькотемпературних мереж централізованого теплопостачання.....	37
3. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА СХЕМА ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ НИЗЬКОЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	42
3.1 Обґрунтування потужності теплового насосу	42
3.2 Розрахунок енергетичних витрат системи з тепловим насосом	46
4. МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	50
4.1 Моделювання зміни температурних режимів споживачів в низькоексергетичних централізованих системах теплопостачання з урахуванням затримки на постачання енергії та коливань добових температур	50
4.2 Можливості впровадження теплових просьюмерів в централізованих системах теплопостачання та їх вплив на стійкість системи.....	53
4.3 Чисельне моделювання низькоексергетичної системи теплопостачання.....	56
4.3.1 Опис моделей.....	56
4.3.2 Математичний опис роботи коду Scilab для моделювання тупикової двотрубною теплової мережі.....	57
5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ НИЗЬКО-ЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	84
5.1 Розрахунок капітальних затрат	84
5.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	88
5.3 Приклад розрахунку.....	92
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						1
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ВСТУП

1.1 Визначення актуальності теми

Сучасний стан світової енергетики характеризується фундаментальними викликами, пов'язаними з необхідністю декарбонізації, підвищення енергоефективності та переходу до сталих систем енергозабезпечення. Житлово-комунальний сектор залишається одним із найбільших споживачів первинних енергоресурсів, використовуючи понад третину світового енергоспоживання. В кліматичних умовах України на забезпечення опалення виробничих, адміністративних і житлових будівель припадає близько 40% паливно-енергетичних ресурсів країни, що робить цей сектор критично важливим з точки зору потенціалу енергозбереження.

Глобальні тенденції та виклики енергетики

Енергозбереження є однією з основних проблем сучасного людства, вирішення якої переслідує дві фундаментальні цілі: збереження невідновлюваних енергоресурсів (нафти, природного газу, вугілля) та скорочення шкідливих викидів в атмосферу продуктів згоряння, які є основними чинниками зміни клімату. Традиційні системи централізованого теплопостачання, орієнтовані на одностороннє постачання тепла від великих котелень або теплоелектроцентралей до споживачів, вже не відповідають новим вимогам сталого розвитку.

Аналіз ексергії, як методологічна основа для оцінки якості енергетичних перетворень, дозволяє визначити місцезнаходження, тип та справжню величину відходів та втрат енергії. Ексергетичний підхід враховує не лише кількість енергії, але й її якість (корисність), що є критично важливим при проектуванні та оптимізації систем теплопостачання. На відміну від енергетичного аналізу, який базується виключно на Першому законі термодинаміки, ексергетичний аналіз враховує необоротність реальних процесів і дозволяє виявити джерела неефективності, які часто залишаються непоміченими при традиційному енергетичному підході.

Низькоексергетичні системи як відповідь на сучасні виклики

Концепція низькоексергетичних систем теплопостачання ґрунтується на принципі відповідності якості затраченої і необхідної енергії. Для підтримання комфортної температури в приміщенні (близько 20°C) при температурі

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		2

навколишнього середовища 0°C, доля ексергії в необхідній теплоті становить лише 8%, решта 92% – це анергія. Використання високоякісних енергоресурсів (викопного палива з температурою згоряння понад 1500°C або електроенергії) для забезпечення такої низькотемпературної потреби є термодинамічно неефективним, оскільки призводить до величезних втрат ексергії.

Ексергетична ефективність традиційних опалювальних котелень становить лише 5-12%, тоді як енергетичний ККД може досягати 85-97%. Це яскраво демонструє обмеженість енергетичного підходу та необхідність впровадження ексергетичного аналізу при проектуванні систем теплопостачання. Електроопалення, незважаючи на енергетичний ККД близький до 100%, має ексергетичну ефективність лише 3%, що робить його одним із найменш раціональних способів використання первинних енергоресурсів.

Еволюція систем централізованого теплопостачання

Розвиток систем централізованого теплопостачання пройшов шлях від високотемпературних однонаправлених систем першого покоління (температура пари до 200°C) до сучасних низькотемпературних двонаправлених мереж четвертого та п'ятого поколінь. Системи четвертого покоління (4GDH) працюють при температурах 50-70°C і забезпечують активну інтеграцію відновлюваних джерел енергії, утилізацію низькопотенційного тепла від промисловості, супермаркетів та центрів обробки даних. Вперше в системах 4GDH з'являється концепція активної участі споживачів у виробництві тепла – теплових просьюмерів.

П'яте покоління систем теплопостачання (5GDHC) представляє революційний підхід, працюючи на ультранизких температурах 10-30°C через нейтральну двотрубну мережу. Основними характеристиками 5GDHC є можливість одночасного забезпечення опалення та охолодження, використання реверсивних теплових насосів на рівні кожної будівлі та реалізація повноцінної децентралізованої архітектури з тепловим обміном в обох напрямках. У таких системах споживачі стають повноцінними учасниками енергетичного обміну через механізм "heat sharing".

Роль двонаправлених теплових пунктів

Ключовим інфраструктурним елементом для реалізації двосторонньої взаємодії між мережею та споживачем є двонаправлений індивідуальний тепловий

пункт (2Н-ІТП). На відміну від класичних ІТП, які забезпечують лише прийом теплової енергії від централізованого джерела, 2Н-ІТП дозволяє також передавати надлишкове тепло назад у систему централізованого тепlopостачання. Це відкриває можливості для оптимізації теплового балансу в межах мікрорайонів, зменшення пікового навантаження на базові джерела, підвищення коефіцієнта використання локальних відновлюваних джерел енергії та створення більш гнучкої й стійкої інфраструктури.

Експериментальне дослідження архітектури 2Н-ІТП з інтегрованим тепловим насосом, баком-акумулятором та двома теплообмінниками показало можливість реалізації трьох режимів роботи: тепlopостачання від системи централізованого тепlopостачання, комбінований режим або робота виключно від локального джерела, та режим рекуперації надлишкової теплової енергії в мережу. Останній режим особливо важливий, оскільки реалізує функцію теплового просьюмера і активується при перевищенні температури у верхній зоні бака-акумулятора встановленого порогу (наприклад, $\geq 48^{\circ}\text{C}$).

Термодинамічна ефективність різних джерел теплоти

Аналіз термодинамічної ефективності різних способів одержання низькотемпературної теплоти показує принципову різницю між двома підходами. У першому випадку необхідна енергія утворюється з цінної ексергії у необоротному процесі – це характерно для традиційних опалювальних котелень та електроопалення, яким органічно властиві втрати ексергії (власні втрати), що не можуть бути усунені чи знижені без зміни структури системи.

Альтернативний підхід полягає у отриманні низькотемпературної теплоти таким чином, щоб по можливості уникати перетворення ексергії в енергію. Така можливість використовується при виробництві корисної теплоти в теплових насосах, термотрансформаторах і когенераційних установках. Для теплонасосних установок з механічним або електричним приводом коефіцієнт перетворення енергії може досягати значень 3-6, що означає отримання 3-6 кВт теплової енергії на кожний кВт витраченої електричної енергії. При цьому ексергетичний ККД теплового насоса залежить від термодинамічної досконалості процесів та температурного рівня джерел теплоти.

Для когенераційних установок (ТЕЦ) характерна значна економія палива (близько 20-25%) в порівнянні з роздільним виробництвом електроенергії та теплоти. По суті в когенераційних установках реалізуються раціональні енергетичні процеси з каскадним відбором ексергії: енергія з високим вмістом ексергії використовується

для одержання роботи (електроенергії), а енергія решти частини каскаду з низьким вмістом ексергії – для опалення.

Низькотемпературні опалювальні прилади

Зниження температури теплоносія є основною тенденцією розвитку опалювальної техніки останніх десятиліть у європейських країнах. Температура подачі в сучасних низькоексергетичних системах опалення може складати 45°C, 35°C і навіть 28°C. Стимулом для досягнення таких параметрів є можливість найбільш ефективно використовувати конденсаційні котли, теплові насоси та когенераційні установки.

Ексергетичний ККД опалювального приладу визначається за формулою: $\eta_{ex}^{оп} = \tau_{п} / \tau_{m} = (T_m - T_0) / (T_m - T_{п})$, де T_m – середня температура теплоносія в опалювальному приладі, $T_{п}$ – температура в приміщенні, T_0 – температура навколишнього середовища. З цього виразу випливає, що для підвищення ефективності необхідно наближати температуру теплоносія до температури приміщення ($\Delta T \rightarrow 0$).

Низькотемпературні опалювальні прилади (тепла підлога, настінне опалення, низькотемпературні радіатори) забезпечують передачу значної кількості теплоти випромінюванням, що дозволяє створити сприятливий мікроклімат при температурі на 1-2°C нижчій у порівнянні з традиційними конвективними системами. Це призводить до додаткової економії теплоти близько 5-11% за рахунок зменшення різниці температур між приміщенням та зовнішнім середовищем.

Конденсаційні котли в низькоексергетичних системах

В конденсаційних котлах продукти згорання охолоджуються до температури нижчої за температуру точки роси водяної пари, що дозволяє утилізувати теплоту конденсації. Для природного газу відношення вищої до нижчої теплоти згорання становить 1,11, тобто енергія, що виділяється при повній конденсації водяної пари, складає додаткові 11% від нижчої теплоти згорання.

Ефективність конденсаційних котлів критично залежить від температури зворотної води. Чим нижча ця температура, тим більше водяної пари конденсується і тим менше теплоти втрачається з відхідними газами. Умовний ККД конденсаційного котла може досягати 104-109% (відносно нижчої теплоти згорання). Це робить конденсаційні котли особливо ефективними в поєднанні з

низькотемпературними опалювальними приладами, які забезпечують низьку температуру зворотної води протягом більшої частини опалювального сезону.

При реконструкції будівель із значним поліпшенням теплоізоляції (зниження теплових втрат до 65% від початкового рівня) система опалення, яка працювала за графіком 90/70°C, може бути переведена на низькотемпературний графік 64/51°C без заміни опалювальних приладів. Це забезпечує можливість застосування конденсаційних котлів протягом всього опалювального сезону, оскільки температура точки роси для продуктів згорання природного газу становить близько 57°C.

Peer-to-peer ринки теплової енергії

Розвиток двонаправлених індивідуальних теплових пунктів створює передумови для формування однорангових (peer-to-peer, P2P) ринків теплової енергії. Такі децентралізовані платформи дозволяють учасникам напряму купувати й продавати енергію один одному без участі централізованого оператора. Залежно від рівня централізації, P2P-архітектури поділяють на повністю децентралізовані, спільнотні (community-based) та гібридні.

Дослідження показують, що за умов застосування динамічного ціноутворення та інтеграції теплових накопичувачів, торгівля теплом в рамках P2P може покривати до 25-30% локального попиту. Експерименти зі взаємодією двох просьюмерів показали, що запровадження торгівлі може знизити загальні витрати до 4,3%. У сценаріях з високими цінами на електроенергію очікується зниження викидів CO₂ майже на 12,7%.

Для ефективної роботи P2P-ринків необхідна адаптація алгоритму Heat Recovery Control (HRC), який забезпечує економічно орієнтоване управління тепловими потоками в 2Н-ІТП з урахуванням цінних коливань вартості електроенергії та тепла. Рішення про передачу надлишків базується на економічному показнику, який враховує вартість виробництва теплоти від локального джерела, ціну тепла в мережі та можливість акумулювання енергії.

Бар'єри впровадження та шляхи їх подолання

Незважаючи на очевидні термодинамічні та економічні переваги низькоексергетичних систем, їх масове впровадження стикається з низкою бар'єрів:

Технічні виклики включають необхідність забезпечення стабільної роботи мереж при появі зворотних потоків теплоти, складність гідравлічного балансування двонаправлених систем, потребу в адаптивних засобах керування та високорозвиненій системі автоматики. Особливої уваги вимагає розробка алгоритмів предиктивного керування на основі штучного інтелекту (Model Predictive Control), які забезпечують оптимізацію роботи теплових насосів в реальному часі.

Регуляторні обмеження пов'язані з відсутністю правового механізму для продажу тепла споживачами назад у мережу. Поточні нормативні акти в більшості країн, включно з Україною, орієнтовані лише на централізоване постачання і не передбачають ролі приватних джерел у формуванні теплового балансу. Необхідні зміни у законодавстві для впровадження механізмів локальних розрахунків та визнання просьюмерів повноцінними учасниками ринку.

Економічні аспекти включають високі початкові капіталовкладення на модернізацію ІТП, інтеграцію локальних джерел, впровадження систем накопичення енергії та підвищення енергоефективності будівель. Проте довгострокові переваги у вигляді зменшення витрат на енергію, підвищення гнучкості та скорочення викидів CO₂ роблять такі інвестиції економічно доцільними.

Проблеми обліку та компенсації вимагають впровадження спеціалізованих двонаправлених теплолічильників або окремих систем обліку для отриманого та переданого тепла. Відсутність уніфікованих стандартів та алгоритмів обліку є бар'єром для масштабного впровадження таких систем.

Актуальність для України

Для України концепція низькоексергетичних систем тепlopостачання має особливу актуальність з кількох причин:

1. **Енергетична безпека:** Зменшення залежності від імпорتنих енергоносіїв через підвищення ефективності використання енергії та інтеграцію відновлюваних джерел.
2. **Модернізація інфраструктури:** Значна частина систем тепlopостачання в Україні потребує оновлення, що створює можливість для впровадження сучасних низькотемпературних рішень.
3. **Євроінтеграція:** Відповідність вимогам директив ЄС щодо енергоефективності будівель та декарбонізації енергетичного сектору.

4. **Економічна доцільність:** При середніх цінах на енергоносії впровадження низькоексергетичних систем може забезпечити термін окупності 5-10 років.
5. **Потенціал ВДЕ:** Україна має значний потенціал геотермальної енергії, енергії стічних вод, теплоти підземних шахтних вод, що може ефективно використовуватися в низькотемпературних системах.

Вітчизняна система тепlopостачання наразі переживає етап модернізації з впровадженням індивідуальних теплових пунктів, погодозалежного регулювання та теплових лічильників. Наступним логічним кроком має стати апробація підходів 4GDH у нових районах забудови або модернізованих мережах із нижчими температурними графіками та підключенням локальних джерел (котелень на біомасі, теплових насосів на стічних водах, сонячних колекторів).

1.2 Мета та завдання магістерської роботи

Мета магістерської роботи полягає в науковому обґрунтуванні принципів побудови та підвищення ефективності низькоексергетичних систем централізованого тепlopостачання, а також у розробленні тепломеханічної схеми низькотемпературної мережі з використанням сучасних технологій перетворення теплоти.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються такі **завдання:**

1. **Проаналізувати сучасний стан централізованих систем тепlopостачання**, їх енергетичні характеристики, температурні режими та основні проблеми, пов'язані з низькою ексергетичною ефективністю.
2. **Розкрити теоретичні основи ексергетичного аналізу**, визначити роль ексергії у побудові вискоефективних теплотехнічних систем і порівняти традиційні та низькоексергетичні підходи до тепlopостачання.
3. **Оцінити можливості впровадження низькотемпературних мереж (4G–5G)**, враховуючи інтеграцію відновлюваних та вторинних джерел теплоти, а також теплових насосів.
4. **Розробити тепломеханічну схему низькоексергетичної системи ЦТ**, визначити її основні елементи та принципи роботи.
5. **Виконати розрахунок теплових навантажень та необхідної потужності джерела теплоти**, що забезпечує роботу системи у низькотемпературному режимі.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Провести ексергетичний та енергетичний аналіз роботи системи, визначити рівень ексергодеструкції у ключових елементах.
7. Здійснити техніко-економічне обґрунтування впровадження низькоексергетичної системи, включно з оцінкою капітальних та експлуатаційних витрат, економічної ефективності та терміну окупності.
8. Сформулювати рекомендації щодо впровадження низькоексергетичних технологій у сучасні та реконструйовані теплові мережі.

1.3 Огляд сучасних комбінованих систем теплопостачання

Україна володіє однією з найбільших систем централізованого теплопостачання у Європі, яка об'єднує різноманітні технології та системи опалення на централізованій основі. Масштаби цієї системи значні: країна щорічно виробляє близько 200 млн Гкал теплової енергії, що відповідає експлуатаційним потужностям приблизно 130 ГВт. Для порівняння, річне виробництво електроенергії становить близько 150 ТВт·год, що відповідає встановленій потужності близько 50 ГВт.

Структура виробництва теплової енергії в Україні характеризується переважанням котельних установок, які виробляють близько 60% централізованого тепла. Решта 40% генерується теплоелектроцентралями (ТЕЦ) та когенераційними установками. Децентралізоване (автономне) теплопостачання виробляє приблизно 25% теплової енергії в країні, третина з якої припадає на індивідуальні котли, а решта – на різні автономні генератори тепла (табл. 1.1).

Таблиця 1.3.1 – Структура виробництва та споживання теплової енергії в Україні

Показник	Обсяг, млн Гкал	Частка, %
Виробництво теплової енергії		
Котельні	120	60
ТЕЦ та когенераційні установки	80	40
Усього централізоване	200	100
Децентралізоване (автономне)	50	25*

Показник	Обсяг, млн Гкал	Частка, %
Споживання теплової енергії		
Населення та соціальна сфера	90	45
Промисловість	80	40
Транспорт та будівельний сектор	30	15
Усього	200	100

Примітка: відсоток від централізованого виробництва

Таблиця 1.3.2 – Класифікація проблем вітчизняної системи теплопостачання

Категорія проблем	Характеристика проблем
Технологічні	<ul style="list-style-type: none"> • Високий ступінь морального та технічного зносу генеруючого обладнання (середній вік ТЕЦ 35-40 років) • Значні втрати енергії в теплових мережах (25-30% проти 8-10% в Фінляндії) • Понад 70% теплопроводів потребують заміни або капітального ремонту • Недостатнє оснащення споживачів приладами обліку та регулювання тепла • Висока аварійність трубопроводів (0,8-3 випадки на км на рік)
Економіко-управлінські	<ul style="list-style-type: none"> • Неузгодженість етапів циклу теплопостачання • Відсутність ефективного механізму управління системою • Суперечності в інтересах учасників системи теплопостачання • Роз'єднання енергетичного ринку на ринок електроенергії та тепла • Монополізація системи теплопостачання

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Категорія проблем	Характеристика проблем
	<ul style="list-style-type: none"> • Неможливість складання балансу виробництва та споживання
Соціальні	<ul style="list-style-type: none"> • Відсутність мотивації до енергозбереження серед споживачів • Низька культура енергоспоживання та енергозбереження • Відсутність можливості індивідуального регулювання в більшості будівель

Основною причиною неефективного функціонування системи є відсутність гнучкого регулювання обсягів необхідної, спожитої та виробленої теплоти, що стосується технічних, організаційних та економічних аспектів. Типовою є ситуація, коли споживач потребує 100 одиниць тепла, отримує 150, а оплачує 300 одиниць. Природа теплової енергії, яку складно зберігати, передавати та обліковувати, у поєднанні з технічною недосконалістю існуючої системи, призводить до значних втрат. Понад 80% багатоповерхових житлових будівель України обладнані одноконтурними вертикальними практично нерегульованими системами опалення, що призводить до викидання в атмосферу від 10 до 30% загальних витрат палива на опалення щомісяця.

На межі ХХ та ХХІ століть вітчизняне теплопостачання отримало від вітчизняних та зарубіжних постачальників весь спектр необхідного обладнання: безшумні насоси, термостатичні клапани з термоголовками, надійні запірні клапани, пластинчаті теплообмінники, лічильники теплової енергії, неметалеві труби тощо. Це створило можливості для проектування, будівництва та експлуатації систем з найкращими техніко-економічними показниками.

Основною задачею будь-якої системи опалення є створення комфортних умов у кожному приміщенні відповідно до побажань конкретного споживача тепла протягом всього опалювального сезону при мінімальних втратах енергії під час генерації, транспортування та споживання. Сучасні системи опалення багатоповерхових житлових будівель можна класифікувати за кількома ознаками (табл. 1.3).

Таблиця 1.3.3 – Сучасні системи опалення багатоповерхових житлових будівель

Варіант системи	Основні компоненти	Особливості	Переваги	Недоліки
Поквартирна система залежною схемою підключення	Лічильник теплової енергії, опалювальні прилади з термостатами, лічильник ГВП	Класичний варіант, пряме підключення до ЦТ	Простота конструкції, низька вартість, точний облік	Залежність від параметрів ЦТ
Поквартирна система незалежною схемою підключення	Пластинчастий теплообмінник, лічильник теплової енергії, циркуляційний насос, розширювальний бак	Розділення теплоносіїв, можливість альтернативного джерела	Автономність споживача, зниження тиску мережі	Вища вартість обладнання
Комунальна електростанція	Бак-акумулятор, електричний котел, циркуляційні насоси, регулювальні клапани	Централізоване електроопалення будівлі	Екологічність, можливість нічного тарифу	Потреба у потужній електромережі
Квартирні електричні котли	Індивідуальний електростанція, насос, розширювальний бак, термостати	Повна автономність кожної квартири	Незалежність від ЦТ, гнучке регулювання	Високі експлуатаційні витрати

Варіант системи	Основні компоненти	Особливості	Переваги	Недоліки
Система "тепла підлога"	Нагрівальні мати, програмований термостат	Опалення низькотемпературне, випромінювання від підлоги	Оптимальний розподіл температури, комфорт	Складність монтажу, інерційність
Комбінована система (ЦТ + електрокотел)	Теплообмінник, електрокотел, насоси, термостати	Два джерела тепла	Гнучкість вибору джерела	Найвищі капітальні витрати
Комбінована система (ЦТ + тепла підлога)	Лічильник теплової енергії, традиційні радіатори, нагрівальні мати	Поєднання конвективного та променевого опалення	Максимальний комфорт, економія енергії	Складність системи
Комбінована система (незалежна + тепла підлога)	Теплообмінник, насоси, радіатори, нагрівальні мати	Розділення теплоносіїв променеве опалення +	Всі переваги попередніх варіантів	Найвища складність та вартість

Всебічний аналіз стану вітчизняної системи тепlopостачання дозволяє класифікувати проблеми за трьома основними категоріями: технологічні, економіко-управлінські та соціальні.

