

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
З ІНТЕГРАЦІЄЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

**МОНОГРАФІЯ**

**Харків  
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова  
2023**

**Автори:**

**Арсеньєва Ольга Петрівна**, доктор технічних наук, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.1, 1.2, 1.4–1.6), розділ 2 (п. 2.3–2.7);

**Бабаєв Володимир Миколайович**, доктор з державного управління, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – вступ, висновки;

**Білецький Ігор Васильович**, кандидат технічних наук, старший дослідник, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.6), розділ 2 (2.6, 2.7);

**Блінов Ігор Вікторович**, доктор технічних наук, професор, Інститут електродинаміки НАН України – розділ 3 (п. 3.1–3.3);

**Гранкіна Вікторія Вікторівна**, кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.3, 1.7), розділ 2 (п. 2.1);

**Планковський Сергій Ігорович**, доктор технічних наук, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 2 (п. 2.2–2.4);

**Плюгін Владислав Євгенович**, доктор технічних наук, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 3 (п. 3.4, 3.5);

**Романова Тетяна Євгенівна**, доктор технічних наук, професор, Інститут проблем машинобудування імені А. М. Підгорного НАН України – розділ 2 (п. 2.1, 2.2);

**Старостіна Альона Юрійвна**, кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.7);

**Сухонос Марія Костянтинівна**, доктор технічних наук, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.3), розділ 2 (п. 2.1);

**Телюра Наталя Олександрівна**, кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 1 (п. 1.1, 1.4);

**Цегельник Євген Володимирович**, кандидат технічних наук, старший дослідник, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова – розділ 2 (п. 2.2, 2.5).

**Рецензенти:**

**Пасічник Віталій Анатолійович**, доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

**Ведь Валерій Євгенович**, доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».

*Рекомендовано до друку Вченою радою ХНУМГ ім. О. М. Бекетова,  
протокол № 1 від 31 серпня 2023 р.*

**Системи** централізованого теплопостачання з інтеграцією відновлювальних джерел енергії : монографія / О. П. Арсенєва, В. М. Бабаєв, І. В. Білецький, І. В. Блінов, В. В. Гранкіна, С. І. Планковський, В. Є. Плюгін, Т. Є. Романова, А. Ю. Старостіна, М. К. Сухонос, Н. О. Телюра, Є. В. Цегельник ; [за ред. О. П. Арсенєвої] ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023. – 217 с.

ISBN 978-966-662-594-7

DOI 10.33042/978-966-695-594-7

Проведено аналіз сучасного стану систем централізованого теплопостачання України, типового обладнання централізованих теплових пунктів та індивідуальних теплових пунктів. Зроблено аналіз провідного світового досвіду створення технологій та реалізації заходів для підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків, особливості четвертого та п'ятого покоління систем теплопостачання, проведено аналіз перспектив застосування цих технологій в Україні.

Для науковців, викладачів, докторантів, аспірантів і студентів закладів вищої освіти.

УДК 697.34:621.311.24:[502.171:620.9](477)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
<b>1 АНАЛІЗ ПРОВІДНОГО СВІТОВОГО ДОСВІДУ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ У СФЕРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....</b>	<b>8</b>
1.1 Аналіз провідного світового досвіду технологій та заходів підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків .....	8
1.2 Класифікація існуючих централізованих теплових мереж.....	14
1.3 Аналіз сучасного стану систем централізованого теплопостачання України.....	22
1.4 Аналіз перспектив застосування технологій підвищення енергоефективності в сфері централізованого теплопостачання будинків в Україні .....	37
1.5 Особливості впровадження низько-температурних систем теплопостачання та обладнання індивідуальних теплових пунктів при підключенні .....	38
1.6 Можливості застосування відновлювальних джерел енергії в централізованих теплових мережах .....	51
1.7 Формування тарифів на послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання.....	66
<b>2 МОДЕЛІ ІНДІВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ 3 ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ.....</b>	<b>93</b>
2.1 Аналіз сучасних видів та схем підключення відновлювальних джерел енергії до систем централізованого теплопостачання.....	93
2.2 Аналіз методів визначення теплової спроможності від відновлювальних джерел енергії.....	106
2.2.1 Методи визначення теплової спроможності відновлювальних джерел енергії .....	106