Технологічні проблеми включають високий ступінь морального та технічного зносу генеруючого обладнання, значні втрати енергії в теплових мережах та недостатнє оснащення споживачів приладами обліку та регулювання тепла. Стан генеруючого обладнання є критичним – середній вік теплових електростанцій становить близько 35-40 років (лише 20% енергетичних котлів та 30% турбін ТЕЦ молодші за 30 років). Спостерігається високий рівень питомих витрат палива, що перевищує сучасні європейські показники на 25-30%. Крім того, значна частина теплових електростанцій працює в конденсаційному режимі, який є значно менш ефективним, ніж когенераційний, фактично перетворюючи ТЕЦ на звичайні котельні.

Стан теплових мереж викликає не меншу тривогу. На сьогодні понад 70% теплопроводів потребують заміни або капітального ремонту. Втрати тепла під час транспортування мережами часто перевищують 25-30%, що є неприпустимо високим показником. Для порівняння, у Фінляндії втрати при передачі тепла втричі менші. Високий рівень аварійності теплопроводів призводить до значних витрат на їх обслуговування. Аварійність трубопроводів максимальних діаметрів становить приблизно 0,8-1,2 випадки на кілометр на рік, а трубопроводів діаметром 200 мм і менше – до 2-3 випадків.

Економіко-управлінські проблеми охоплюють неузгодженість етапів циклу теплопостачання, відсутність ефективного механізму управління системою теплопостачання, суперечності в інтересах учасників системи теплопостачання, роз'єднання енергетичного ринку на ринок електричної енергії та ринок теплової енергії, а також монополізацію системи теплопостачання. Відсутність гнучкого регулювання обсягів необхідної, спожитої та виробленої теплоти є суттєвою проблемою, яка стосується технічних, організаційних та економічних аспектів. Типовою є ситуація, коли споживач потребує 100 одиниць тепла, отримує 150, а оплачує 300 одиниць.

Основною причиною такої ситуації є природа теплової енергії, яку складно зберігати, передавати та обліковувати. Іншою причиною є технічна недосконалість існуючої системи централізованого теплопостачання. Більше половини будівель, підключених до систем централізованого теплопостачання, не обладнані приладами обліку споживання тепла. Більшість будівель не має пристроїв для регулювання обсягу теплопостачання. Це породжує дві серйозні проблеми: неможливість складання балансу виробництва та споживання теплової енергії (обсяги споживаної теплової енергії розраховуються за нормативами, внаслідок чого споживач оплачує всю кількість енергії, випущеної електростанціями та котельнями, з урахуванням втрат) та відсутність мотивації до енергозбереження серед споживачів.

Соціальні проблеми включають відсутність мотивації до енергозбереження серед споживачів та низьку культуру енергоспоживання і енергозбереження. Навіть якщо споживач обладнаний приладами обліку та регулювання тепла і, відповідно, дбає про менше споживання, економія залишається відносною. Економія відображається на споживачеві, але на ефективність всього циклу теплопостачання не впливає. Це пояснюється конструкцією сучасного циклу теплопостачання, який використовує воду (або пару) як основний теплоносій. Така енергія (на відміну від електрики) не може бути накопичена або швидко перенаправлена на інші об'єкти. Це означає, що навіть якщо споживач заощадив

енергію через саморегулювання в будівлі, ця енергія просто йде в атмосферу без перенаправлення для інших потреб.

Аналіз результатів показує, що найнижчі загальні витрати характерні для варіанту 5 (система "тепла підлога") – 1635 умовних одиниць, а найвищі для варіанту 8 (комбінована система з теплообмінником та теплою підлогою) – 2560 умовних одиниць. Питомі витрати на 1 м² площі найнижчі для варіанту 5 (37,2 ум. од./м²) та найвищі для варіанту 8 (60,5 ум. од./м²). Проте вибір оптимальної системи залежить не лише від економічних показників, але й від наявності існуючих джерел тепlopостачання, стану електромереж, можливостей реконструкції та вимог споживачів до комфортності.

В конкретному прикладі, з урахуванням надлишку теплоти на існуючому джерелі та дефіциту електроенергії в мережі, перевага була віддана варіанту 1 (поквартирна водяна горизонтальна двотрубна система опалення від централізованого джерела тепла) як найбільш оптимальному. Цей варіант забезпечує: рівномірну подачу теплоносія до кожної квартири; можливість індивідуального регулювання температури в кожному приміщенні; точний облік споживаної енергії кожною квартирою; відносно низькі капітальні та експлуатаційні витрати; високу надійність системи.

Однак у випадках нової забудови або при наявності потужних електромереж альтернативні варіанти можуть бути економічно доцільнішими. Зокрема, застосування електричного опалення має низку суттєвих переваг, що робить його перспективним напрямком розвитку тепlopостачання.

Основні переваги електроопалення порівняно з традиційним централізованим тепlopостачанням можна узагальнити наступним чином (табл. 1.3.4).

Таблиця 1.3.4 – Порівняльна характеристика електроопалення та централізованого тепlopостачання

Характеристика	Централізоване тепlopостачання	Електроопалення
Гнучкість системи	Обмежена, залежить від виду палива на ТЕЦ/котельні	Висока, електроенергію можна виробляти з будь-якого джерела, включаючи ВДЕ

Характеристика	Централізоване теплопостачання	Електроопалення
Керованість потоками енергії	Низька, складність обліку та перерозподілу	Висока, точний облік та можливість швидкого перерозподілу
Втрати при транспортуванні	25-30% в теплових мережах	8-10% в електромережах
Компактність інфраструктури	Громіздкі теплові мережі, великі теплові камери	Компактні електромережі, мінімальне використання площі
Можливість накопичення	Обмежена, потребує великих баків-акумуляторів	Можлива через електричні або теплові акумулятори
Можливість точного обліку	Ускладнена, потребує спеціальних теплोलічильників	Проста, стандартні електрولیчильники
Співвідношення спожитого/виробленого	Часто 1:3 (споживач платить утричі більше)	Близьке до 1:1
Екологічність	Викиди в місці спалювання палива	Викиди залежать від джерела генерації електроенергії
Капітальні витрати	Високі (джерело + мережі + ІТП)	Нижчі для децентралізованих систем
Можливість використання підземного простору	Обмежена через великі теплові камери	Широкі можливості через компактність

Методологія оцінки техніко-економічних показників базується на класичному принципі мінімізації загальних витрат з урахуванням всіх реально необхідних капітальних інвестицій та експлуатаційних витрат протягом періоду окупності проекту. У цьому контексті критично важливу роль у виборі оптимального рішення відіграє можливість отримання тепла або електроенергії від існуючих джерел без реконструкції.

Важливим напрямком підвищення ефективності систем теплопостачання є впровадження низькоексергетичних систем опалення, які працюють з низькими температурними графіками теплоносія. Такі системи створюють оптимальні умови для використання відновлюваних джерел енергії, конденсаційних котлів, теплових насосів та когенераційних установок. Зниження температури теплоносія з традиційних 90/70°C до 50/35°C або навіть 35/28°C дозволяє: підвищити ефективність конденсаційних котлів до 104-109%; збільшити коефіцієнт перетворення теплових насосів у 1,5-2 рази; зменшити втрати при транспортуванні теплоносія; покращити комфортність приміщень за рахунок більшої частки променевого опалення; створити передумови для інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Недооцінка ролі внутрішніх систем опалення в єдиному ланцюгу теплопостачання призвела до відсутності контролю над споживанням тепла в більшості багатопверхових житлових будівель, побудованих у ХХ столітті. Результатом є тридцятивідсоткові втрати тепла безпосередньо в житлових будинках. Впровадження сучасних двотрубних горизонтальних поквартирних систем з індивідуальним обліком та регулюванням є необхідною умовою підвищення енергоефективності житлового фонду.

Перспективним напрямком є також розвиток комбінованих систем, що поєднують централізоване теплопостачання з локальними джерелами (електричні котли, теплові насоси, сонячні колектори). Такі системи забезпечують найбільшу гнучкість та автономність споживачів, дозволяючи вибирати найбільш економічне джерело енергії залежно від тарифів, погодних умов та власних потреб. Власник квартири отримує можливість самостійно визначати тривалість опалювального сезону, регулювати температуру в кожному приміщенні та оптимізувати витрати на енергію.

Розвиток концепції теплових просьюмерів та двонаправлених індивідуальних теплових пунктів відкриває нові можливості для формування реєто-реєг ринків теплової енергії. Споживачі, які мають локальні джерела тепла (теплові насоси на основі геотермальної енергії або стічних вод, сонячні колектори, когенераційні установки), можуть не лише покривати власні потреби, але й продавати надлишкове тепло іншим споживачам або повертати його в централізовану мережу. Це підвищує загальну ефективність системи теплопостачання, зменшує пікові навантаження на централізовані джерела та створює економічні стимули для інвестицій у локальну генерацію.

Оцінюючи, наскільки основне завдання було виконане в минулому ХХ столітті, слід визнати, що вітчизняне теплопостачання не впоралося з ним повною

мірою. Завдання було виконано лише частково, оскільки необхідна кількість теплової енергії не забезпечувалася для об'єкта в цілому, тобто для житлового будинку, лікарні, школи чи промислового підприємства. Задовільна кількість теплової енергії для споживача в кожному приміщенні не забезпечувалася через фактичну відсутність технічних засобів. Бракувало безшумних насосів для забезпечення необхідної циркуляції в системах опалення, термостатичних клапанів з термоголівками на кожному опалювальному приладі, надійних запірних "кульових" вентилів, регулювальних та балансувальних клапанів, пластинчастих теплообмінників, лічильників теплової енергії, неметалевих труб тощо.

Масове впровадження, спрямоване на економію капітальних витрат, завдало колосальної шкоди всім системам опалення – широке застосування однотрубних вертикальних практично нерегульованих внутрішньобудинкових систем опалення. До сьогодні понад 80% багатоповерхових житлових будівель України обладнані такими системами. Поки вони не будуть замінені на відповідні двотрубні горизонтальні внутрішньобудинкові системи опалення, щомісяця від 10 до 30% загальних витрат палива на опалення буде викидатися в атмосферу.

На межі XX та XXI століть вітчизняне тепlopостачання отримало від вітчизняних та зарубіжних постачальників весь раніше відсутній спектр згаданого вище обладнання. Таким чином, тепер можливо проектувати, будувати та експлуатувати системи, які забезпечують найкращі техніко-економічні показники.

Поквартирні системи опалення з залежною схемою підключення

Ця схема є класичним варіантом сучасного опалення багатоповерхових житлових будівель. Схема забезпечує рівномірну подачу теплоносія до кожної квартири та кожного опалювального приладу. Тому всі споживачі тепла в кожному приміщенні, де встановлено опалювальний прилад, обладнаний термостатом, перебувають в абсолютно однакових умовах теплоспоживання незалежно від поверху, площі квартири чи її розташування.

Кожен конкретний споживач тепла має реальну технічну можливість через ручне регулювання своїх термостатів збільшувати або зменшувати потік теплоносія у свої опалювальні прилади, забезпечуючи тим самим бажаний температурний режим у кожному приміщенні. При цьому наявність розподільного лічильника тепла на трубопроводі на вході до кожної квартири забезпечує стовідсоткове вимірювання загальної кількості теплової енергії, споживаної власником для опалення своєї квартири в будь-який момент, день, тиждень, місяць, квартал чи рік.

Саме така двотрубна поквартирна система опалення дає можливість мати найпростіший за конструкцією та ціною індивідуальний тепловий пункт. Основними перевагами цієї системи є: простота конструкції та експлуатації, відносно низька вартість обладнання, можливість точного обліку споживаної теплової енергії кожною квартирою окремо, індивідуальне регулювання температури в кожному приміщенні та висока надійність системи.

Представлена схема (рис. 1.3.1) є класичним варіантом сучасного опалення багатоповерхових житлових будівель.

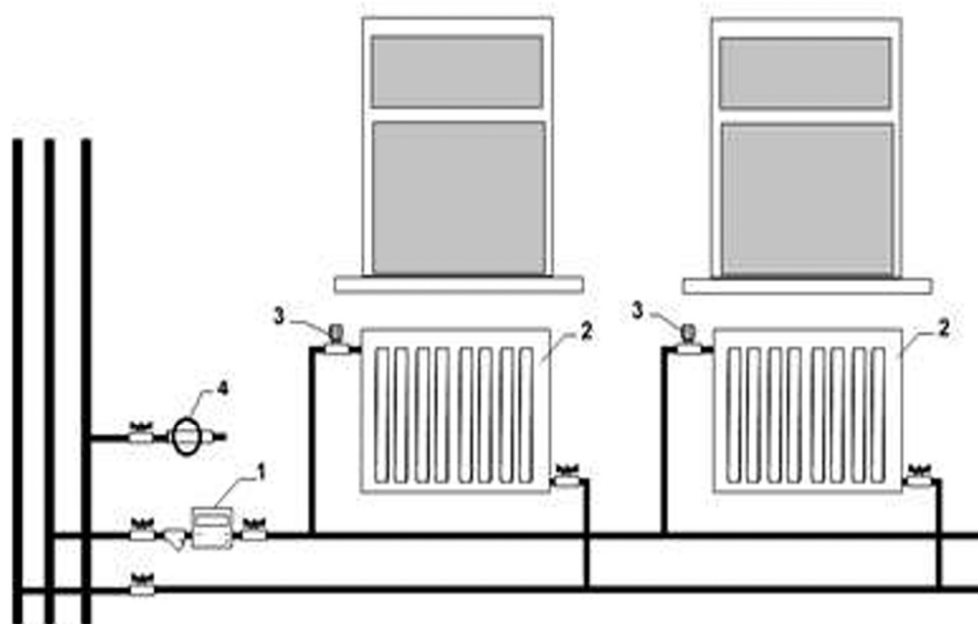


Рис. 1.3.1. Системи опалення в кожній квартирі із залежним підключенням до системи опалення: 1 — лічильник теплової енергії; 2 — опалювальний прилад; 3 — термостатичний клапан з термостатичною голівкою; 4 — лічильник гарячої води.

Поквартирні системи опалення з незалежною схемою підключення

Цей варіант дещо дорожчий, але має всі переваги "першого" варіанту. Крім того, він має кілька додаткових фундаментальних переваг: повне розділення теплоносія на "зовнішній" (теплоносій циркулює в теплових мережах) та "внутрішній" (теплоносій циркулює в системі опалення кожної квартири); пластинчастий теплообмінник дозволяє подавати тепло в систему опалення квартири від альтернативного джерела тепла – електричного котла.

Завдяки наявності другого джерела тепла власник квартири може починати та закінчувати опалювальний сезон на свій розсуд. Спостерігається зменшення обсягів подачі хімічно обробленої та деаерованої води, оскільки відносно невеликі системи опалення можуть бути заповнені один раз хімічно обробленою водою. Досягається зниження загального споживання електроенергії завдяки значному зменшенню тиску циркуляційних насосів на централізованому джерелі тепла (рис. 1.3.2).

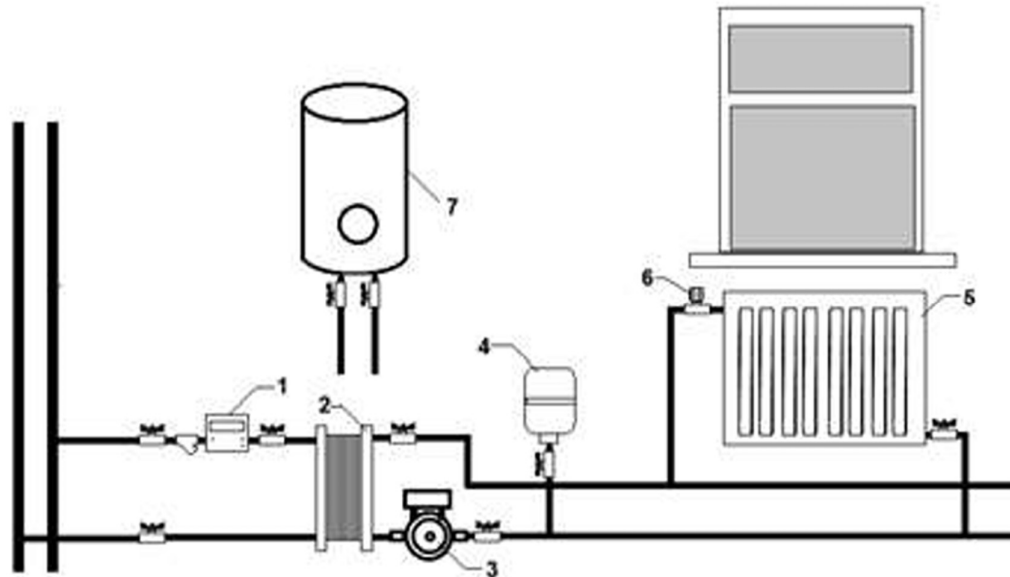


Рис. 1.3.2. Системи опалення для кожної квартири з незалежною схемою підключення: 1 – пластинчастий теплообмінник; 2 – лічильник теплової енергії; 3 – циркуляційний насос; 4 – розширювальний бак; 5 – опалювальний прилад; 6 – термостатичний клапан з термостатичною головкою; 7 – електричний водонагрівач.

Комунальна електростанція

Принципова відмінність цього варіанту полягає в комунальному електричному котлі як основному джерелі централізованого опалення для всієї будівлі. Система включає бак-акумулятор тепла, електричний котел, циркуляційні насоси (для забезпечення циркуляції в контурі котла та в системі опалення житлового будинку), регулювальний триходовий клапан для регулювання теплового потоку системи опалення та електричні водонагрівачі для гарячого водопостачання.

Основними перевагами такої системи є: відсутність необхідності в підключенні до централізованих теплових мереж, можливість використання нічного тарифу на електроенергію для заряджання бака-акумулятора, екологічна чистота (відсутність викидів продуктів згоряння), висока автоматизація процесу та можливість точного обліку споживаної енергії (рис. 1.3.3).

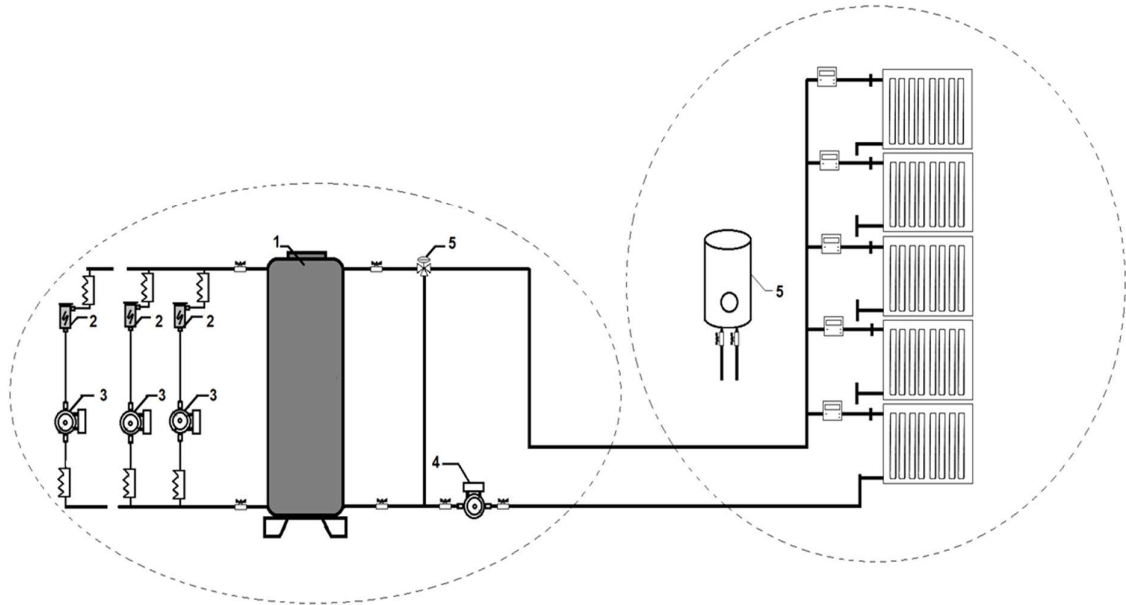


Рис. 1.3.3. Комунальна електрична котельня: 1 – акумуляційний бак; 2 – електричний котел; 3 – циркуляційний насос (забезпечує циркуляцію в контурі котла); 4 – циркуляційний насос (забезпечує циркуляцію в системі опалення житлового будинку); 5 – регулювальний триходовий клапан (регулює тепловий потік системи опалення); 6 – електричний водонагрівач.

Квартирні електричні котли

Принципова відмінність від усіх попередніх варіантів – наявність індивідуального електричного котла для кожного власника квартири. Система включає електричний котел, циркуляційний насос, розширювальний бак, опалювальні прилади з термостатичними клапанами та термоголовками, а також електричні водонагрівачі.