2.2.2	Методи математичного моделювання систем теплопостачання з інтегрованими відновлювальними джерелами енергії .....	107
2.2.3	Використання імітаційного моделювання в задачах дослідження сучасних систем теплопостачання.....	108
2.2.4	Сучасні підходи в задачах числового моделювання систем теплопостачання з відновлювальними джерелами енергії .....	113
2.2.5	Напрямки оптимізації ефективності систем централізованого теплопостачання .....	121
2.2.6	Зменшення викидів парникових газів та забруднюючих речовин .....	124
2.3	Методологія проектування моделей індивідуальних теплових пунктів з використанням відновлюваних джерел енергії при приєднанні до низькотемпературних систем централізованих теплових мереж .....	125
2.4	Використання теплових насосів для опалення та гарячого водопостачання.....	126
2.4.1	Інтеграція теплових насосів у централізоване теплопостачання.....	127
2.4.2	Розміщення теплових насосів у системі централізованих теплових мереж .....	130
2.5	Моделі використання фотоелектричних теплових колекторів для опалення та гарячого водопостачання .....	144
2.6	Схеми ефективного зменшення температури оборотної води .....	160
2.7	Індивідуальний тепловий пункт для систем централізованих теплових мереж.....	162
3	<b>ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗБІЛЬШЕННЯ ЧАСТКИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАГАЛЬНОМУ БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ.....</b>	<b>165</b>
3.1	Проблеми підвищення частки відновлюваних джерел енергії у структурі виробничих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України.....	165
3.2	Технічні та економічні чинники впливу відновлюваних джерел на вартість електроенергії.....	166

3.3 Особливості впливу збільшеної частки відновлюваних джерел енергії у структурі виробничих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України на процеси ціноутворення .....	169
3.4 Аналіз перспектив збільшення відновлюваних джерел енергії в Україні .....	177
3.5 Регулювання електромереж із відновлюваних джерел енергії та методи їхнього втілення.....	189
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	198
СПИСОК ПОСИЛАНЬ .....	201

## ВСТУП

У монографії проведено аналіз сучасного стану систем централізованого теплопостачання України, типового обладнання централізованих теплових пунктів та індивідуальних теплових пунктів. Зроблено аналіз провідного світового досвіду технологій та заходів підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків, особливості четвертого та п'ятого покоління теплопостачання, проведено аналіз перспектив застосування цих технологій в Україні.

Зроблено аналіз прогресивного світового досвіду використання різних видів відновлювальних джерел енергії (далі – ВДЕ) для централізованого теплозабезпечення, наведення рекомендацій щодо перспективних видів ВДЕ для опалення, гарячого теплопостачання та кондиціонування в Україні, аналіз сучасного досвіду видів та схем підключення відновлювальних джерел енергії до централізованих систем теплопостачання, визначення основних переваг та недоліків.

Проведено аналіз та вибір перспективних схем підключення індивідуальних теплових пунктів із ВДЕ з застосуванням теплових насосів та акумуляторів тепла, сучасного теплообмінного обладнання для індивідуальних теплових пунктів інтегрованих із ВДЕ.

Досліджено методи визначення теплової спроможності від відновлювальних джерел енергії, серед яких сонячні колектори, теплові насоси вода-повітря, ґрунтові теплові насоси, зокрема з використанням акумуляторів тепла. Проведено аналіз переваг застосування та недоліків кожної схеми з погляду економічної та екологічної ефективності.