Переваги системи: повна автономія власника квартири у виборі температурного режиму та часу опалення, відсутність теплових втрат при транспортуванні, можливість використання пільгових тарифів на електроенергію та висока точність регулювання. Недоліки: відносно високі експлуатаційні витрати

при використанні денних тарифів, необхідність потужної електромережі та обмеження потужності електропостачання квартири.

Основною відмінністю від усіх попередніх варіантів є наявність індивідуального електричного котла для кожного власника квартири (рис. 1.3.4).

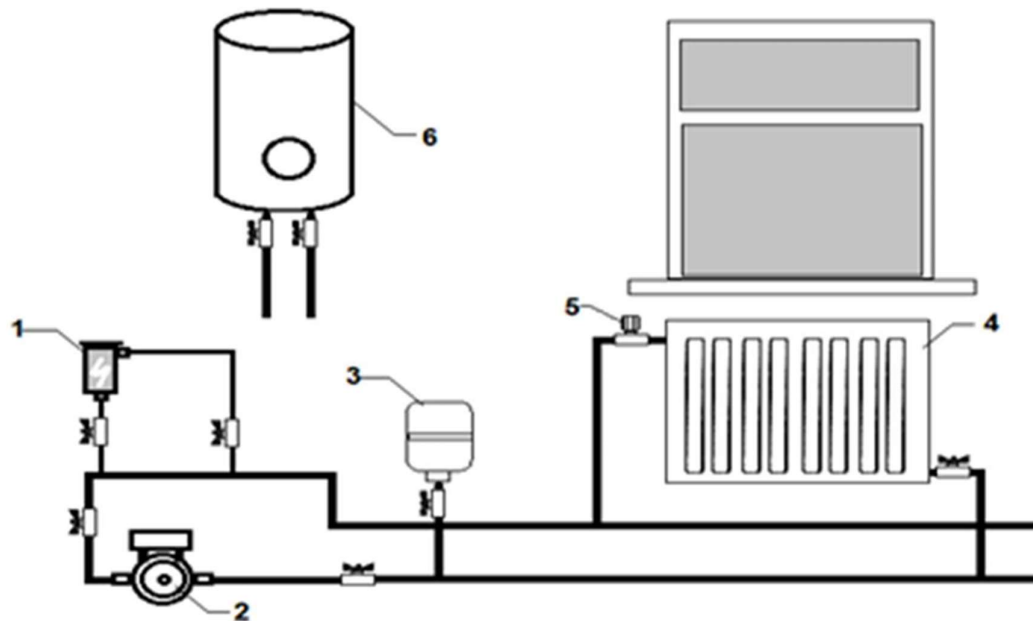


Рис. 1.3.4. Квартирні електричні котли: 1 — електричний котел; 2 — циркуляційний насос; 3 — розширювальний бак; 4 — нагрівальний прилад; 5 — термостатичний клапан з термостатичною головкою; 6 — електричний водонагрівач.

Система "тепла підлога"

Опалення квартири забезпечується системою "тепла підлога" або "теплі стіни" (рис. 1.3.5). Система включає нагрівальні мати на текстильній основі, програмований термостат та електричні водонагрівачі для гарячого водопостачання. Основними перевагами є: створення оптимального розподілу температури в приміщенні (тепло біля підлоги та прохолода на рівні голови), можливість роботи з низькотемпературними джерелами тепла, відсутність видимих опалювальних приладів та висока інерційність системи.

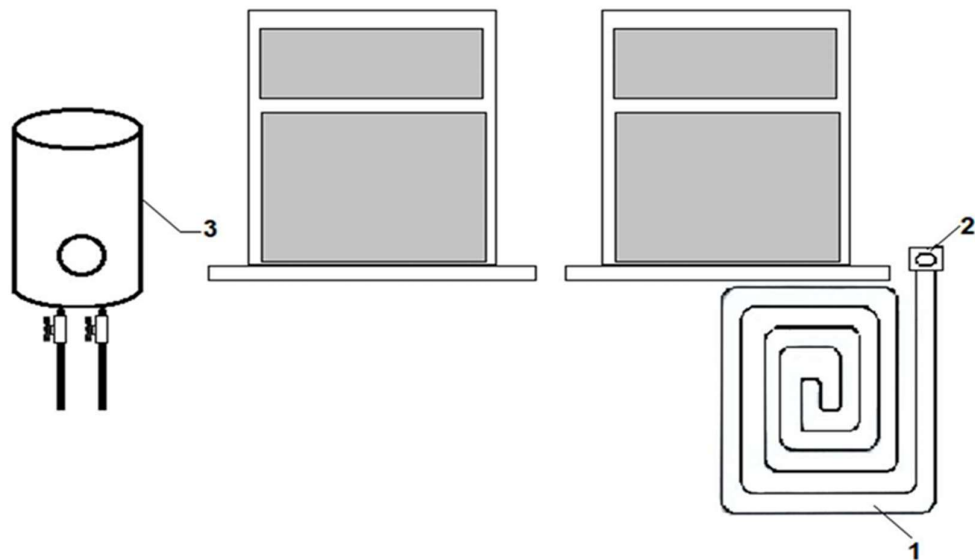
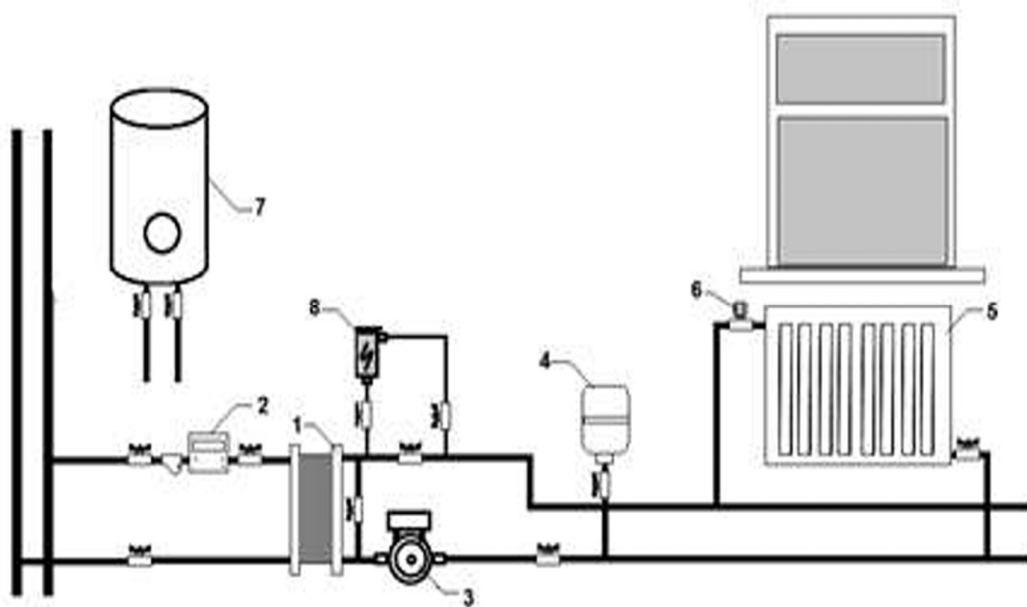


Рис. 1.3.5. «Тепла підлога»: 1 – нагрівальний килимок на текстильній основі; 2 – програмований термостат; 3 – електричний водонагрівач.

Центральне (комбіноване) опалення з електричним котлом

Комбінація другого та четвертого варіантів (рис. 1.3.6). Власник квартири має можливість на свій розсуд активувати конкретне джерело тепла протягом року. Система включає пластинчастий теплообмінник, лічильник теплової енергії, циркуляційні насоси, розширювальний бак, опалювальні прилади з термостатичними клапанами, електричні водонагрівачі та електричний котел.



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Рис. 1.3.6. Центральне (комбіноване) опалення з електричним котлом: 1 – пластинчастий теплообмінник; 2 – лічильник теплової енергії; 3 – циркуляційний насос; 4 – розширювальний бак; 5 – опалювальний прилад; 6 – термостатичний клапан з термостатичною головкою; 7 – електричний водонагрівач; 8 – електричний котел.

Центральне (комбіноване) опалення з "теплою підлогою"

Комбінація першого та п'ятого варіантів (рис. 1.3.7), тобто звичайної системи опалення та "теплої підлоги". Система забезпечує максимальний комфорт завдяки поєднанню різних способів передачі тепла та можливості вибору найбільш економічного режиму роботи залежно від умов експлуатації.

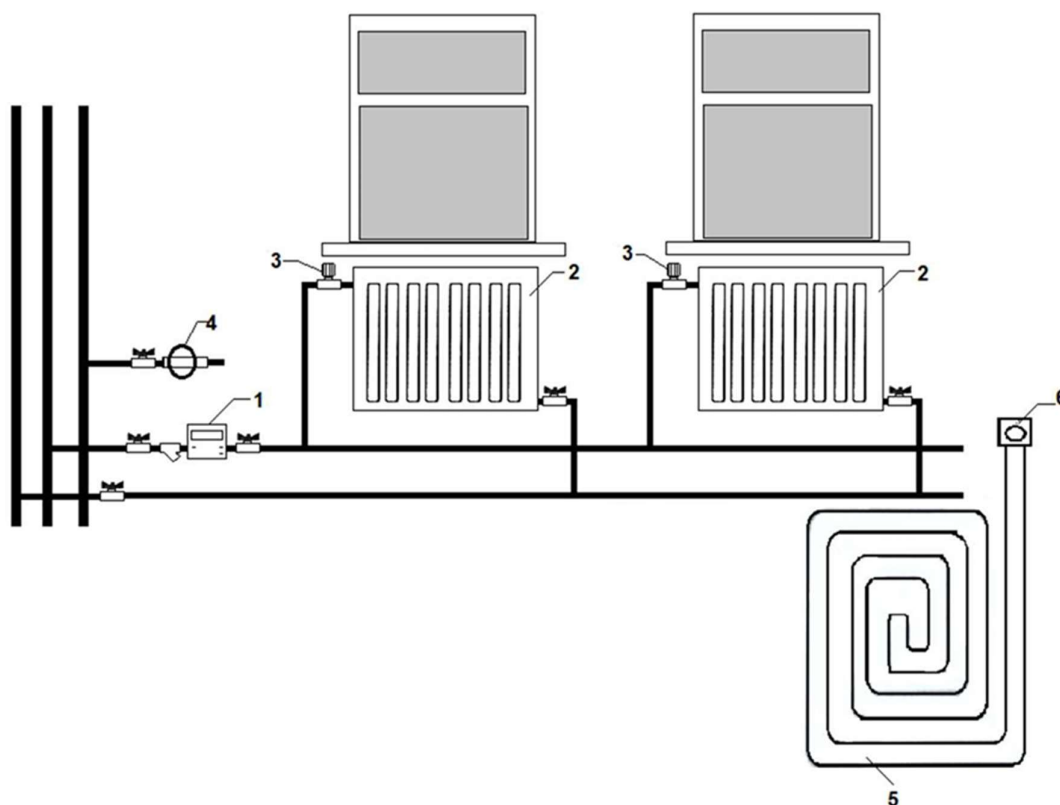


Рис. 1.3.7. Центральне (комбіноване) опалення з «теплою підлогою»: 1 — лічильник теплової енергії; 2 — опалювальний прилад; 3 — термостатичний клапан з термостатичною головкою; 4 — лічильник гарячої води; 5 — нагрівальний мат на текстильній основі; 6 — програмований термостат. 6 – програмований термостат.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Центральне (комбіноване) опалення з теплообмінником та теплою підлогою

Комбінація другого та сьомого варіантів (рис. 1.3.8), тобто "незалежної системи опалення" та "теплої підлоги". Ця система поєднує переваги незалежного підключення (розділення теплоносіїв, можливість використання альтернативних джерел) з комфортом теплої підлоги.

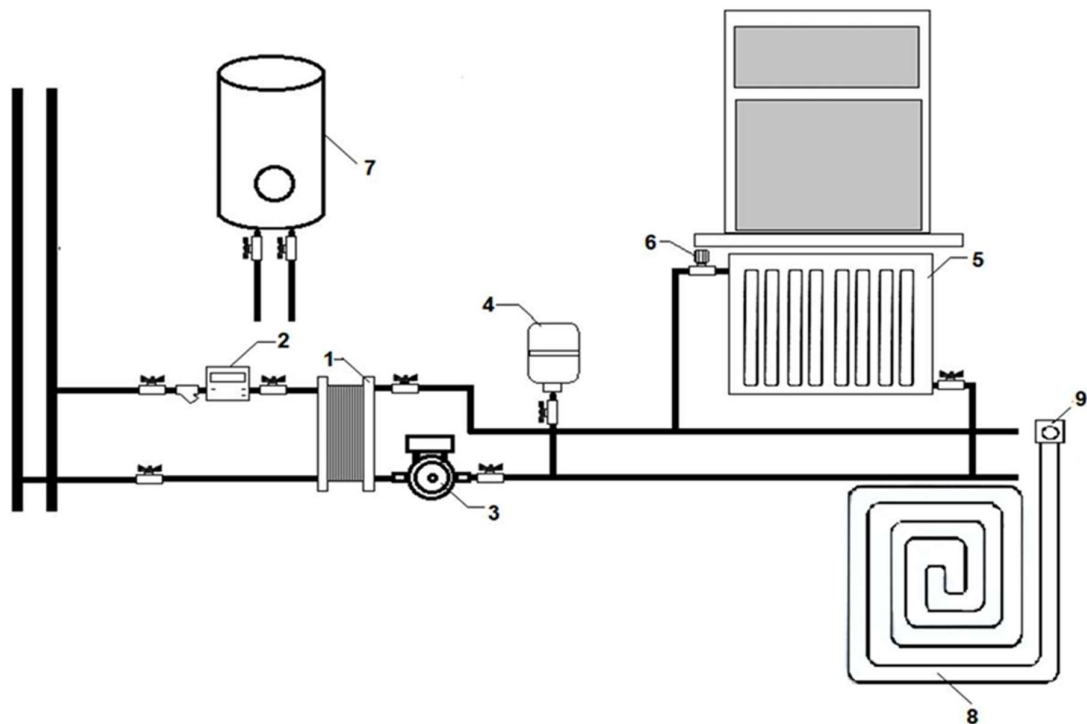


Рис. 1.3.8. Центральне (комбіноване) опалення з теплообмінником і теплою підлогою: 1 – пластиковий теплообмінник; 2 – лічильник теплової енергії; 3 – циркуляційний насос; 4 – розширювальний бак; 5 – опалювальний прилад; 6 – терmostатичний клапан з терmostатичною голівкою; 7 – електричний водонагрівач; 8 – опалювальний мат на текстильній основі; 9 – програмований терmostат.

Техніко-економічний аналіз систем теплопостачання

Для коректного порівняння розглянуто внутрішньобудинкові системи як частину єдиної системи опалення для конкретного мікрорайону, який включає певну житлову забудову. Аналіз проведено для мікрорайону з такими характеристиками: 4 будинки заввишки 19 поверхів, 9 будинків заввишки 16 поверхів та 7 будинків заввишки 13 поверхів. Загальна площа становить 136,12 тис. м², загальне теплове навантаження – 6,5 Гкал/год, максимальне розрахункове

навантаження гарячого водопостачання – 5,45 Гкал/год, загальне навантаження теплопостачання для житлових будівель – 11,95 Гкал/год.

При цьому варіюються потенційні джерела енергопостачання. Вихідними даними для конкретних техніко-економічних розрахунків є кліматологічні дані та параметри теплоносія і гідравлічний режим у точці підключення до зовнішніх теплових мереж: температурний графік 124-61°C, тиск у подавальному трубопроводі 0,8 МПа, тиск у зворотному трубопроводі 0,6 МПа.

Розрахункові капітальні інвестиції (в умовних одиницях) для восьми варіантів проєкту показали наступні результати. Найменші капітальні витрати характерні для варіанту 5 (система "тепла підлога") – 4585 умовних одиниць, найбільші – для варіанту 8 (центральне опалення з теплообмінником та теплою підлогою) – 8215 умовних одиниць.

Структура капітальних витрат включає: будівництво централізованої установки теплопостачання або котельні (від 0 до 805 умовних одиниць залежно від варіанту), будівництво внутрішньобудинкових систем опалення, включаючи поквартирні (від 3350 до 6960 умовних одиниць), будівництво систем гарячого водопостачання (270-305 умовних одиниць), встановлення централізованого обліку теплової енергії (0-50 умовних одиниць), встановлення внутрішньобудинкових систем електропостачання для потреб опалення (від 0 до 1745 умовних одиниць) та прокладання зовнішніх теплових мереж (від 295 до 550 умовних одиниць).

Порівняння техніко-економічних показників показало, що:

- Річне споживання теплової енергії для всіх варіантів однакове – 14301,4 Гкал
- Споживання електроприладів коливається від 0 (варіант 1) до 17286,2 кВт·год (варіант 3)
- Споживання від джерел централізованого теплопостачання варіює від 0 (варіанти 3-5) до 14873,5 Гкал (варіанти 1-2)
- Загальні експлуатаційні витрати найнижчі для варіанту 4 (квартирні електричні котли) – 295 умовних одиниць, найвищі для варіантів 7-8 – 546-547 умовних одиниць

Вартість 1 Гкал теплоти, поставленої системою централізованого теплопостачання, найнижча для варіантів 4-5 (0,53 умовних одиниць на Гкал) та найвища для варіантів 7-8 (близько 0,98 умовних одиниць на Гкал). Загальні

витрати з урахуванням періоду окупності найнижчі для варіанту 5 (система "тепла підлога") – 1635 умовних одиниць, найвищі для варіанту 8 – 2560 умовних одиниць.

Питомі витрати на 1 м² площі квартири найнижчі для варіанту 5 – 37,2 умовних одиниць/м², найвищі для варіанту 8 – 60,5 умовних одиниць/м². Питомі витрати на 1 Гкал поставленого тепла найнижчі для варіанту 5 – 115 умовних одиниць/Гкал, найвищі для варіанту 8 – 182 умовних одиниць/Гкал.

Альтернативні шляхи розвитку системи тепlopостачання

Очевидно, що вирішення зазначених проблем вимагає комплексного підходу. Вітчизняне тепlopостачання потребує ретельного перегляду та переорієнтації всієї системи державного регулювання. Перспективним напрямком є використання електроенергії для потреб тепlopостачання, що може конкурувати з традиційною когенераційною системою найближчим часом.

Основні чинники електроопалення, що демонструють його переваги над іншими типами тепlopостачання (централізованим та автономним):

Гнучкість. Електроенергія як основний передавач енергії в електричному тепlopостачанні може вироблятися з будь-якого виду первинної енергії, включаючи відновлювані енергоресурси. Цикл тепlopостачання, заснований на електроенергії, буде гнучко адаптуватися до змінного енергетичного ринку та до будь-яких нових технологій виробництва енергії.

Керованість. Електрична енергія (завдяки своїм фізичним властивостям) має більшу керованість, ніж теплова енергія. Ця характеристика впливає на економічну привабливість системи тепlopостачання. Електроенергію можна точніше обліковувати та розподіляти, тому електричне тепlopостачання дає змогу досягти точного співвідношення між спожитою та виробленою енергією. Очікуваний економічний ефект визначається економією витрат у циклі тепlopостачання до 30%.

Компактність. Електричні мережі, а також електричні системи опалення набагато компактніші (і дешевші), ніж інші опалювальні мережі та системи. Це особливо важливо у великих містах через високу щільність забудови та зростаючу кількість автомобілів, що потребують паркувальних місць. Впровадження електричного тепlopостачання відкриває можливість широкого використання підземних просторів для потреб міста.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективність. Згідно з природою електроенергії, процес передачі енергії можна забезпечити з показником ефективності, що перевищує той самий показник при роботі з іншими теплоносіями. Втрати при передачі електроенергії становлять 8-10%, тоді як втрати в теплових мережах можуть досягати 25-30%.

Водночас слід враховувати, що масове впровадження електроопалення вимагає значної модернізації електромереж, особливо на рівні розподілу, а також потребує перегляду тарифної політики для стимулювання використання нічних тарифів та зниження пікових навантажень на електромережу.

Роль низькоексергетичних систем у модернізації теплопостачання

Недооцінка ролі внутрішніх систем опалення в єдиному ланцюгу теплопостачання призвела до відсутності будь-якого контролю над споживанням тепла абонентами в більшості багатоповерхових житлових будівель, побудованих у ХХ столітті. Результатом цієї недооцінки є тридцятивідсоткові втрати тепла, згенерованого на джерелі та доставленого абоненту безпосередньо в житловому будинку.

Науковий інтерес полягає у вивченні конструкцій різних внутрішніх систем опалення з точки зору їх технічних можливостей для цілорічного раціонального споживання тепла кожною квартирою, а не лише всім житловим будинком, як це відбувається зараз. Мотивацією для досліджень є вивчення існуючих та технічно можливих нових систем опалення з метою надання конкретних рекомендацій щодо їх впровадження, з урахуванням техніко-економічних можливостей отримання тепла або електроенергії від існуючих джерел.

Впровадження низькоексергетичних систем опалення з використанням низькотемпературних опалювальних приладів (тепла підлога, настінне опалення, низькотемпературні радіатори) дозволяє:

- Знизити температурний графік теплоносія до 45/35°C, 35/28°C або навіть нижче
- Підвищити ефективність роботи конденсаційних котлів та теплових насосів
- Зменшити втрати при транспортуванні теплоносія
- Покращити комфортність приміщень за рахунок оптимального розподілу температури
- Створити передумови для інтеграції відновлюваних джерел енергії

- Реалізувати концепцію теплових просьюмерів з можливістю двостороннього обміну теплом

1.4 Перспективи НВДЕ в індивідуальних комбінованих системах теплопостачання

Зростання вартості традиційних енергоносіїв, необхідність декарбонізації та впровадження структур сталого розвитку в енергетиці формують новий напрям застосування **відновлюваних джерел енергії (НВДЕ)** в індивідуальних та комбінованих системах теплопостачання (КСТ). Комбіновані системи, що одночасно забезпечують виробництво тепла та електроенергії (СНР, ССНР), поступово переходять до інтеграції низькотемпературних джерел, зменшуючи залежність від викопного палива та підвищуючи гнучкість системи.

Роль НВДЕ в індивідуальних комбінованих системах

В умовах нестабільності ринку традиційних енергоносіїв. Системи на базі сонячної енергії, геотермальних ресурсів та біомаси можуть формувати стійке індивідуальне теплопостачання, особливо при використанні низькотемпературних контурів та теплових насосів.

Дослідження також підкреслює, що **найбільш ефективною стратегією підвищення частки НВДЕ є їх інтеграція у комбіновані системи СНР**, оскільки одночасне виробництво тепла та електроенергії підсилює коефіцієнт корисного використання енергії та дозволяє знизити нестабільність НВДЕ завдяки використанню **сховищ теплової енергії (TES)**.

Основні типи НВДЕ в індивідуальних КСТ

Сонячні теплові системи (STC)

Сонячні колектори забезпечують значну частку теплової енергії для ГВП та опалення, особливо у низькотемпературних мережах. Вони ефективні в комбінації з TES та тепловими насосами.

Геотермальні та ґрунтові джерела

Низькотемпературні геотермальні системи у поєднанні з тепловими насосами є одними з найбільш перспективних завдяки їх стабільності та високому COP.

Біомаса та біогаз

Біомаса є найбільш поширеним видом НВДЕ для СНР-установок, забезпечуючи стабільність та можливість роботи в режимах змінного навантаження.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Дослідження підтверджує, що **біомаса має найвищу частку у відновлюваних СНР-системах** та є базовим джерелом теплоти у індивідуальних комбінованих системах опалення .

Вітрова енергія у комбінації з теплонакопиченням

Вітрова енергія в індивідуальних СНР системах є перспективною тільки у разі інтеграції TES або фазозмінних акумуляторів (PCM). **Теплове накопичення дозволяє знизити втрати вітрової енергії з 18,7% до 11,2%** при інтеграції у СНР .

Переваги впровадження НВДЕ у КСТ

- 1. Підвищення енергонезалежності споживача**
Можливість роботи в автономному або напівавтономному режимі.
- 2. Зменшення ексергодеструкції**
Низькотемпературні джерела (сонячні колектори, ґрунтові теплові насоси) гармонійно інтегруються у LowEx-системи.
- 3. Збільшення загального ККД системи**
СНР-установки на базі біомаси або біогазу дозволяють досягати ККД 75–85%.
- 4. Скорочення викидів CO₂**
Перехід на НВДЕ суттєво зменшує вуглецевий слід індивідуальних будівель та малих енергетичних центрів.
- 5. Можливість комбінування джерел**
Інтелектуальні системи керування дозволяють оптимізувати використання різних НВДЕ залежно від погоди, навантаження та тарифів.

Технічні та економічні перспективи

На основі комбінованого аналізу статей можна сформулювати такі ключові перспективи:

- **Теплові насоси та низькотемпературні мережі** стають базовою технологією індивідуальних комбінованих систем, де НВДЕ використовується максимально ефективно.
- **Теплові акумулятори (TES, PCM)** є обов'язковим елементом для стабільної роботи НВДЕ-СНР.
- **Біомаса залишається найбільш універсальним та економічно вигідним джерелом НВДЕ** для індивідуальних систем.

- **Комбінування STC + ТН + ТЕС** у Європі показує скорочення первинного енергоспоживання на 25–40%.
- **Математичні моделі оптимізації** дозволяють зменшити експлуатаційні витрати до 5–20% за рахунок оптимального вибору потужності СНР та ТЕС .

Виклики та обмеження

Основні проблеми впровадження НВДЕ в індивідуальні комбіновані системи:

- висока початкова вартість обладнання (особливо ТН та ТЕС);
- варіабельність роботи сонячних та вітрових систем;
- ризики недовантаження СНР у малих системах;
- складність оптимального керування багатоджерельними системами.

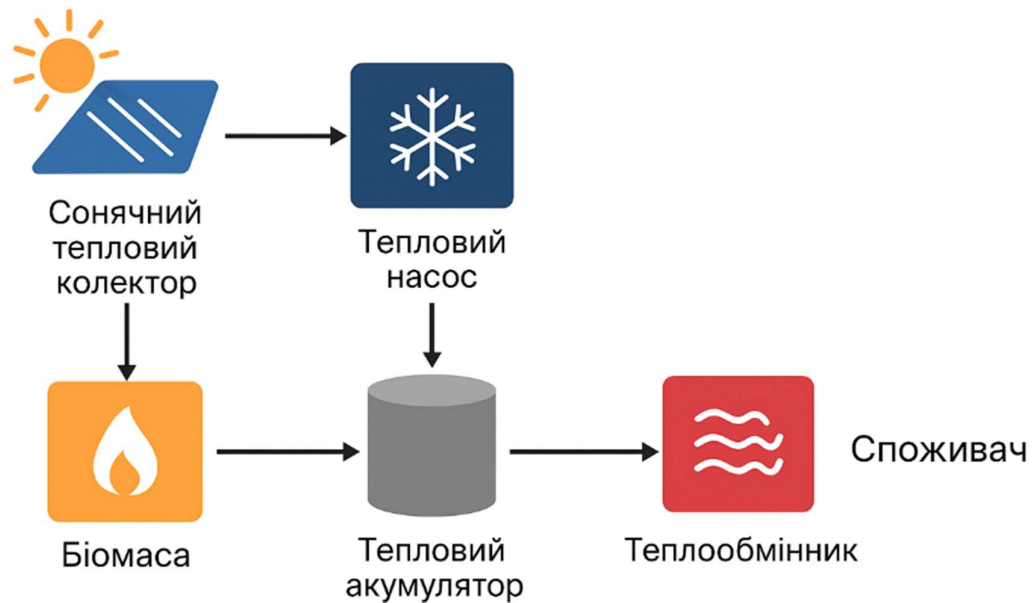


Рис. 1.4.1. Перспективна індивідуальна низько-ексергетична система теплопостачання.

2. КОНЦЕПЦІЯ НИЗЬКОЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

2.1 Поняття ексергії в енергетичних системах

Ексергія є центральним поняттям у термодинамічному аналізі енергетичних систем і визначає **максимально можливу частку енергії, яка може бути перетворена в корисну роботу** за наявних умов навколишнього середовища. На відміну від енергії, ексергія не зберігається: вона частково або повністю втрачається у процесах теплопередачі, тертя, необоротності та інших реальних перетвореннях. Саме тому ексергетичний підхід дозволяє оцінювати *не лише кількісну, але й якісну* сторону енергетичних потоків.

У статті Schmidt & Shukuya (2008) підкреслюється, що традиційний аналіз на основі Першого закону термодинаміки часто не відображає реального потенціалу енергетичних систем до перетворення енергії, особливо у випадках низькотемпературного тепла. Наприклад, теплота з температурою 30–40 °С містить значно менший ексергетичний потенціал порівняно з теплою 90–100 °С, хоча їхня теплова енергія може бути однаковою. Саме тому під час проектування низькотемпературних систем теплопостачання особливу увагу приділяють саме **якості енергетичного ресурсу**, що й визначає ефективність LowEx-систем.

Визначення та фізичний зміст ексергії

Ексергія (Ex) — це загальна міра відхилення стану системи від стану термодинамічної рівноваги з довкіллям. Її величина залежить від температури, тиску та складу навколишнього середовища, яке є так званим **референтним середовищем (dead state)**.

У найпростішому випадку для теплових потоків ексергія визначається як:

$$Ex = Q \left(1 - \frac{T_0}{T} \right),$$

де

Q — кількість теплоти,

T — температура джерела,

T_0 — температура довкілля.

Це рівняння показує, що навіть велика кількість низькотемпературної теплоти має незначний ексергетичний потенціал. Тому традиційні високотемпературні системи теплопостачання, що працюють за графіками 90/70 °С, містять високий ексергетичний ресурс, який *неповністю використовується* при опаленні будівель з низькотемпературними потребами (35–40 °С).

Ексергетичні втрати в системах теплопостачання

Згідно з результатами Schmidt & Shukuya (2008), найбільші втрати ексергії виникають у таких елементах:

1. **Джерела теплоти (котли, ТЕЦ, теплові насоси)** — через теплопередачу з великим температурним напором.
2. **Теплові мережі** — через теплову ізоляцію та передачу теплоти в довкілля.
3. **Обладнання споживачів** — радіатори, змішувачі, системи ГВП, де високотемпературний ресурс знижується до комфортної температури.

Ексергетичний аналіз показує, що низькоексергетичні мережі (LowEx DH) суттєво зменшують втрати ексергії на етапах виробництва та розподілу теплоти.

Співвідношення енергії та ексергії

Для кращого розуміння різниці між поняттями доцільно подати порівняльну таблицю.

Таблиця 2.1 — Порівняння понять енергії та ексергії

Характеристика	Енергія	Ексергія
Фізичний зміст	Кількість енергоресурсу	Якість та корисність енергоресурсу
Збереження	Повністю зберігається	Не зберігається (втрачається через необоротності)
Залежність від середовища	Немає	Є (визначається відхиленням температури/тиску від довкілля)

Характеристика	Енергія	Ексергія
Роль у теплопостачанні	Характеризує загальний обсяг теплоти	Показує потенціал теплоти до виконання роботи
Важливість у LowEx	Вторинна	Основна

Ексергія та якість теплоти у будівлях

У системах опалення та вентиляції, особливо у сучасних енергоефективних будинках, температурні вимоги знижені (30–45 °С), що робить їх ідеальними для низькоексергетичних систем. Schmidt & Shukuya (2008) наголошують, що традиційні високотемпературні системи нераціонально витрачають ексергію, оскільки використовують високоякісну теплоту для низькотемпературних потреб.

Це створює передумови для переходу до:

- теплових насосів,
- низькотемпературних мереж,
- активного використання НВДЕ,
- систем четвертого та п'ятого покоління (4GDH, 5GDH).

Значення ексергії для концепції LowEx

Ексергетичний підхід формує основу сучасних низькотемпературних мереж теплопостачання. Згідно з дослідженнями, LowEx-системи:

- зменшують ексергетичні втрати до **30–50%** у порівнянні з традиційними мережами;
- дозволяють використовувати **відновлювані та вторинні джерела теплоти**;
- підвищують ефективність теплових насосів;
- забезпечують відповідність якості теплоти потребам будівель;
- створюють передумови для децентралізації та появи **теплових просьюмерів**.

Таким чином, ексергія виступає ключовим показником у проектуванні сучасних енергетичних систем, а її аналіз дозволяє переходити від простого теплопостачання до **раціонального використання енергетичного потенціалу**.

2.2 Вплив низькоексергетичного циклу повставленої теплової енергії на усталений розвиток

Концепція низькоексергетичного (LowEx) теплопостачання є однією з ключових складових сучасної стратегії сталого розвитку енергетичних систем. Вона базується на принципі відповідності **якісних характеристик теплоти** її кінцевому призначенню. Підвищення ефективності систем теплопостачання можливе не лише через зменшення енергоспоживання, але й через **оптимізацію ексергійного балансу**, що визначає рівень раціонального використання природних ресурсів.

Сталий розвиток сучасної енергетики вимагає мінімізації негативного впливу на довкілля, інтеграції НВДЕ та забезпечення високої гнучкості систем. Саме низькоексергетичний підхід дозволяє сформувати нову архітектуру теплових мереж та систем будівель, яка відповідає цим цілям.

Низькоексергетичний цикл у системах теплопостачання

Низькоексергетичний цикл постачання теплоти передбачає:

- використання **низькотемпературних джерел теплоти** (геотермальної енергії, теплоти повітря, скидного тепла, сонячних колекторів);
- застосування **теплових насосів**, які підвищують температуру лише до рівня, необхідного споживачу;
- розподіл теплоти за **низькотемпературними мережами** (4GDH та 5GDH);
- зменшення різниці між температурою джерела й споживача, що мінімізує ексергетичні втрати.

Це дозволяє формувати системи, де тепла енергія використовується з максимальною ефективністю і майже не супроводжується необоротними процесами, характерними для традиційних схем 90/70 °С.

Екологічні аспекти LowEx-систем

Впровадження LowEx-дизайну безпосередньо впливає на зменшення екологічного навантаження. Основні екологічні переваги:

1. **Зменшення споживання первинних енергоресурсів**
Завдяки використанню низькотемпературних джерел і теплових насосів, які працюють із високим COP (3–5 і більше).
2. **Скорочення викидів CO₂**
Перехід від високотемпературних систем до LowEx дозволяє зменшити викиди на 20–40% у залежності від структури джерел теплоти.
3. **Інтеграція відновлюваних та вторинних джерел теплоти**
Низькотемпературні мережі можуть використовувати практично будь-яке НВДЕ-джерело, включно з теплом ґрунту, стічних вод, вентиляційних потоків, підвищуючи частку відновлюваної теплоти до 50–80%.
4. **Можливість використання теплових просьюмерів**
Споживачі можуть не лише отримувати тепло, але й повертати його у мережу (границі будинку \approx температура мережі), що формує **циркулярну теплову економіку**.

Економічні переваги низькоексергетичного підходу

Перехід до LowEx-систем забезпечує низку економічних переваг:

- **зменшення експлуатаційних витрат** за рахунок зниження температурних режимів і кращої ефективності ТН;
- **оптимізація витрат на теплові мережі** (менша товщина теплоізоляції, менші теплові втрати);
- **можливість локальної генерації теплоти** та продажу надлишків енергії (модель “prosumer-to-grid”);
- **довший строк роботи обладнання** завдяки меншому температурному навантаженню.

Таким чином, LowEx-система забезпечує не лише зниження екологічних ризиків, але й економічну привабливість.

Суспільна значущість LowEx-теплопостачання

Сталий розвиток охоплює також соціальну складову:

- **Підвищення енергетичної безпеки** через скорочення імпорту викопного палива.

- **Децентралізація теплопостачання**, що підвищує стійкість системи до аварій.
- **Створення умов для формування “енергетичних громад”**, де кожен споживач стає активним учасником елементів постачання енергії.
- **Покращення мікроклімату в будівлях**, оскільки низькотемпературні системи працюють матеріально стабільніше.

Системний ефект LowEx-підходу на рівні міст і громад

Перехід до LowEx у масштабах міста формує:

- зменшення ексергетичних втрат у мережі до **30–50%**;
- можливість створення **модульних мереж**, підключених до різних джерел;
- формування **смарт-інфраструктури**, що реагує на погодні умови і тарифи;
- підвищення стабільності системи за рахунок колективного використання **низькопотенційного тепла**.

Низькоексергетичний цикл постачання теплоти є фундаментом сталого розвитку сучасних енергетичних систем. Він забезпечує раціональне використання ресурсів, мінімізує шкідливі викиди, інтегрує НВДЕ та дозволяє формувати гнучкі, економічно вигідні та екологічно чисті теплові мережі. LowEx-підхід стає базовою концепцією для теплопостачання майбутніх міст та енергоефективних будівель.

2.3 Енергетичний та ексергетичний аналіз низькотемпературних мереж централізованого теплопостачання

Енергетичний та ексергетичний аналіз є ключовими інструментами оцінки ефективності низькотемпературних мереж централізованого теплопостачання (Low Temperature District Heating — LTDH). Енергетичний аналіз враховує кількість переданої теплоти, тоді як ексергетичний — її якість та здатність виконувати корисну роботу. Низькотемпературні мережі характеризуються зменшеним температурним напором, що мінімізує необоротності та знижує рівень ексергодеструкції в системі.

LTDH-системи забезпечують суттєве скорочення теплових втрат та покращення ексергетичної ефективності порівняно з традиційними мережами третього покоління.

Енергетична модель низькотемпературної мережі

Енергетичний аналіз базується на рівнянні теплового балансу:

$$Q = \dot{m} \times c_p \times (T_{\text{п}} - T_{\text{з}}),$$

де

\dot{m} — масова витрата теплоносія,

c_p — теплоємність води,

$T_{\text{п}} - T_{\text{з}}$ — температура подачі та звороту відповідно.

У низькотемпературних мережах (45–55 °С подача, 20–25 °С зворот) зменшення температурного перепаду компенсується збільшенням витрати теплоносія. Проте загальні теплові втрати мережі скорочуються завдяки:

- меншій різниці між температурою мережі та навколишнім середовищем,
- зниженню теплового навантаження трубопроводів,
- можливості використання попередньо ізольованих труб меншого діаметра.

Згідно з дослідженнями Energy Procedia (2017), LTDH може зменшити теплові втрати мережі **на 25–40%** у порівнянні з традиційними графіками 90/70 °С.

Основи ексергетичного аналізу низькотемпературних мереж

Ексергія теплового потоку визначається рівнянням:

$$Ex = Q \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{п}}} \right),$$

де

T_0 — температура довкілля.

Зниження температури подачі призводить до зменшення ексергетичного потенціалу потоку, але, що важливо, **зменшує ексергійні втрати під час передачі тепла споживачам**, оскільки:

- температура споживача (наприклад, системи підлогового опалення — 30–35 °С) ближча до температури подачі,

- процес теплопередачі відбувається з меншим температурним напором,
- необоротності в теплообмінних вузлах суттєво знижуються.

При зниженні температури подачі до 50 °С інтегральні втрати ексергії мережі можуть зменшуватися на **20–35%**.

Джерела ексергетичних втрат у LTDH

Ексергійні втрати формуються у таких основних елементах:

1. **Джерело** **теплоти**
У традиційних системах саме джерело є найбільшим місцем ексергодеструкції через високі температури генерації. У LTDH джерелами часто виступають теплові насоси, геотермальні системи, стічні води, що працюють у нижчому температурному діапазоні — це мінімізує втрати.
2. **Теплові** **мережі**
Втрачають значно менше ексергії через зменшений температурний напір між трубопроводами та довкіллям.
3. **Теплові** **пункти** **споживачів**
При зниженні температури подачі до 50–55 °С необоротності в теплообмінниках скорочуються до 30%.
4. **Системи** **опалення** **будівель**
Низькотемпературні системи (підлоги, стіни, стелі) працюють з найвищою ексергетичною ефективністю.

Порівняння ексергетичної ефективності систем 3G та LTDH

Нижче наведена узагальнена таблиця, що ілюструє типові значення ексергійних втрат за даними двох базових досліджень.

Таблиця 2.3 — Порівняння ексергетичних характеристик систем 3G та LTDH

Параметр	Система 3G (90/70 °С)	LTDH (55/25 °С)
Температура джерела	Висока	Низька

Параметр	Система 3G (90/70 °С)	LTDH (55/25 °С)
Ексергія подачі	Висока	Середня
Ексергія корисного використання	Низька	Середня–висока
Ексергодеструкція в мережі	Висока	20–40% нижча
Ефективність теплових насосів	Обмежена	Вища (через низький напір)
Теплові втрати	Високі	Низькі
Можливість використання НВДЕ	Обмежена	Максимальна

LTDH як основа для майбутніх енергетичних систем

Низькотемпературні мережі є ключовим елементом енергетичної трансформації.

LTDH:

- оптимально працює в поєднанні з тепловими насосами;
- створює умови для інтеграції теплових просьюмерів;
- є технологічною основою для мереж **четвертого та п'ятого покоління**;
- значно підвищує ефективність відновлюваних та вторинних джерел теплоти.

З точки зору сталого розвитку, LTDH дозволяє:

- зменшити споживання викопного палива,
- знизити викиди CO₂ на 30–50%,
- інтегрувати геотермальне тепло, тепло ґрунту, стічних вод та промислове скидне тепло,
- підвищити гнучкість і стійкість теплових систем.

Енергетичний та ексергетичний аналіз доводить, що низькотемпературні мережі є перспективним напрямом розвитку централізованого теплопостачання. Вони забезпечують істотне скорочення теплових та ексергетичних втрат, сприяють інтеграції НВДЕ та дозволяють підвищити загальну ефективність систем теплопостачання. LTDH відіграє ключову роль у формуванні майбутніх сталих енергетичних систем четвертого та п'ятого покоління.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА СХЕМА ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ НИЗЬКОЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

3.1 Обґрунтування потужності теплового насосу

Під час проектування джерела теплоти для низькоексергетичних систем централізованого теплопостачання (LTDH та 5GDH) одним із ключових етапів є визначення необхідної потужності теплового насоса (ТН), який забезпечуватиме покриття теплових навантажень мікрорайону та формування температурного графіку 45/40 °С.

Приєднана теплова потужність мікрорайону становить **50 МВт**, що відповідає теплоспоживанню житлової забудови середньої щільності у великих містах Північної Європи. У низькотемпературних мережах, де використовується графік **45/40 °С**, теплові насоси є основним джерелом теплоти завдяки вискоексергетичній ефективності та можливості використання низькопотенційних джерел.

Характеристики температурного графіка 45/40 °С

Такий графік має такі особливості:

- дуже низький температурний напір у споживача (**5 °С**),
- мінімізація теплових втрат у мережі,
- максимальна ексергетична ефективність,
- оптимальні умови для роботи великих теплових насосів,
- можливість інтеграції теплових просьюмерів (підключення локальних ТН).

Графік 45/40 характерний для систем **п'ятого покоління**, де теплова мережа працює як “тепловий контур”, а кінцеве доведення температури виконується локально.

Визначення необхідної теплової потужності ТН

Оскільки приєднана потужність становить 50 МВт, ТН повинен забезпечувати:

$$Q_{TN} = Q_{\text{приєдн}} = 50 \text{ МВт}$$

У низькотемпературних системах додається коефіцієнт резервування:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- для великих ТН (централізовані установки) приймають **1.1...1.2**

Тоді:

$$Q_{\text{вст}} = 1.15 \times 50 = 57.5 \text{ МВт}$$

Отже, встановлена теплова потужність ТН = **55–60 МВт**.

Визначення електричної потужності теплового насоса

У LTDH COP залежить від температур:

$$COP \approx \frac{T_{\text{cond}}}{T_{\text{cond}} - T_{\text{evap}}}$$

Приймаємо:

- температура конденсації $\approx 48 \text{ }^\circ\text{C}$ (321 К),
- температура випаровування $\approx 8 \text{ }^\circ\text{C}$ (281 К),
що відповідає роботі від ґрунтового або ґрунтово-водяного джерела.

Тоді:

$$COP_{\text{теор}} = \frac{321}{321 - 281} = 8.03$$

З урахуванням реальних коефіцієнтів η :

$$COP_{\text{реал}} = 0.45 \dots 0.55 \times COP_{\text{теор}} \approx 3.6 \dots 4.2$$

Приймаємо:

- у пікових умовах $COP = 3.8$

Електрична потужність:

$$P_{\text{ел}} = \frac{Q_{\text{TN}}}{COP}$$

$$P_{\text{ел}} = \frac{57.5}{3.8} = 15.13 \text{ МВт}$$

Отже:

Електрична потужність ТН = 15 МВт

Вибір джерела низькопотенційного тепла

Для потужностей понад 50 МВт в світі використовують:

1. Глибока геотермальна енергія

- стабільне джерело,
- температура 40–80 °С,
- мінімальна сезонність.

2. Тепло очищених стічних вод

- розповсюджена технологія в Копенгагені, Хельсінкі, Стокгольмі,
- температура 8–16 °С,
- висока доступність у міських районах.

3. Тепло ґрунтових масивів + сезонні акумулятори (ATES, BTES)

- ефективно для LTDH,
- можливість балансування навантаження.

4. Промислове скидне тепло

- 20–40 °С,
- високий коефіцієнт використання.

Рекомендація:

Для потужності 50–60 МВт оптимальним джерелом є **очищені стічні води + ATES**, що забезпечує:

- стабільну температуру,
- мінімальні втрати ексергії,
- максимальний COP.

Розрахунок масової витрати мережевої води

$$\dot{m} = \frac{Q}{c_p \times \Delta T}$$

Для $\Delta T = 5$ °С:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{m} = \frac{50 \times 10^6}{4200 \times 5}$$

$$\dot{m} = 2380 \text{ кг/с}$$

Масова витрата ≈ 2400 кг/с

(≈ 2.4 т/с)

Це характерно для низькотемпературних контурних мереж.

Схема розташування обладнання

Система включає:

1. джерело низькопотенційного тепла (WWTP / АТЭС)
2. великі теплові насоси 55–60 МВт
3. гідравлічну групу LTDH (насоси \rightarrow розподіл)
4. акумулятор тепла 5–10 МВт·год
5. низькотемпературну мережу 45/40 $^{\circ}\text{C}$
6. локальні ТН і теплообмінники споживачів (при потребі)

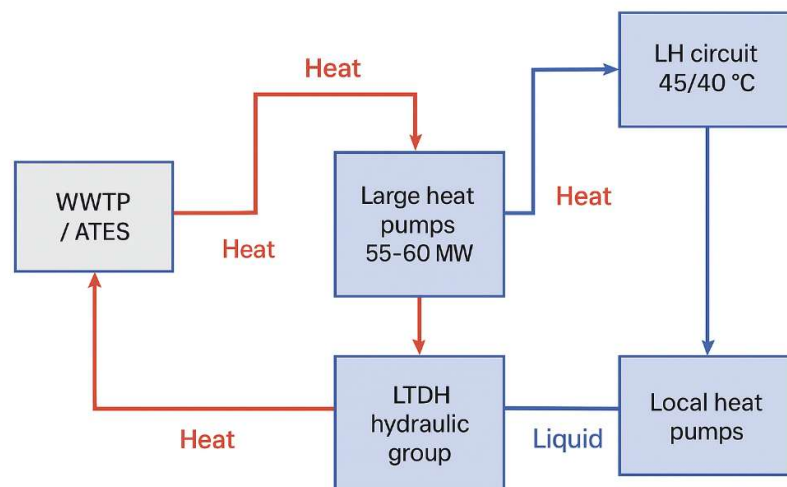


Рис 3.1. Очисні споруди / АТЭС», «Великі теплові насоси 55–60 МВт», «Гідравлічна група LTDH», «Місцеві теплові насоси», «Мережа 45/40 $^{\circ}\text{C}$

Потужність теплового насоса для низькоексергетичної мережі мікрорайону із навантаженням 50 МВт визначена як **55–60 МВт** (встановлена потужність) з електричним споживанням близько **15 МВт**. Низькотемпературний графік 45/40 °С забезпечує мінімальні теплові та ексергетичні втрати, високий COP та максимальну інтеграцію НВДЕ і вторинних джерел теплоти.

3.2 Розрахунок енергетичних витрат системи з тепловим насосом

Енерговитрати теплових насосів у низькоексергетичних системах централізованого теплопостачання визначаються насамперед їхнім коефіцієнтом перетворення (COP), температурним режимом мережі та характеристиками джерела низькопотенційного тепла. Для LTDH з графіком 45/40 °С основним фактором ефективності є мінімальний температурний напір між випарником та конденсатором, що забезпечує високий COP і низьке електроспоживання.

Основні вихідні дані

Параметр	Значення
Теплова потужність ТН	57.5 МВт
Електрична потужність	15 МВт
COP робочий	3.8
Температурний графік LTDH	45/40 °С
Температура джерела теплоти (WWTP/ATES)	8–12 °С
Тип джерела	Стічні води або ATES
Масова витрата мережевої води	~2400 кг/с

Розрахунок споживання електроенергії

Основне рівняння:

$$P_{\text{ел}} = \frac{Q_{\text{тепл}}}{COP}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$P_{\text{ел}} = \frac{57.5 \text{ МВт}}{3.8} = 15.13 \text{ МВт}$$

Приймаємо:

$P_{\text{ел}} \approx 15 \text{ МВт}$ (номінальне)

Розрахунок річного енергоспоживання ТН

Спочатку визначимо тривалість роботи в опалювальний сезон. Для мікрорайону в кліматичних умовах Північної Європи (у т.ч. Данії, півночі України):

- тривалість опалювального періоду ≈ 4500 год/рік,
- у міжсезоння навантаження становить $\sim 40\%$ від номінального.

Розрахунок:

1) Енергоспоживання в опалювальний період

$$E_{\text{зим}} = P_{\text{ел}} \times t = 15 \times 4500 = 67500 \text{ МВт} \times \text{год}$$

2) Енергоспоживання в міжсезоння

Беремо 40% потужності:

$$P_{\text{між}} = 0.4 \times 15 = 6 \text{ МВт}$$

Тривалість міжсезоння — приблизно 2000 год:

$$E_{\text{міжсез}} = 6 \times 2000 = 12000 \text{ МВт} \times \text{год}$$

3) Загальне річне енергоспоживання

$$E_{\text{річ}} = 67500 + 12000 = 79500 \text{ МВт} \times \text{год}$$

Розрахунок річного виробітку теплової енергії

$$Q_{\text{тепл річ}} = \text{COP} \times E_{\text{ел}}$$

$$Q_{\text{тепл річ}} = 3.8 \times 79500 = 302100 \text{ МВт} \times \text{год}$$

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

або

$$Q_{\text{тепл річ}} = 302 \text{ ГВт} \times \text{год/рік}$$

Це відповідає тепловому навантаженню мікрорайону чисельністю ~40–60 тис. жителів.

Питомі енергетичні витрати

Для оцінки ефективності системи:

$$e_{\frac{\text{ел}}{\text{тепл}}} = \frac{E_{\text{ел}}}{Q_{\text{тепл}}}$$

$$e_{\text{ел/тепл}} = \frac{79500}{302100} = 0.263$$

Питома витрата електроенергії системи: 0.26 МВт·год на 1 МВт·год тепла

Це надзвичайно високий показник ефективності (для порівняння: у традиційних електродотлів — 1.00 МВт·год → 1 МВт·год).

Порівняння з традиційними системами (для обґрунтування в дипломі)

Таблиця 3.2.1 — Порівняння енергетичних витрат різних систем

Система	СОР / ККД	Питома витрата електроенергії	Переваги
Електродотел	1.0	1.00	Простий, але вкрай неефективний
Газовий котел (ККД=0.9)	–	–	Викиди CO ₂ , залежність від газу
Тепловий насос (традиційний графік 70/50)	2.2–2.8	0.35–0.45	Середня ефективність
LTDH 45/40 + ТН	3.6–4.2	0.23–0.28	Найвища ексергетична ефективність

Система	COP / ККД	Питома витрата електроенергії	Переваги
5GDH (ambient loop)	4.0–5.0	0.20–0.25	Макс. інтеграція НВДЕ

Проведений розрахунок показує, що тепловий насос тепловою потужністю 57.5 МВт та робочим COP ≈ 3.8 забезпечує:

- річне електроспоживання: ≈ 79.5 ГВт·год,
- річний виробіток теплоти: ≈ 302 ГВт·год,
- питому витрату електроенергії: **0.26** МВт·год/МВт·год тепла,
- високу ексергетичну ефективність завдяки графіку 45/40 °С.

Отримані показники підтверджують доцільність застосування теплових насосів великої потужності у низькоексергетичних мережах з дуже низьким температурним напором, що відповідає концепції LTDH та 5GDH.

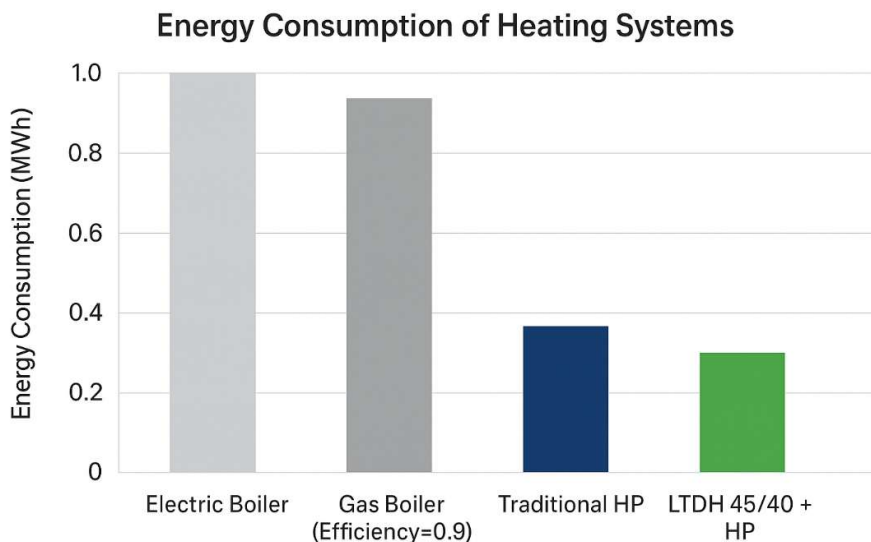


Рис 3.2. Споживання енергії тепловими системами (МВт/год). Електрокотел; газовий котел; традиційний тепловий насос (70/50); LTDH 45/40 + ТН.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4. МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

4.1 Моделювання зміни температурних режимів споживачів в низькоексергетичних централізованих системах теплопостачання з урахуванням затримки на постачання енергії та коливань добових температур

Однією з ключових особливостей низькоексергетичних централізованих систем теплопостачання (НЕТ-М) є їх підвищена чутливість до нестационарних режимів роботи, зокрема до добових коливань температури зовнішнього повітря та гідравлічно-теплової інерційності мережі. На відміну від традиційних високотемпературних систем (95/70 °С), у низькотемпературних мережах (45/40 °С) відносні втрати теплоти та вплив часових затримок стають більш відчутними, що потребує детального чисельного аналізу.

Мета та підхід до моделювання

Метою даного підрозділу є чисельне моделювання зміни температур подачі та зворотної води у котельні та у споживачів низькоексергетичної теплової мережі з урахуванням:

- добових коливань температури зовнішнього повітря;
- якісного регулювання температурного графіка джерела;
- теплових втрат у трубопроводах;
- затримки реагування котельні;
- часу транспортування теплоносія до споживачів.

Моделювання виконано в середовищі **Scilab** на основі розрахункової моделі тупикової двотрубною тепловою мережі з 12 вузлами. Геометрична схема мережі, а також розрахункові довжини ділянок і діаметри трубопроводів визначені на попередньому етапі дослідження та наведені у відповідних схемах і таблицях (див. додаток X).

Вихідні умови та допущення

Об'єктом дослідження є мікрорайон міста з сумарним тепловим навантаженням споживачів, розподіленим по вузлах мережі. Температурний графік системи прийнято низькотемпературним — 45/40 °С, що відповідає концепції НЕТ-М.

Основні розрахункові параметри:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахункова температура зовнішнього повітря:
 $t_{des} = -22 \text{ }^\circ\text{C};$
- температура внутрішнього повітря будівель:
 $t_{int} = 18 \text{ }^\circ\text{C};$
- температура ґрунту:
 $t_g = +5 \text{ }^\circ\text{C};$
- теплоємність води:
 $c = 4187, \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К});$
- густина теплоносія:
 $\rho = 1000, \text{ кг}/\text{м}^3 ;$
- максимальна швидкість теплоносія:
 $v_{max} = 2, \text{ м}/\text{с}.$

Добовий профіль температури зовнішнього повітря змодельовано для типового зимового дня січня в м. Київ у вигляді синусоїдальної функції з середньою температурою $-3,2 \text{ }^\circ\text{C}$ та амплітудою коливань близько $10 \text{ }^\circ\text{C}$. Такий підхід дозволяє наочно простежити динаміку реакції теплової мережі на зміну теплового навантаження протягом доби.

Математична модель температурних режимів

Теплове навантаження кожного споживача змінюється пропорційно коефіцієнту навантаження:

$$load_factor(h) = \frac{t_{int} - t_{out}(h)}{t_{int} - t_{des}}$$

де $(t_{out}(h))$ — температура зовнішнього повітря у відповідну годину.

Температура подачі у котельні визначається за законом якісного регулювання:

$$t_p(h) = t_z + (t_{p,nom} - t_z) \cdot \sqrt{load_factor(h)}$$

де $t_{p,nom}$ та t_z — номінальні температури подачі та зворотної води відповідно.

Падіння температури теплоносія вздовж кожної ділянки трубопроводу визначається з урахуванням лінійних теплових втрат:

$$\Delta T = \frac{Q_{loss}}{G \cdot c}$$

де Q_{loss} — втрати теплоти на ділянці, що визначаються за табличними питомими значеннями (табл. 3.1 Методики) з урахуванням поправочного коефіцієнта $\beta = 1,15$.

Для зворотного трубопроводу додатково враховується підмішування потоків від споживачів у вузлах мережі, що реалізовано у вигляді масово-зваженого середнього значення температур.

Урахування часових затримок

Особливу увагу в моделі приділено часовим затримкам:

- затримка реагування котельні τ , яка задається користувачем (у розрахунках прийнято 600 с);
- затримка транспортування теплоносія до кожного споживача, яка визначається як:

$$t_{travel,i} = \frac{l_i}{v}$$

де l_i — відстань від джерела до відповідного споживача.

Температура подачі у споживачів визначається шляхом зсуву температурного графіка котельні у часі, а температура зворотної води — з урахуванням миттєвого теплового навантаження споживача.

Аналіз отриманих результатів

Результати моделювання показали, що в умовах низькотемпературного графіка 45/40 °С:

- абсолютні втрати теплоти в мережі залишаються порівнянними з високотемпературним режимом, однак їх відносна частка зростає;
- часовий зсув між мінімумами температури подачі та зворотної води у котельні досягає **11,6 год**, що свідчить про значну теплову інерційність системи;
- температурні коливання у віддалених споживачів згладжуються, але проявляються із суттєвим запізненням відносно джерела.

Побудовані графіки температур подачі та зворотної води у котельні та у споживачів, а також схема теплової мережі з нанесенням температурних режимів і теплових навантажень, наведені у кінці розділу та в додатку Х. Вони підтверджують доцільність застосування низькоексергетичних мереж за умови ретельного урахування нестационарних режимів роботи та часових затримок.

Проведене моделювання доводить, що низькоексергетичні централізовані системи теплопостачання здатні ефективно працювати в умовах змінного теплового навантаження, однак потребують детального аналізу динамічних процесів. Отримані результати є базою для подальшого порівняльного аналізу різних температурних графіків (45/40, 80/60, 95/70, 130/70, 150/70) та оцінки їх ексергетичної ефективності.

Для аналізу впливу температурного графіка на динамічні характеристики системи моделювання виконувалося для п'яти режимів: **45/40, 80/60, 95/70, 130/70 та 150/70** °С. Розрахунок проводився на основі єдиної чисельної моделі з параметризацією температур джерела теплопостачання, що дозволило забезпечити коректне порівняння результатів.

4.2 Можливості впровадження теплових просьюмерів в централізованих системах теплопостачання та їх вплив на стійкість системи

Сучасні тенденції розвитку систем теплопостачання тісно пов'язані з переходом від централізованої ієрархічної моделі до більш гнучких децентралізованих структур, у яких споживачі можуть одночасно виконувати функції виробників теплової енергії. Такі учасники енергетичної системи отримали назву **теплові просьюмери** (від англ. *producer-consumer*).

У контексті низькоексергетичних централізованих систем теплопостачання (НЕТ-М) впровадження просьюмерів є особливо перспективним, оскільки температурні рівні мережі є близькими до температур навколишнього середовища, що дозволяє ефективно інтегрувати низькопотенційні джерела теплоти.

Поняття та типи теплових просьюмерів

Тепловий просьюмер — це споживач теплової енергії, який має можливість частково або повністю покривати власні теплові потреби, а за певних умов — передавати надлишкову теплоту назад у теплову мережу.

У низькоексергетичних системах теплопостачання до типових теплових просьюмерів належать:

- будівлі з тепловими насосами, що використовують ґрунтове, ґрунтово-водяне або повітряне тепло;
- об'єкти з сонячними тепловими колекторами;

- будівлі з рекуперацією внутрішніх теплових надлишків (серверні, торгові центри, промислові приміщення);
- об'єкти з локальними акумуляторами теплової енергії.

Особливістю НЕТ-М є можливість **двонаправленого теплообміну**, коли в окремі періоди часу будівля може бути не лише споживачем, а й джерелом теплоти для мережі.

Інтеграція просьюмерів у низькоексергетичну мережу

Інтеграція теплових просьюмерів у централізовану теплову мережу можлива за рахунок:

- низького температурного напору між теплоносієм і джерелами вторинної теплоти;
- використання децентралізованих теплових насосів;
- наявності акумулювальних ємностей, що зменшують пікові навантаження;
- гнучкого регулювання витрат і температур у вузлах підключення.

У порівнянні з традиційними системами 95/70 °С, у НЕТ-М суттєво спрощується використання відпрацьованого тепла, оскільки відпадає необхідність підвищення температури до високих рівнів. Це знижує ексергетичні втрати та підвищує загальну ефективність системи.

Вплив просьюмерів на температурні режими та гідравліку мережі

Запровадження просьюмерів призводить до зміни характеру теплових потоків у мережі. Зокрема:

- зменшується теплове навантаження на основне джерело теплопостачання;
- знижується середній температурний рівень зворотної води;
- можливі локальні зміни напрямку теплових потоків у окремих ділянках мережі.

У низькотемпературних мережах ці ефекти є менш критичними з точки зору безпеки експлуатації, проте потребують ретельного аналізу з позицій стійкості системи та забезпечення необхідних температур у віддалених споживачів.

Вплив теплових просьюмерів на стійкість системи

Стійкість централізованої системи теплопостачання визначається її здатністю підтримувати задані температурні режими за умов змінних зовнішніх і внутрішніх

впливів. Впровадження теплових просьюмерів у НЕТ-М впливає на стійкість системи як позитивно, так і потенційно негативно.

Позитивні ефекти:

- зменшення пікових навантажень на котельню або центральне джерело;
- підвищення енергетичної гнучкості системи;
- зниження загальних теплових втрат у мережі;
- підвищення надійності теплопостачання у разі відмови окремих елементів.

Потенційні ризики:

- ускладнення системи керування температурними та витратними режимами;
- можливі нестабільності при неконтрольованому двонаправленому теплообміні;
- необхідність точнішого балансування мережі.

Таким чином, для забезпечення стійкої роботи НЕТ-М з просьюмерами необхідне застосування сучасних систем автоматизованого управління та прогнозування теплових навантажень.

Роль просьюмерів у концепції низькоексергетичних систем

З позицій ексергетичного аналізу теплові просьюмери є важливим елементом переходу до сталих енергетичних систем. Вони дозволяють:

- максимально узгодити якість енергії джерела з потребами споживача;
- зменшити незворотні втрати ексергії;
- інтегрувати відновлювані та вторинні джерела теплоти без суттєвого підвищення температури теплоносія.

У сукупності це робить низькоексергетичні централізовані системи теплопостачання ефективною платформою для розвитку енергоефективних та кліматично нейтральних міських енергосистем.

Проведений аналіз показує, що впровадження теплових просьюмерів у низькоексергетичні централізовані системи теплопостачання є технічно доцільним і ексергетично обґрунтованим. За умови належного керування та балансування мережі просьюмери підвищують гнучкість і стійкість системи, зменшують

навантаження на центральні джерела та сприяють зниженню загальних енергетичних втрат.

4.3 Чисельне моделювання низькоенергетичної системи теплопостачання

4.3.1 Опис моделей

Об'єкт дослідження - тупикова двохтрубна теплова мережа з 12 вузлами (може змінюватися), моделюється як послідовність вузлів з координатами, де перший вузол - основне джерело теплопостачання з $Q=0$. Вузли з $Q=0$ – повороти або камери без приєднаного споживача, з $Q>0$ – споживачі (може варіюватися при аналізі). Геометричне моделювання: координати для розрахунку відстаней між послідовними вузлами.

Фізичне моделювання: втрати теплоти за таблицею 3.1 Методики (питомі q в Вт/м для підземної безканалльної прокладки, інтерполяція за $\Delta T = t_{sr} - t_g = +5$ °C), $\beta=1.15$. Математичне моделювання: розрахунок падіння температури послідовно для подачі (від джерела) та зворотки (від кінця, з урахуванням протилежного напрямку потоку води), з інтеграцією моделювання зміщення температурних графіків джерела та абонентів (з урахуванням затримок у котельні та трубах).

Температурний графік джерела - якісне регулювання 45/40 °C при $t_{des}=-22$ °C, $t_{int}=18$ °C. Добові коливання: типовий день січня в Києві (t_{out} середня -3.2 °C, синусоїдальний профіль з амплітудою ~ 10 °C – є злегка завищеним відповідно до реальних умов, для більшої наочності). Навантаження $Q_i(h) = Q_{base_i} * (t_{int} - t_{out}(h)) / (t_{int} - t_{des})$.

Діаметри D_n розраховуються автоматично: на основі максимальної витрати G_{max} для ділянки (при $load_factor=1$), $v_{max}=3$ м/с (прийнято як оптимальну), $\rho=1000$ кг/м³.

Падіння температури: $\Delta T = Q_{loss} / (G * c)$, з коректним знаком для зворотки (зменшення в напрямку потоку). Моделювання зміщення температур: урахування затримки котельні (τ) та часу доставки до споживачів ($t_{travel} = l_{cons} / v$), розрахунок затримки між мінімумами t_p та t_z котельні, таблиця та графік температур.

4.3.2 Математичний опис роботи коду Scilab для моделювання тупикової двотрубної теплової мережі

Об'єкт дослідження — тупикова двотрубна теплова мережа з $N = 12$ вузлами, моделюється як послідовність вузлів з координатами (x_i, y_i) , де перший вузол — основне джерело теплопостачання ($Q_1 = 0$).

Вузли з $(Q = 0)$ — повороти, з $(Q > 0)$ — споживачі. Модель включає:

- геометричне моделювання (відстані (l_i)),
- фізичне (втрати теплоти (q) за таблицею 3.1 Методики),
- математичне (розрахунок витрат (G) , температур (t_p, t_z) з підмішуванням зворотки).

Температурний графік джерела — якісне регулювання $95/70$ °С, з добовими коливаннями t_{out} для січня.

Мета — базова модель для оптимізації просюмерів (потужність $\leq 0.5 * Q_i$ для максимального зниження Q_{boiler}).

Код виконує розрахунки у два етапи:

- номінальний режим ($load_factor = 1, t_{p1} = 95$ °С),
- добовий (24 години) — для втрат енергії.

Нижче — математичний опис ключових блоків.

1. Геометричне моделювання

Відстані між вузлами:

$$l_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2}, \quad i = 1, \dots, N - 1$$

2. Гідравлічне моделювання (Dn)

Для максимальної витрати:

$$G_{max,i} = \frac{1000 \sum_{j=i+1}^N Q_{base,j}}{c \Delta T_{base}}, \quad \Delta T_{base} = 25^\circ \text{C}$$

Об'ємна витрата (V_i), площа (A_i), діаметр (d_i):

$$V_i = \frac{G_{\max,t}}{\rho}, \quad A_i = \frac{V_i}{v_{\max}}, \quad d_i = 1000 \sqrt{\frac{4A_i}{\pi}}$$

(Dn_i) — найближчий більший з Dn_{tab}.

3. Фізичне моделювання втрат (get_q)

$$q(Dn, \Delta t = t_{sr} - t_g)$$

інтерполюється з таблиці 3.1 (стовпці для Delta t = 52.5, 65, 75; лінійна інтерполяція / екстраполяція), ПОТІМ по Dn_{tab}, з:

$$q = \beta q_{tab} (\beta=1.15).$$

Втрати теплоти на ділянці:

$$Q_{loss_i} = q_i l_i \text{ (Вт)}.$$

4. Математичне моделювання температур і втрат

4.1. Номінальний режим

load_factor_max=1, t_{p_max}=95 °C (фіксована), ΔT_{max}=25 °C.

G_{max,i} як вище.

$$t_{p_max_arr}(1) = 95.$$

Для

подачі (i = 1...N-1):

$$q_{p,max,i} = get_q(Dn_i, t_{p,max,i} - t_g)$$

$$\Delta T_{p,max,i} = \frac{q_{p,max,i} l_i}{G_{max,i} c}$$

$$t_{p,max,i+1} = t_{p,max,i} - \Delta T_{p,max,i}$$

Для зворотки (від кінця):

$$t_{z_max_arr}(N) = t_{p_max_arr}(N) - 25.$$

Для $(i = N-1)$ **downto** 1:

$$q_{z,\max,i} = \text{get_q}(Dn_i, t_{z,\max,i+1} - t_g)$$

$$\Delta T_{z,\max,i} = \frac{q_{z,\max,i} t}{G_{\max,i} c}$$

$$t_{z_after} = t_{z_max_arr}(i+1) - \Delta T_{z,\max,i}$$

Якщо $Q_base(i) > 0$:

$$G_cons = Q_max(i) * 1000 / (c \Delta T_max)$$

$$t_{z_cons} = t_{p_max_arr}(i) - 25$$

$$t_{z_max_arr}(i) = (G_max(i) t_{z_after} + G_cons t_{z_cons}) / (G_max(i) + G_cons)$$

Інакше:

$$Q_loss_max = \sum (q_{p_vec_max,i} + q_{z_vec_max,i}) l_i / 1000 \text{ (кВт)}$$

$$Q_boiler = \sum_{i=2}^N Q_base,i + Q_loss_max$$

4.2. Добовий режим (втрати)

Для $hh = 1 \dots 24$:

$$\text{load_factor} = (18 - t_{out}(hh)) / 40$$

$$t_{p_h} = 70 + 25 \sqrt{\text{load_factor}}$$

$$\Delta T_h = t_{p_h} - 70$$

$G_{h,i}$ аналогічно G_{max} , але з $Q(h) = Q_{base} \text{load_factor}$

$$t_{p_temp} = t_{p_h}, \text{ падіння як для подачі } (q_{p_vec})$$

$$t_{z_temp}(N) = t_{p_temp}(N) - \Delta T_h$$

Зворотка — як вище, з підмішуванням.

Годинні втрати:

$$Q_loss_hourly(hh) = \sum (q_p + q_z) l / 1000$$

Середньодобові втрати:

$$\text{mean}(Q_loss_hourly) * 24 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}$$

5. Візуалізація

Графік $\text{plot}(x, y)$ з підписами:

- вузлів $Q, t_{p\max}, t_{z\max}$,
- ділянок l, D_n .

Межі розширені на **10%** з кожного боку geplot .

Код узгоджується з Методикою (пп. 3.1–3.10):

$$Q_{\text{т.м.}} = Q_{\text{вит}} + Q_{\text{о.т}}, \text{ де } Q_{\text{о.т}}$$

де $Q_{\text{о.т}}$ з таблиці 3.1, але витік $G_{\text{вит}}$ тут не врахований (припущення **0,25%** за п. 3.5).

Результати моделювання

95/70

"Відстані між вузлами (м):"

4000.

2000.

3000.

2000.

3000.

2000.

2000.

2000.

2000.

2000.

2000.

"Розрахункові діаметри D_n (мм):"

300.

300.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

200.

200.

200.

200.

200.

200.

200.

150.

80.

"Температури в вузлах для номінального режиму (°C):"

"Вузол 1: $t_p = 95$, $t_z = 46.866071$ "

"Вузол 2: $t_p = 92.340364$, $t_z = 48.359826$ "

"Вузол 3: $t_p = 91.049844$, $t_z = 40.937944$ "

"Вузол 4: $t_p = 88.328517$, $t_z = 42.274962$ "

"Вузол 5: $t_p = 86.571674$, $t_z = 43.188143$ "

"Вузол 6: $t_p = 83.99197$, $t_z = 41.876912$ "

"Вузол 7: $t_p = 81.993473$, $t_z = 42.966366$ "

"Вузол 8: $t_p = 80.045538$, $t_z = 41.6008$ "

"Вузол 9: $t_p = 77.672223$, $t_z = 42.962478$ "

"Вузол 10: $t_p = 75.347195$, $t_z = 40.545088$ "

"Вузол 11: $t_p = 71.597717$, $t_z = 39.583052$ "

"Вузол 12: $t_p = 66.167535$, $t_z = 41.167535$ "

"Фактична кількість втрат теплової енергії (середня добова, кВт·год): 208818.43"

"Встановлена потужність котельні (основного джерела з урахуванням втрат, кВт): 19418.987"

Введіть затримку котельні (с): 600

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

"Час затримки між мінімумами температури подачі та зворотки котельні:"

"Мінімальна температура подачі: 87.63 °C о 1.67 год"

"Мінімальна температура зворотки: 74.49 °C о 13.30 год"

"Затримка: 41880.00 секунд (11.63 годин)"

"Час (год) | T_out (°C) | T_supply_boiler (°C) | T_return_boiler (°C) | T_supply_i (°C)
| T_return_i (°C)"

"-----"

" 0 | -1.99 | 87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18 |
87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18"

" 1 | -1.91 | 87.64 | 75.18 | 87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23 |
87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23"

" 2 | -1.91 | 87.63 | 75.20 | 87.64 | 75.19 | 87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23 |
87.68 | 75.23 | 87.68 | 75.23"

" 3 | -1.99 | 87.67 | 75.19 | 87.64 | 75.14 | 87.64 | 75.14 | 87.66 | 75.16 | 87.68 | 75.18 |
87.68 | 75.18 | 87.68 | 75.18"

" 4 | -2.16 | 87.74 | 75.18 | 87.68 | 75.07 | 87.63 | 75.03 | 87.63 | 75.03 | 87.64 | 75.04 |
87.65 | 75.05 | 87.66 | 75.06"

" 5 | -2.41 | 87.84 | 75.15 | 87.75 | 75.00 | 87.67 | 74.92 | 87.64 | 74.89 | 87.63 | 74.88 |
87.63 | 74.88 | 87.63 | 74.88"

" 6 | -2.70 | 87.96 | 75.08 | 87.86 | 74.92 | 87.74 | 74.80 | 87.70 | 74.76 | 87.66 | 74.73 |
87.65 | 74.71 | 87.64 | 74.70"

" 7 | -3.03 | 88.10 | 74.98 | 87.98 | 74.84 | 87.84 | 74.70 | 87.78 | 74.64 | 87.73 | 74.59 |
87.71 | 74.56 | 87.69 | 74.55"

" 8 | -3.37 | 88.25 | 74.86 | 88.13 | 74.77 | 87.97 | 74.61 | 87.90 | 74.54 | 87.83 | 74.47 |
87.80 | 74.44 | 87.77 | 74.41"

" 9 | -3.70 | 88.39 | 74.75 | 88.27 | 74.71 | 88.11 | 74.55 | 88.03 | 74.47 | 87.95 | 74.39 |
87.92 | 74.36 | 87.88 | 74.32"

"10 | -3.99 | 88.52 | 74.65 | 88.41 | 74.67 | 88.26 | 74.51 | 88.18 | 74.43 | 88.09 | 74.35 |
88.05 | 74.31 | 88.02 | 74.27"

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

"11 | -4.24 | 88.62 | 74.57 | 88.54 | 74.64 | 88.40 | 74.50 | 88.32 | 74.42 | 88.24 | 74.34 | 88.20 | 74.30 | 88.16 | 74.26"

"12 | -4.41 | 88.70 | 74.52 | 88.64 | 74.64 | 88.53 | 74.52 | 88.46 | 74.45 | 88.38 | 74.38 | 88.34 | 74.34 | 88.31 | 74.30"

"13 | -4.49 | 88.74 | 74.49 | 88.71 | 74.65 | 88.63 | 74.57 | 88.57 | 74.52 | 88.51 | 74.45 | 88.48 | 74.42 | 88.44 | 74.38"

"14 | -4.49 | 88.75 | 74.50 | 88.75 | 74.69 | 88.70 | 74.65 | 88.67 | 74.61 | 88.62 | 74.56 | 88.59 | 74.53 | 88.56 | 74.50"

"15 | -4.41 | 88.72 | 74.54 | 88.75 | 74.74 | 88.75 | 74.74 | 88.73 | 74.72 | 88.70 | 74.69 | 88.68 | 74.68 | 88.66 | 74.65"

"16 | -4.24 | 88.65 | 74.60 | 88.71 | 74.81 | 88.75 | 74.85 | 88.75 | 74.85 | 88.74 | 74.85 | 88.73 | 74.84 | 88.72 | 74.82"

"17 | -3.99 | 88.56 | 74.69 | 88.64 | 74.89 | 88.72 | 74.97 | 88.74 | 74.99 | 88.75 | 75.00 | 88.75 | 75.01 | 88.75 | 75.00"

"18 | -3.70 | 88.44 | 74.79 | 88.54 | 74.98 | 88.65 | 75.09 | 88.69 | 75.13 | 88.72 | 75.16 | 88.73 | 75.17 | 88.74 | 75.18"

"19 | -3.37 | 88.30 | 74.91 | 88.41 | 75.06 | 88.55 | 75.19 | 88.61 | 75.25 | 88.66 | 75.30 | 88.68 | 75.32 | 88.70 | 75.34"

"20 | -3.03 | 88.15 | 75.03 | 88.27 | 75.13 | 88.43 | 75.28 | 88.50 | 75.36 | 88.56 | 75.42 | 88.59 | 75.45 | 88.62 | 75.48"

"21 | -2.70 | 88.01 | 75.14 | 88.13 | 75.19 | 88.29 | 75.35 | 88.37 | 75.43 | 88.44 | 75.50 | 88.48 | 75.54 | 88.51 | 75.57"

"22 | -2.41 | 87.88 | 75.24 | 87.98 | 75.23 | 88.14 | 75.39 | 88.22 | 75.47 | 88.31 | 75.55 | 88.34 | 75.59 | 88.38 | 75.63"

"23 | -2.16 | 87.77 | 75.32 | 87.86 | 75.25 | 88.00 | 75.40 | 88.08 | 75.48 | 88.16 | 75.56 | 88.20 | 75.60 | 88.24 | 75.64"

"24 | -1.99 | 87.69 | 75.38 | 87.75 | 75.25 | 87.87 | 75.37 | 87.94 | 75.44 | 88.02 | 75.52 | 88.05 | 75.56 | 88.09 | 75.60"

"Відстані між вузлами (м):"

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4000.

2000.

3000.

2000.

3000.

2000.

2000.

2000.

2000.

2000.

2000.

"Розрахункові діаметри D_n (мм):"

600.

600.

450.

450.

450.

400.

400.

350.

350.

250.

200.

"Температури в вузлах для номінального режиму ($^{\circ}\text{C}$):"

"Вузол 1: $t_p = 45$, $t_z = 35.339067$ "

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

"Вузол 2: t_p = 44.544381, t_z = 35.688625"

"Вузол 3: t_p = 44.319166, t_z = 34.204706"

"Вузол 4: t_p = 43.823932, t_z = 34.577239"

"Вузол 5: t_p = 43.497934, t_z = 34.827696"

"Вузол 6: t_p = 43.013044, t_z = 34.670512"

"Вузол 7: t_p = 42.664989, t_z = 34.944692"

"Вузол 8: t_p = 42.320121, t_z = 34.741929"

"Вузол 9: t_p = 41.92977, t_z = 35.056303"

"Вузол 10: t_p = 41.543503, t_z = 34.622541"

"Вузол 11: t_p = 40.927136, t_z = 34.467259"

"Вузол 12: t_p = 39.896198, t_z = 34.896198"

"Фактична кількість втрат теплової енергії (середня добова, кВт·год): 205844.92"

"Встановлена потужність котельні (основного джерела з урахуванням втрат, кВт): 19579.372"

Введіть затримку котельні (с): 600

"Час затримки між мінімумами температури подачі та зворотки котельні:"

"Мінімальна температура подачі: 43.53 °C о 1.67 год"

"Мінімальна температура зворотки: 40.90 °C о 13.30 год"

"Затримка: 41880.00 секунд (11.63 годин)"

"Час (год) | T_out (°C) | T_supply_boiler (°C) | T_return_boiler (°C) | T_supply_i (°C) | T_return_i (°C)"

"-----"

" 0 | -1.99 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04"

" 1 | -1.91 | 43.53 | 41.04 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05"

" 2 | -1.91 | 43.53 | 41.04 | 43.53 | 41.04 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05 | 43.54 | 41.05"

" 3 | -1.99 | 43.53 | 41.04 | 43.53 | 41.03 | 43.53 | 41.03 | 43.53 | 41.03 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04 | 43.54 | 41.04"

" 4 | -2.16 | 43.55 | 41.04 | 43.54 | 41.01 | 43.53 | 41.01 | 43.53 | 41.01 | 43.53 | 41.01 | 43.53 | 41.01 | 43.53 | 41.01 | 43.53 | 41.01"

" 5 | -2.41 | 43.57 | 41.03 | 43.55 | 41.00 | 43.53 | 40.98 | 43.53 | 40.98 | 43.53 | 40.98 | 43.53 | 40.98 | 43.53 | 40.98 | 43.53 | 40.98"

" 6 | -2.70 | 43.59 | 41.02 | 43.57 | 40.98 | 43.55 | 40.96 | 43.54 | 40.95 | 43.53 | 40.95 | 43.53 | 40.94 | 43.53 | 40.94 | 43.53 | 40.94"

" 7 | -3.03 | 43.62 | 41.00 | 43.60 | 40.97 | 43.57 | 40.94 | 43.56 | 40.93 | 43.55 | 40.92 | 43.54 | 40.91 | 43.54 | 40.91 | 43.54 | 40.91"

" 8 | -3.37 | 43.65 | 40.97 | 43.63 | 40.95 | 43.59 | 40.92 | 43.58 | 40.91 | 43.57 | 40.89 | 43.56 | 40.89 | 43.55 | 40.88 | 43.55 | 40.88"

" 9 | -3.70 | 43.68 | 40.95 | 43.65 | 40.94 | 43.62 | 40.91 | 43.61 | 40.89 | 43.59 | 40.88 | 43.58 | 40.87 | 43.58 | 40.86 | 43.58 | 40.86"

"10 | -3.99 | 43.70 | 40.93 | 43.68 | 40.93 | 43.65 | 40.90 | 43.64 | 40.89 | 43.62 | 40.87 | 43.61 | 40.86 | 43.60 | 40.85 | 43.61 | 40.86 | 43.60 | 40.85"

"11 | -4.24 | 43.72 | 40.91 | 43.71 | 40.93 | 43.68 | 40.90 | 43.66 | 40.88 | 43.65 | 40.87 | 43.64 | 40.86 | 43.63 | 40.85 | 43.64 | 40.86 | 43.63 | 40.85"

"12 | -4.41 | 43.74 | 40.90 | 43.73 | 40.93 | 43.71 | 40.90 | 43.69 | 40.89 | 43.68 | 40.88 | 43.67 | 40.87 | 43.66 | 40.86 | 43.67 | 40.87 | 43.66 | 40.86"

"13 | -4.49 | 43.75 | 40.90 | 43.74 | 40.93 | 43.73 | 40.91 | 43.71 | 40.90 | 43.70 | 40.89 | 43.70 | 40.88 | 43.69 | 40.88 | 43.70 | 40.88 | 43.69 | 40.88"

"14 | -4.49 | 43.75 | 40.90 | 43.75 | 40.94 | 43.74 | 40.93 | 43.73 | 40.92 | 43.72 | 40.91 | 43.72 | 40.91 | 43.71 | 40.90 | 43.72 | 40.91 | 43.71 | 40.90"

"15 | -4.41 | 43.74 | 40.91 | 43.75 | 40.95 | 43.75 | 40.95 | 43.75 | 40.94 | 43.74 | 40.94 | 43.74 | 40.94 | 43.73 | 40.93 | 43.74 | 40.94 | 43.73 | 40.93"

"16 | -4.24 | 43.73 | 40.92 | 43.74 | 40.96 | 43.75 | 40.97 | 43.75 | 40.97 | 43.75 | 40.97 | 43.75 | 40.97 | 43.74 | 40.96 | 43.75 | 40.97 | 43.74 | 40.96"

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

"17 | -3.99 | 43.71 | 40.94 | 43.73 | 40.98 | 43.74 | 40.99 | 43.75 | 41.00 | 43.75 | 41.00 | 43.75 | 41.00 | 43.75 | 41.00"

"18 | -3.70 | 43.69 | 40.96 | 43.71 | 41.00 | 43.73 | 41.02 | 43.74 | 41.03 | 43.74 | 41.03 | 43.75 | 41.03 | 43.75 | 41.04"

"19 | -3.37 | 43.66 | 40.98 | 43.68 | 41.01 | 43.71 | 41.04 | 43.72 | 41.05 | 43.73 | 41.06 | 43.74 | 41.06 | 43.74 | 41.07"

"20 | -3.03 | 43.63 | 41.01 | 43.65 | 41.03 | 43.69 | 41.06 | 43.70 | 41.07 | 43.71 | 41.08 | 43.72 | 41.09 | 43.72 | 41.10"

"21 | -2.70 | 43.60 | 41.03 | 43.63 | 41.04 | 43.66 | 41.07 | 43.67 | 41.09 | 43.69 | 41.10 | 43.70 | 41.11 | 43.70 | 41.11"

"22 | -2.41 | 43.58 | 41.05 | 43.60 | 41.05 | 43.63 | 41.08 | 43.64 | 41.09 | 43.66 | 41.11 | 43.67 | 41.12 | 43.68 | 41.13"

"23 | -2.16 | 43.55 | 41.06 | 43.57 | 41.05 | 43.60 | 41.08 | 43.62 | 41.10 | 43.63 | 41.11 | 43.64 | 41.12 | 43.65 | 41.13"

"24 | -1.99 | 43.54 | 41.08 | 43.55 | 41.05 | 43.57 | 41.07 | 43.59 | 41.09 | 43.60 | 41.10 | 43.61 | 41.11 | 43.62 | 41.12"

ДОДАТОК X. Програма для моделювання мережі (повна версія)

// Очистка

clear;

clc;

// Константи

c = 4187; *// Джс/(кг·К)*

rho = 1000; *// кг/м³*

v_max = 2; *// м/с*

beta = 1.15;

t_g = 5; *// °C*

t_int = 18; *// °C*

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

```
t_des = -22; // °C
```

```
t_p_base = 130; // °C
```

```
t_z_base = 70; // °C
```

```
DeltaT_base = t_p_base - t_z_base;
```

```
// Таблиця 3.1 з Методики (Вт/м)
```

```
Dn_tab = [25,50,65,80,100,150,200,250,300,350,400,450,500,600,700,800,900,1000]';
```

```
q52_5 = [52,65,75,80,88,109,131,154,173,191,209,230,251,286,316,354,387,426]';
```

```
q65 = [60,75,86,93,102,124,151,174,195,212,235,259,282,321,355,396,433,475]';
```

```
q75 = [67,84,95,102,111,136,165,190,212,234,254,280,303,345,379,423,463,506]';
```

```
// Функція для q (Вт/м) з інтерполяцією за Delta = t_sr - t_g
```

```
function q=get_q(Dn, Delta)
```

```
    if Delta <= 52.5 then
```

```
        q_tab = q52_5 * (Delta / 52.5);
```

```
    elseif Delta <= 65 then
```

```
        q_tab = q52_5 + (q65 - q52_5) * (Delta - 52.5) / (65 - 52.5);
```

```
    elseif Delta <= 75 then
```

```
        q_tab = q65 + (q75 - q65) * (Delta - 65) / (75 - 65);
```

```
    else
```

```
        q_tab = q75 * (Delta / 75);
```

```
    end
```

```
    inds = find(Dn_tab == Dn);
```

```
    if ~isempty(inds) then
```

```
        q = q_tab(inds(1));
```

```

else
     $q = \text{interp1}(Dn\_tab, q\_tab, Dn, "linear");$ 
end

 $q = \text{beta} * q;$ 
endfunction

// Фіксовані дані мережі (координати *10)
N = 12;
x = [0,0,2000,5000,5000,8000,10000,10000,10000,8000,6000,4000]';
y = [0,4000,4000,4000,6000,6000,6000,4000,2000,2000,2000,2000]';
Q_base = [0,0,5000,0,0,1000,0,1000,0,2000,1000,1000]'; // кВт

// Розрахунок відстаней (м)
l = zeros(N-1,1);
for i=1:N-1
     $l(i) = \text{sqrt}((x(i+1)-x(i))^2 + (y(i+1)-y(i))^2);$ 
end

// Розрахунок Dn для ділянок (мм)
Dn = zeros(N-1,1);
for i=1:N-1
    sum_Q_down = sum(Q_base(i+1:N));
     $G\_max = \text{sum\_Q\_down} * 1000 / (c * \text{DeltaT\_base});$  // кВт/с
     $V = G\_max / \rho;$  // м3/с
     $A = V / v\_max;$  // м2

```

```

d = sqrt(4 * A / %pi) * 1000; //мм

// Найближчий більший Dn
inds = find(Dn_tab >= d);
if ~isempty(inds) then
    ind = inds(1);
else
    ind = length(Dn_tab);
end
Dn(i) = Dn_tab(ind);
end

// Розрахунок максимальних втрат для потужності котельні (номінальний режим)
load_factor_max = 1;
Q_max = Q_base * load_factor_max;
t_p_max = t_p_base; // Фіксована номінальна температура подачі в джерелі
t_z_max = t_z_base;
DeltaT_max = t_p_max - t_z_max; // Фіксований перепад 25 °C

G_max = zeros(N-1,1);
for i = N-1:-1:1
    sum_Q_down = sum(Q_max(i+1:N));
    G_max(i) = sum_Q_down * 1000 / (c * DeltaT_max);
end

t_p_max_arr = zeros(N,1);

```

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

t_p_max_arr(1) = t_p_max;
q_p_vec_max = zeros(N-1,1);
for i = 1:N-1
    t_sr = t_p_max_arr(i);
    Delta = t_sr - t_g;
    q_p_vec_max(i) = get_q(Dn(i), Delta);
    Q_loss_p = q_p_vec_max(i) * l(i); // Bm
    DeltaT_p = Q_loss_p / (G_max(i) * c);
    t_p_max_arr(i+1) = t_p_max_arr(i) - DeltaT_p;
end

t_z_max_arr = zeros(N,1);
t_z_max_arr(N) = t_p_max_arr(N) - DeltaT_max;

q_z_vec_max = zeros(N-1,1);
for i = N-1:-1:1
    t_sr = t_z_max_arr(i+1);
    Delta = t_sr - t_g;
    q_z_vec_max(i) = get_q(Dn(i), Delta);
    Q_loss_z = q_z_vec_max(i) * l(i); // Bm
    DeltaT_z = Q_loss_z / (G_max(i) * c);
    t_z_after_pipe = t_z_max_arr(i+1) - DeltaT_z;
    if Q_base(i+1) > 0 then // Корекція на i+1
        G_cons = Q_max(i+1) * 1000 / (c * DeltaT_max);
        t_z_cons = t_p_max_arr(i+1) - DeltaT_max;
    end
end

```

```

    t_z_max_arr(i) = (G_max(i) * t_z_after_pipe + G_cons * t_z_cons) / (G_max(i) +
G_cons);
else
    t_z_max_arr(i) = t_z_after_pipe;
end
end
end

```

```

Q_loss_max = sum(q_p_vec_max .* 1 + q_z_vec_max .* 1) / 1000; // кВт

```

```

Q_boiler = sum(Q_base(2:N)) + Q_loss_max;

```

// Добовий профіль t_out січня (Київ) з амплітудою 10 °C

```

t = 0:60:86400; // Секунди для дрібного кроку

```

```

T_out = -3.2 + 5 * sin(2*%pi*((t/3600)-14)/24) + 5 * cos(2*%pi*((t/3600)-7)/24);

```

// Розрахунок за години (для добових втрат, температура подачі варіюється, але вивід температур - номінальні)

```

Q_loss_hourly = zeros(length(t)/60,1); // Для кожної хвилини, але агрегуємо

```

```

k = 1;

```

```

for j = 1:60:length(t)

```

```

    load_factor = (t_int - T_out(j)) / (t_int - t_des);

```

```

    Q = Q_base * load_factor;

```

```

    t_p_h = t_z_base + (t_p_base - t_z_base) * load_factor^0.5;

```

```

    t_z_h = t_z_base;

```

```

    DeltaT_h = t_p_h - t_z_h;

```

```

// Витрати G (кз/с)
G = zeros(N-1,1);
for i = N-1:-1:1
    sum_Q_down = sum(Q(i+1:N));
    G(i) = sum_Q_down * 1000 / (c * DeltaT_h); // Q в Вт
end

```

```

// t_p вздовж подачі (від 1 до N)
t_p_temp = t_p_h;
q_p_vec = zeros(N-1,1);
for i = 1:N-1
    t_sr = t_p_temp; // Для q
    Delta = t_sr - t_g;
    q_p_vec(i) = get_q(Dn(i), Delta);
    Q_loss_p = q_p_vec(i) * l(i); // Вт
    DeltaT_p = Q_loss_p / (G(i) * c);
    t_p_temp = t_p_temp - DeltaT_p;
end

```

```

// t_z від кінця (від N до 1)
t_z_temp = t_p_temp - DeltaT_h;

q_z_vec = zeros(N-1,1);
for i = N-1:-1:1
    t_sr = t_z_temp;

```

```

Delta = t_sr - t_g;
q_z_vec(i) = get_q(Dn(i), Delta);
Q_loss_z = q_z_vec(i) * l(i); // Вт
DeltaT_z = Q_loss_z / (G(i) * c);
t_z_after_pipe = t_z_temp - DeltaT_z;
if Q(i+1) > 0 then
    G_cons = Q(i+1) * 1000 / (c * DeltaT_h);
    t_z_cons = t_p_h - DeltaT_h; // Наближення
    t_z_temp = (G(i) * t_z_after_pipe + G_cons * t_z_cons) / (G(i) + G_cons);
else
    t_z_temp = t_z_after_pipe;
end
end

// Втрати потужності (кВт)
Q_loss_hourly(k) = sum(q_p_vec .* l + q_z_vec .* l) / 1000;
k = k + 1;
end

// Вивід
disp("Відстані між вузлами (м):");
disp(l);

disp("Розрахункові діаметри Dn (мм):");
disp(Dn);

```

```

disp("Температури в вузлах для номінального режиму (°C):");

for i=1:N

    disp("Вузол " + string(i) + ": t_p = " + string(t_p_max_arr(i)) + ", t_z = " +
string(t_z_max_arr(i)));

end

disp("Фактична кількість втрат теплової енергії (середня добова, кВт·год): " +
string(mean(Q_loss_hourly) * 24));

disp("Встановлена потужність котельні (основного джерела з урахуванням втрат,
кВт): " + string(Q_boiler));

// Схема з збільшеною сіткою на 20%

scf();

a = gca();

a.auto_scale = "off";

plot(x, y, "b-o", "thickness", 2);

xlabel("Схема теплової мережі");

for i=1:N

    xstring(x(i), y(i) + 20, "Вузол " + string(i) + ": " + string(Q_base(i)) + "; " +
string(round(t_p_max_arr(i))) + "/" + string(round(t_z_max_arr(i))) + " ");

end

for i=1:N-1

    mid_x = (x(i) + x(i+1))/2;

    mid_y = (y(i) + y(i+1))/2;

```

```

    xstring(mid_x, mid_y - 20, "l=" + string(round(l(i))) + " м, Dn=" + string(Dn(i)) + "
мм");
end
x_min = min(x);
y_min = min(y);
x_max = max(x);
y_max = max(y);
range_x = x_max - x_min;
range_y = y_max - y_min;
xmin_exp = x_min - 0.1 * range_x;
ymin_exp = y_min - 0.1 * range_y;
xmax_exp = x_max + 0.1 * range_x;
ymax_exp = y_max + 0.1 * range_y;
replot([xmin_exp, ymin_exp, xmax_exp, ymax_exp]);

```

// Інтеграція другого коду: моделювання зміцнення температурних графіків

// Ідентифікація споживачів

```

cons_idx = find(Q_base > 0);
n = length(cons_idx);
Q_cons = Q_base(cons_idx);
l_cons = zeros(n,1);
cum_l = 0;
for i=1:N-1
    cum_l = cum_l + l(i);
    idx = find(cons_idx == i+1);

```

```

if ~isempty(idx)
    l_cons(idx) = cum_l;
end
end

v = v_max;

tau = input("Введіть затримку котельні (с): ");

T_supply_design = t_p_base;
T_return_design = t_z_base;

c_p = c / 1000; // кДж/кг·К

T_out_min = t_des;
T_indoor = t_int;

// Обчислення загальної потужності котельні (споживачі)
N = sum(Q_cons);

// Обчислення витрат
G = N / (c_p * (T_supply_design - T_return_design));
G_i = Q_cons / (c_p * (T_supply_design - T_return_design));

// Відстані до споживачів (l_cons вже є)

// Час доставки
t_travel = l_cons / v;

```

```
// T_out вже визначено для t = 0:60:86400
```

```
// Температура подавальної води котельні
```

```
function T_supply=T_supply_func(T_out)
```

```
load_factor = (T_indoor - T_out) / (T_indoor - T_out_min);
```

```
T_supply = T_return_design + (T_supply_design - T_return_design) *  
sqrt(load_factor); // Узгоджено з першим кодом
```

```
endfunction
```

```
T_supply_boiler = zeros(length(t),1);
```

```
for j = 1:length(t)
```

```
t_shift = t(j) - tau;
```

```
if t_shift >= 0 then
```

```
T_out_shift = interp1(t, T_out, t_shift, "linear", "extrap");
```

```
else
```

```
T_out_shift = T_out(1);
```

```
end
```

```
T_supply_boiler(j) = T_supply_func(T_out_shift);
```

```
end
```

```
// Температура подавальної води у споживачів
```

```
T_supply_i = zeros(n, length(t));
```

```
for i = 1:n
```

```
for j = 1:length(t)
```

```
t_shift = t(j) - t_travel(i);
```

```
if t_shift >= 0 then
```

```

    T_supply_i(i, j) = interp1(t, T_supply_boiler, t_shift, "linear", "extrap");
else
    T_supply_i(i, j) = T_supply_boiler(1);
end
end
end
end

```

// Теплова потреба споживачів

```

Q_demand_i = zeros(n, length(t));
for j = 1:length(t)
    load_factor = (T_indoor - T_out(j)) / (T_indoor - T_out_min);
    Q_demand_i(:, j) = Q_cons * load_factor;
end

```

// Температура зворотної води від споживачів

```

T_return_i = zeros(n, length(t));
for i = 1:n
    T_return_i(i, :) = T_supply_i(i, :) - Q_demand_i(i, :) ./ (G_i(i) * c_p);
end

```

// Температура зворотної води в котельні

```

T_return_boiler = zeros(length(t), 1);
for j = 1:length(t)
    sum_G_T = 0;
    for i = 1:n

```

```

t_shift = t(j) - t_travel(i);
if t_shift >= 0 then
    T_return_shift = interp1(t, T_return_i(i, :), t_shift, "linear", "extrap");
else
    T_return_shift = T_return_i(i, 1);
end
sum_G_T = sum_G_T + G_i(i) * T_return_shift;
end
T_return_boiler(j) = sum_G_T / G;
end

// Розрахунок часу затримки між мінімумами температури подачі та зворотки
котельні

[min_supply, idx_supply] = min(T_supply_boiler);
[min_return, idx_return] = min(T_return_boiler);
t_min_supply = t(idx_supply); // Час мінімальної температури подачі (с)
t_min_return = t(idx_return); // Час мінімальної температури зворотки (с)
delay = t_min_return - t_min_supply; // Затримка (с)
delay_hours = delay / 3600; // Затримка (год)

// Виведення затримки
disp("Час затримки між мінімумами температури подачі та зворотки котельні:");
disp(sprintf("Мінімальна температура подачі: %.2f °C о %.2f год", min_supply,
t_min_supply/3600));
disp(sprintf("Мінімальна температура зворотки: %.2f °C о %.2f год", min_return,
t_min_return/3600));
disp(sprintf("Затримка: %.2f секунд (%.2f годин)", delay, delay_hours));

```

```

// Обчислення для таблиці (щогодинно)

t_hourly = 0:3600:86400; // Щогодинні точки

T_out_hourly = interp1(t, T_out, t_hourly, "linear", "extrap");

T_supply_boiler_hourly = interp1(t, T_supply_boiler, t_hourly, "linear", "extrap");

T_return_boiler_hourly = interp1(t, T_return_boiler, t_hourly, "linear", "extrap");

T_supply_i_hourly = zeros(n, length(t_hourly));

T_return_i_hourly = zeros(n, length(t_hourly));

for i = 1:n

    T_supply_i_hourly(i, :) = interp1(t, T_supply_i(i, :), t_hourly, "linear", "extrap");

    T_return_i_hourly(i, :) = interp1(t, T_return_i(i, :), t_hourly, "linear", "extrap");

end

// Виведення таблиці

disp("Час (год) | T_out (°C) | T_supply_boiler (°C) | T_return_boiler (°C) | T_supply_i
(°C) | T_return_i (°C)");

disp("-----
");

for j = 1:length(t_hourly)

    row = sprintf("%2d | %.2f | %.2f | %.2f", t_hourly(j)/3600, T_out_hourly(j),
T_supply_boiler_hourly(j), T_return_boiler_hourly(j));

    for i = 1:n

        row = row + sprintf(" | %.2f | %.2f", T_supply_i_hourly(i, j), T_return_i_hourly(i,
j));

    end

    disp(row);

end

```

```
// Визначення стилів ліній
```

```
styles = ["-", "--", ":", "-."];
```

```
supply_colors = ["b", "g", "m", "c"];
```

```
return_colors = ["r", "k", "y", "b"];
```

```
// Виведення графіку
```

```
scf(1);
```

```
clf();
```

```
plot(t/3600, T_out, "k-", "LineWidth", 2); // Зовнішня температура
```

```
xlabel("Час (години)");
```

```
ylabel("Температура (°C)");
```

```
title("Зміна температури навколишнього середовища");
```

```
// Графік подачі і зворотки
```

```
scf(2);
```

```
clf();
```

```
plot(t/3600, T_supply_boiler, "b-", "LineWidth", 2); // подача котельні
```

```
plot(t/3600, T_return_boiler, "r-", "LineWidth", 2); // Зворотка котельні
```

```
legends = ["Котельня: подача", "Котельня: зворотка"];
```

```
for i = 1:n
```

```
    style_idx = modulo(i-1, 4) + 1; // Гарантуємо індекс від 1 до 4
```

```
    // подача споживача
```

```
    plot(t/3600, T_supply_i(i, :), supply_colors(style_idx) + styles(style_idx),  
"LineWidth", 1);
```

```
    // зворотка споживача
```

```

plot(t/3600, T_return_i(i, :), return_colors(style_idx) + styles(style_idx),
"LineWidth", 1);

legends = [legends, "Споживач " + string(i) + ": Подача", "Споживач " + string(i) +
": Зворотка"];

end

xlabel("Час (години)");

ylabel("Температура (°C)");

title("Температури подачі та зворотки в котельні та у споживачів");

// Розміщення легенди нижче графіку

a = gca();

a.margins = [0.1, 0.1, 0.1, 0.4]; // Збільшуємо нижню межу для легенди

legend(legends, -2, [7, -30]); // Поза графіком, нижче осі Y

```

Результат аналізу

Порівняльний аналіз двох температурних графіків (95/70 °C та 45/40 °C) виявив наступні ключові результати:

1. **Енергоефективність:** При зниженні температурного графіка з 95/70 °C до 45/40 °C:
 - Середньодобові втрати теплової енергії зменшилися на 1,4% (з 208818 до 205845 кВт·год)
 - Встановлена потужність котельні збільшилася на 0,8% (з 19419 до 19579 кВт), що пояснюється необхідністю збільшення діаметрів трубопроводів
2. **Гідравлічні параметри:** Зниження температури призвело до збільшення розрахункових діаметрів D_n у 2 рази (наприклад, для першої ділянки з 300 мм до 600 мм), що компенсує зменшений температурний напір підвищеними витратами теплоносія
3. **Температурні режими:** Модель з урахуванням затримок продемонструвала значну інерційність системи — затримка між мінімумами температури подачі та зворотки котельні становить 11,63 години, що підтверджує

необхідність врахування динаміки при проектуванні низькоексергетичних систем

4. **Втрати температури:** У низькотемпературному режимі (45/40 °С) падіння температури вздовж мережі є більш критичним — від 45 °С до 39,9 °С у подачі (5,1 °С) проти 95 °С до 66,2 °С (28,8 °С) у високотемпературному режимі, що вимагає особливої уваги до теплоізоляції

Розроблена модель є базовою для подальшої оптимізації системи з інтеграцією просюмерів потужністю до $0,5 \cdot Q_i$, що дозволить максимально знизити навантаження на основне джерело теплопостачання.

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ НИЗЬКО-ЕКСЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

5.1 Розрахунок капітальних затрат

Загальні вихідні дані

1. Об'єкт: міський мікрорайон, приєднана теплова потужність 50 МВт.
2. Джерело теплоти: централізований комплект теплових насосів, розрахункова встановлена теплова потужність ТН $Q_{вст} = 57,5 \text{ МВт}$ (резерв 15%).
3. Робочий COP ТН (проектне) ≈ 3.8 .
4. Температурний графік мережі 45/40 °С.
5. Обрана одиниця вартості та конвертація: усі базові оцінки наведені в EUR; для зручності перекладено в ГРН за умовним курсом 1 EUR = 49.05 ГРН (у розрахунках — припущення; курс на момент проектування може змінюватись).
6. Оцінки — орієнтирні (CAPEX для попереднього техніко-економічного обґрунтування). Для детальних інвестиційних калькуляцій потрібні тендерні ціни.

Додатково: у технічних рішеннях використано типові підходи інтеграції НВДЕ та TES, описані в літературі (див. огляд та приклади інтеграції CHP / TES).

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Структура капітальних витрат (позиції)

1. **Великі теплові насоси (центральний модуль)** — 57,500 kW_{th}.
2. **Тепловий акумулятор (TES)** — проектна місткість 10 MWh (приклад буферного/денного накопичувача).
3. **Мережа (попередньо-ізолювані трубопроводи, земляні роботи, арматура)** — умовна довжина мережі 20 км (припущення для мікрорайону).
4. **Гідравлічна та насосна група, теплообмінники та вузли обліку/підстанції (ТП, вузли підключення споживачів).**
5. **Електрообладнання (ТР, ШР, розподілення) для забезпечення ~15 MW електроспоживання ТН.**
6. **Будівлі та монтажні роботи (котельня/підстанція, фундамент, інфраструктура).**
7. **Система керування/SCADA, автоматика, прилади обліку.**
8. **Інженерія / управління проектом (EM/PM)** — 10% від сумарного обладнання (типове допущення).
9. **Резерв (контингент)** — 15% (невраховані витрати, інфляція, непередбачувані заходи).

Оцінка вартості по позиціях — розрахунок (EUR та DKK)

Примітка: кожна позиція наведена з «мінімум–максимум» інтервалом; далі — обрана орієнтовна (консервативна) середня (mid) для підсумку.

1. **Великі теплові насоси (57,5 MW_{th})**
 - Припущення: CAPEX 350–600 EUR/kW_{th} (типові індустріальні оцінки для централізованих ТН великої потужності).
 - Діапазон:
 - Мін: 57,500 kW × 350 = **20,125,000 EUR**
 - Макс: 57,500 kW × 600 = **34,500,000 EUR**
 - Mid (для підсумку): **25,875,000 EUR**
2. **TES — 10 MWh (10,000 kW_h)**

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Припущення: CAPEX 30–100 EUR/kW_h (системи водяного буферного баку / РСМ / модульного сховища).
 - Діапазон:
 - Мін: $10,000 \times 30 = 300,000 \text{ EUR}$
 - Макс: $10,000 \times 100 = 1,000,000 \text{ EUR}$
 - Mid: **500,000 EUR**
- 3. Мережа (20 км, попередньо-ізольовані труби, земляні роботи, арматура)**
- Припущення: CAPEX 200,000–800,000 EUR/км (залежить від діаметра, глибини, місцевих умов).
 - Діапазон:
 - Мін: $20 \times 200,000 = 4,000,000 \text{ EUR}$
 - Макс: $20 \times 800,000 = 16,000,000 \text{ EUR}$
 - Mid: **10,000,000 EUR**
- 4. Гідравлічна група, теплообмінники, ТП (вузли), арматура**
- Оцінка: **1,500,000 EUR** (mid; включає основну арматуру, вузли, буфери, запірну арматуру).
- 5. Електрообладнання для 15 MW (ТР, КРУ, кабелі, захист)**
- Припущення: 150–400 EUR/kW (підстанції, трансформатори, шафи)
 - Діапазон:
 - Мін: $15,000 \text{ kW} \times 150 = 2,250,000 \text{ EUR}$
 - Макс: $15,000 \times 400 = 6,000,000 \text{ EUR}$
 - Mid: **4,500,000 EUR**
- 6. Будівельні та допоміжні роботи, контейнери, будівлі ТП**
- Оцінка: **1,000,000 EUR**
- 7. SCADA, автоматизація, прилади обліку**
- Оцінка: **1,000,000 EUR**

Підсумкова таблична збірка (EUR/ГРН)

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Позиція	Mid (EUR)	Mid (ГРН)
1. ТН (57,5 MW)	25,875,000	1,269,054,900
2. TES (10 MWh)	500,000	24,522,800
3. Мережа (20 km)	10,000,000	490,456,000
4. Гідравліка, теплообмінники	1,500,000	73,568,400
5. Електрообладнання (15 MW)	4,500,000	220,705,200
6. Будівлі, монтаж	1,000,000	49,045,600
7. SCADA, автоматика	1,000,000	49,045,600
Разом (обладнання+будівлі)	43,375,000	212,735,290

Інженерія / РМ (10%) = 4,337,500 EUR → проміжний підсумок = 47,712,500 EUR

Контингент (15%) = 7,156,875 EUR

Гран-тотал (EUR) = 47,712,500 + 7,156,875 = 54,869,375 EUR

Переклад у ГРН

- **Разом (обладнання+будівлі):** $43,375,000 \times 49.05 = 2,127,352,900$ ГРН
- **Проміжок з інженерією:** $47,712,500 \times 49.05 = 2,340,088,190$ ГРН
- **Гран-тотал:** $54,869,375 \times 49.05 = \approx 2,691,101,418$ ГРН

Округлено: ≈ 2.7 млрд ГРН (прибл. 55 млн EUR).

Коментарі щодо точності й діапазону

- Наведена оцінка — **попередня (фазова, FEED / prefeasibility)**; реальні капітальні витрати можуть змінюватись $\pm 25\text{--}40\%$ залежно від: місцевих умов прокладки мережі (складність ґрунтів, необхідність знову асфальтування, перетин з іншими інженерними мережами), подробиць про тип ТН (складні модульні рішення дорожчі), точного обсягу TES (денний / сезонний), тарифів постачальників обладнання та логістики.

- Особливо чутливою статтею є **вартість мережі** — залежить від довжини та діаметра труб. Якщо реально мережі потрібно більше 20 km або трубопроводи великого діаметра, CAPEX мережі зростає лінійно.
- При зменшенні довжини мережі або застосуванні дешевших типів акумулятора (наприклад, підземних ATES / seasonal pit storage) загальна сума може знизитися на 10–30%.
- Якщо планується **модульований парк малих насосів** замість одного великого блоку, це може вплинути на вартість (і на O&M).

Рекомендації по далішим діям (щоб отримати точний CAPEX)

1. **Провести інженерно-геодезичні роботи** і уточнити реальну довжину та трасування мережі.
2. **Отримати попередні комерційні пропозиції** від 3 виробників великих теплових насосів (модульні рішення) — це звужить діапазон EUR/kW.
3. **Проаналізувати варіанти TES** (водяний буфер, PCM, ATES) — кожен має різну вартість/ємність; сезонне сховище змінює економіку сильно.
4. **Включити ланцюг підключення в електромережу** (вартість підстанцій та резервування) — узгодити з оператором мережі.
5. **Провести детальніший FEED** для отримання точних тендерних специфікацій.

5.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати (OPEX) низькоексергетичної системи централізованого теплопостачання складаються з декількох основних компонентів: затрат на електроенергію для роботи теплового насоса, витрат на технічне обслуговування обладнання, витрат на електрообладнання насосних станцій, витрат на ремонт мережі, а також операційних витрат, пов'язаних з експлуатацією SCADA та підстанцій.

Оскільки системи LTDH характеризуються низькотемпературними режимами та високою часткою теплових насосів, **частка електроспоживання** є ключовою складовою експлуатаційних витрат.

Структура OPEX

До складу експлуатаційних затрат входять:

1. Витрати на електроенергію теплового насоса.
2. Витрати на електроенергію циркуляційних насосів мережі.
3. Технічне обслуговування та ремонти обладнання ТН.
4. Технічне обслуговування теплової мережі.
5. Обслуговування теплообмінників і підстанцій (substations).
6. Витрати на систему керування (SCADA), зв'язок та автоматизацію.
7. Персонал та операційне управління.

Витрати на електроенергію теплового насоса

З попереднього розрахунку:

- річне електроспоживання ТН:

$$E_{\text{ел}} = 79.5 \text{ ГВт} \cdot \text{год/рік}$$

- Необхідно задати тариф.
Для промислових споживачів в ЄС типові ціни: **90–160 EUR/МВт·год**, залежно від країни.

Прийmemo **120 EUR/МВт·год** як середнє значення для проєктного обґрунтування.

Тоді річні витрати:

$$C_{\text{ТН}} = E_{\text{ел}} \times t = 79.5 \cdot 120 = 9.54 \text{ млн EUR/рік}$$

У гривнях (1 EUR = 48.51 UAH):

$$9.54 \times 48.51 = 462.4 \text{ млн UAH/рік}$$

Витрати на електроенергію циркуляційних насосів

Для низькотемпературних мереж потужність насосів становить:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

0.5 ... 1.5% від теплового навантаження

Для $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ → прийmemo **0.8%**:

$$P_{\text{насос}} = 0.008 \times 50 = 0.4 \text{ МВт}$$

Річна робота (6500 год):

$$E_{\text{нас}} = 0.4 \times 6500 = 2600 \text{ МВт} \cdot \text{год} = 2.6 \text{ ГВт} \cdot \text{год}$$

Річна вартість:

$$C_{\text{нас}} = 2.6 \times 120 = 312,000 \text{ EUR/рік}$$

В UAH:

$$312,000 \times 48.51 = 15.1 \text{ млн UAH/рік}$$

Витрати на технічне обслуговування теплового насоса

Для великих промислових теплових насосів використовують норму:

$$Q \& M_{\text{TH}} = 1.5 \dots 3\% \text{ від CAPEX обладнання}$$

CAPEX TH = 25,875,000 EUR.

Нехай:

$$2.0\% = 517,500 \text{ EUR/рік}$$

В UAH:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$517,500 \times 48.51 = 25.1 \text{ млн } UAH/\text{рік}$$

Витрати на обслуговування теплової мережі

Типова норма для LTDH:

$$O\&M_{\text{мережі}} = 1.0 \dots 2.0\% \text{ від } CAPEX \text{ мережі}$$

CAPEX мережі = 10,000,000 EUR.

Прийmemo 1.5%:

$$O\&M_{\text{мережі}} = 150,000 \text{ EUR/рік}$$

В UAH:

$$150,000 \times 48.51 = 7.28 \text{ млн } UAH/\text{рік}$$

Операційні витрати SCADA, автоматики та зв'язку

Типово: 50,000 – 150,000 EUR/рік.

Приймаємо:

$$C_{SCADA} = 80,000 \text{ EUR/рік} = 3.88 \text{ млн } UAH/\text{рік}$$

Витрати на персонал

Для об'єкта 50 MW_{th} — 6–12 співробітників.

Прийmemo 8 осіб, середня річна витрата \approx 45,000 EUR/особу:

$$C_{\text{перс}} = 8 \times 45,000 = 360,000 \text{ EUR/рік}$$

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У гривнях:

$$360,000 \times 48.51 = 17.46 \text{ млн } UAH/\text{рік}$$

Підсумкова таблиця експлуатаційних витрат

Таблиця 5.2 — Річні експлуатаційні витрати системи LTDH (50 MW_{th})

Стаття витрат	EUR/рік	UAH/рік
Електроенергія ТН	9,540,000	462,400,000
Електроенергія насосів	312,000	15,100,000
Техобслуговування ТН	517,500	25,100,000
Обслуговування мережі	150,000	7,280,000
SCADA, зв'язок, автоматизація	80,000	3,880,000
Персонал	360,000	17,460,000
Разом OPEX	10,959,500 EUR	531,220,000 UAH

Загалом

- Основною складовою експлуатаційних витрат є **електроенергія, яку споживає центральний тепловий насос — 87%** усіх витрат.
- Витрати на персонал та обслуговування обладнання становлять разом близько **8%**.
- Витрати на мережу та SCADA — лише **5%**, що характерно для LTDH, оскільки низькотемпературні мережі мають менше теплових втрат та нижчі навантаження на насосні станції.

5.3 Приклад розрахунку

У даному підрозділі наведено приклад комплексного розрахунку техніко-економічних показників низькоексергетичної системи централізованого теплопостачання для міського мікрорайону з приєднаною тепловою потужністю 50 МВт.

Метою розрахунку є визначення річної собівартості теплової енергії та оцінка ефективності запропонованого технічного рішення.

Вихідні дані для розрахунку

- Приєднане теплове навантаження:
 $Q_{\max} = 50 \text{ MW}_{\text{th}}$
- Встановлена потужність теплового насоса (з резервом):
 $Q_{\text{TN}} = 57.5 \text{ MW}_{\text{th}}$
- Температурний графік мережі:
 $45 / 40 \text{ }^\circ\text{C}$
- Середній сезонний коефіцієнт перетворення теплового насоса:
 $\text{SCOP} = 3.8$
- Річна кількість годин роботи з тепловим навантаженням:
 $t = 6500 \text{ год/рік}$
- Загальні капітальні витрати (CAPEX):
 54.87 млн EUR
- Річні експлуатаційні витрати (OPEX):
 10.96 млн EUR
- Термін розрахункової експлуатації системи:
 $n = 25 \text{ років}$

Річний відпуск теплової енергії

Річний обсяг виробленої теплової енергії визначається за формулою:

$$Q_{\text{річ}} = Q_{\text{сер}} \times t$$

Для систем централізованого теплопостачання середнє навантаження за сезон зазвичай становить **45–55%** від максимального. Приймаємо **0.5 Q_{max}**:

$$Q_{\text{сер}} = 0.5 \times 50 = 25 \text{ MW}$$

$$Q_{\text{річ}} = 25 \times 6500 = 162500 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

Амортизаційні відрахування

Річні амортизаційні витрати визначаються як:

$$A = \frac{CAPEX}{n}$$

$$A = \frac{54.87}{25} = 2.19 \text{ млн EUR/рік}$$

Повні приведені річні витрати

Сумарні річні витрати системи:

$$C_{\text{річ}} = OPEX + A$$

$$C_{\text{річ}} = 10.96 + 2.19 = 13.15 \text{ млн EUR/рік}$$

Собівартість теплової енергії

Собівартість 1 МВт·год теплової енергії:

$$c_{\text{тепла}} = \frac{C_{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}$$

$$c_{\text{тепла}} = \frac{13.15 \times 10^6}{162500} = 80.9 \text{ EUR/МВт} \times \text{год}$$

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Переведемо в традиційні одиниці:

- 1 Гкал \approx 1.163 МВт·год

$$c_{\text{тепла}} = \frac{80.9}{1.163} = 69.6 \text{ EUR/Гкал}$$

У гривнях (1 EUR = 48.51 UAH):

$$69.6 \times 48.51 \approx 3375 \text{ UAH/Гкал}$$

Аналіз отриманих результатів

Отримана собівартість теплової енергії:

- \approx 81 EUR/МВт·год, або
- \approx 3375 UAH/Гкал

є конкурентною порівняно з традиційними джерелами теплопостачання (газові котельні, ТЕЦ), особливо за умов зростання цін на викопне паливо та введення вуглецевих податків.

Крім економічних переваг, низькоексергетична система забезпечує:

- зменшення споживання первинної енергії;
- високу інтеграцію відновлюваних та вторинних джерел теплоти;
- зниження температурних втрат у мережі;
- відповідність концепції сталого розвитку та вимогам 4–5 покоління централізованого теплопостачання.

Запропонована низькоексергетична система централізованого теплопостачання для мікрорайону з тепловим навантаженням 50 МВт є **технічно реалізованою та економічно доцільною**. Отримані показники підтверджують ефективність застосування теплових насосів у поєднанні з низькотемпературними мережами та накопичувачами теплової енергії.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У магістерській роботі виконано комплексне дослідження низькоексергетичних централізованих систем теплопостачання з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності, декарбонізації та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

- 1. Проаналізовано сучасний стан і тенденції розвитку систем теплопостачання**, що показало обмеженість традиційних високотемпературних систем (95/70 °C, 130/70 °C, 150/70 °C) з точки зору ексергетичної ефективності та адаптації до відновлюваних і низькопотенційних джерел теплоти.
- 2. Розкрито поняття ексергії та обґрунтовано доцільність використання низькоексергетичних (LowEx) підходів** у централізованому теплопостачанні. Показано, що узгодження якості енергії постачання з температурним рівнем споживання дозволяє суттєво зменшити незворотні втрати ексергії в системі.
- 3. Розглянуто концепцію низькоексергетичних теплових мереж (НЕТ-М)**, які працюють при температурах нижче 50 °C та характеризуються можливістю використання відходів теплоти, геотермальної енергії, теплових насосів і акумулювання теплоти. Встановлено, що такі мережі є перспективним напрямом розвитку централізованого теплопостачання.
- 4. Розроблено математичну модель тупікової двотрубної теплової мережі з урахуванням:**
 - теплових втрат у трубопроводах;
 - змінних теплових навантажень споживачів;
 - автоматичного підбору діаметрів труб;
 - затримки транспортування теплоносія;
 - добових коливань температури зовнішнього повітря.
- 5. Реалізовано програмну модель у середовищі Scilab**, яка дозволяє виконувати чисельний аналіз температурних режимів у вузлах мережі, оцінювати добові втрати теплоти та досліджувати динамічні процеси в системі теплопостачання.
- 6. Виконано порівняльний аналіз температурних графіків 45/40, 80/60, 95/70, 130/70 та 150/70 °C.** Результати моделювання показали, що:

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

- низькотемпературні графіки характеризуються більшими витратами теплоносія, але значно меншими ексергетичними втратами;
- високотемпературні системи мають підвищені втрати теплоти та ексергії, а також гіршу сумісність із відновлюваними джерелами;
- графік 45/40 °С є найбільш відповідним концепції НЕТ-М та забезпечує стабільну роботу системи за умови якісного регулювання та сучасної теплоізоляції будівель.

7. **Проаналізовано вплив затримки між змінами температур подачі та зворотки**, що показало наявність часових зсувів до 10–12 годин у протяжних теплових мережах. Це підтверджує необхідність урахування динамічних ефектів при проектуванні та експлуатації систем тепlopостачання.

8. **Проведено техніко-економічну оцінку**, яка засвідчила, що впровадження низькоексергетичних рішень дозволяє знизити експлуатаційні витрати, підвищити паливну ефективність і створити умови для подальшої декарбонізації тепlopостачання.

Рекомендації

На основі отриманих результатів доцільно рекомендувати:

1. **Для нових житлових районів та реконструкції існуючих мереж** впроваджувати низькотемпературні та низькоексергетичні теплові мережі з температурними графіками 45/40 °С або 50/40 °С.
2. **Поєднувати НЕТ-М з тепловими насосами, сонячними колекторами та системами акумулювання теплоти**, що забезпечує підвищення частки відновлюваної енергії та зменшення залежності від викопного палива.
3. **Обов'язково враховувати часові затримки теплопереносу** при проектуванні систем автоматичного регулювання, особливо для мереж великої протяжності.
4. **Використовувати програмні інструменти моделювання (зокрема Scilab)** на етапі проектування та оптимізації систем тепlopостачання для оцінки динамічних режимів і втрат теплоти.
5. **Розглядати низькоексергетичні системи як базовий елемент сталого розвитку міської енергетики**, особливо в умовах євроінтеграції та переходу до кліматично нейтральних енергетичних систем.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Подальші дослідження доцільно спрямувати на:

- ексергетичну оптимізацію систем із багатоджерельним теплопостачанням;
- моделювання сезонних теплових акумуляторів;
- інтеграцію НЕТ-М у концепції 5-го покоління теплових мереж (5GDHC).

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1. Баранчук К. О., Погосов О. Г.**
Адаптація алгоритму *Heat Recovery Control* для двонаправлених теплових пунктів та аналіз моделей енергетичного ринку // Київський національний університет будівництва і архітектури. – Київ, рік видання. – (УДК 514.18).
- 2. The state of modern heat power engineering and increasing the economic efficiency of heat supply // MATEC Web of Conferences.** – 2018. – Vol. 104. – Article 05002.
Режим доступу:
https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2018/104/mateconf_eece2018_05002/mateconf_eece2018_05002.html
- 3. Modern Heating Systems for Multi-Story Residential Buildings // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.** – 2024. – Vol. 1376. – No. 1. – Article 012046.
Режим доступу:
<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/1376/1/012046/meta>
- 4. Prospects for renewable energy sources in individual combined heat supply systems // Energy.** – 2005.
Режим доступу:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544205002422>
- 5. An overview of renewable energy technologies for the simultaneous production of high-performance power and heat // Frontiers in Energy.**
Режим доступу:
<https://fupubco.com/fuen/article/view/54>
- 6. Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems // Науковий звіт.**
Режим доступу:
<https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/159410>
- 7. Low exergy systems for high-performance buildings and communities // Energy and Buildings.** – 2008.
Режим доступу:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778808002223>
- 8. Low Exergy Systems for Heating and Cooling of Buildings / D. Schmidt.** – Aalborg University.

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Режим доступу:

https://www.researchgate.net/profile/Dietrich-Schmidt/publication/237788367_Low_Exergy_Systems_for_Heating_and_Cooling_of_Buildings/links/54ae64a00cf2828b29fce26f/Low-Exergy-Systems-for-Heating-and-Cooling-of-Buildings.pdf

9. **Low exergy (LowEx) heating and cooling systems for sustainable buildings and societies** // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2011.

Режим доступу:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111003856>

10. **Energy and exergy analysis of low temperature district heating network** // *Energy*. – 2012.

Режим доступу:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544212002599>

11. **Low Temperature District Heating for Future Energy Systems** // *Energy Procedia*. – 2017.

Режим доступу:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217322592>

					МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		