Проаналізовано перспективи застосування сонячних колекторів, теплових насосів вода-повітря, ґрунтових теплових насосів, акумуляторів тепла та електроенергії з екологічного та економічного аспекту, розроблено рекомендації. Досліджено вплив збільшення частки відновлюваних джерел енергії в загальному балансі Об'єднаної енергетичної системи (далі – ОЕС) України на функції ціноутворення сегментів ринку електроенергії. Проведено аналіз перспектив збільшення ВДЕ в Україні, вказано переваги та недоліки регулювання електромереж з ВДЕ, методи втілення ВДЕ.

Монографія побудована на матеріалах звіту з науково-технічної роботи «Розробка інтелектуальної енергоефективної системи централізованого теплопостачання з інтеграцією відновлювальних джерел енергії: аналіз сучасних технологій 4-го та 5-го покоління теплопостачання», яка виконується Харківським національним університетом міського господарства імені О. М. Бекетова відповідно до договору з Міністерством освіти і науки України

як така, що пройшла конкурсний відбір наукових, науково-технічних робіт та проектів, які фінансуються за рахунок зовнішнього інструменту допомоги Європейського Союзу для виконання зобов'язань України у Рамковій програмі Європейського Союзу з наукових досліджень та інновацій «Горизонт 2020» (договір № РН/26-2023 від 25.05.2023 р.).

Окрім цього до монографії увійшли деякі матеріали, представлені членами авторського колективу на 2-й Міжнародній науково-практичній конференції «Smart Technologies in Urban Engineering», яка проходила в Харківському національному університеті міського господарства імені О. М. Бекетова 8–10 червня 2023 р.

# 1 АНАЛІЗ ПРОВІДНОГО СВІТОВОГО ДОСВІДУ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ У СФЕРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Аналіз провідного світового досвіду технологій та заходів підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків

Забезпечення енергетичної безпеки у сфері централізованого теплопостачання будинків провідний світовий досвід визначає важливим кроком на шляху до більш сталого розвитку та процвітання країни [138]. Саме тому особливої важливості набуває відповідність технологій та заходів підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків Порядку денному до 2030 р. та Цілям Сталого Розвитку [185], котрі були затверджені на Саміті ООН з питань сталого розвитку у 2015 році, до яких Україна долучилася як до глобального процесу забезпечення сталого розвитку.

Першочерговість впровадження провідних європейських практик із підвищення використання відновлювальних джерел енергії для виробництва теплоенергії пов'язана як зі змінами клімату через глобальне потепління, так і зі пошкодженнями та руйнаціями інфраструктури теплових мереж внаслідок військових дій. Унаслідок цих дій в Україні пошкоджено приблизно 20 % інфраструктури теплових мереж, зазнало руйнації багато будівель, які були споживачами тепла.

За даними 2021 року понад 80 % енергії у світі вже споживалось у містах, де на будівлі припадала приблизно половина цього споживання. Енергетичні системи у більшості країн, серед яких і Україна, досі сильно залежать від викопного палива. Наслідком спалювання викопних джерел є збільшення викидів  $CO_2$  та інших парникових газів, що є однією з причин глобального потепління та зміни клімату [43]. У країнах ЄС приблизно 27 % кінцевого споживання енергії припадає на приватний сектор, здебільшого енергія використовується для опалення, що становить приблизно дві третини кінцевого споживання енергії [43].

Актуальним стає завдання формування шляхів для надійного і стійкого переходу до нових енергоефективних систем централізованого теплопостачання, що вимагатиме розумної модернізації об'єктів інфраструктури. Саме тому міжнародна спільнота об'єднує сили у визначенні підходів, технологій та методів, які стали б достатньо дієвими для досягнення змін та були б прийнятними для країн із різними рівнями розвитку і структурою економіки.

Стратегічна мета ЄС у сфері енергополітики полягає в переході до кліматично нейтрального розвитку до 2050 р. відповідно до розробленої програми «Європейська Зелена Угода» («European Green Deal») [3], що стане



рушійною силою для реформування енергетичної сфери та пов'язаних із нею секторів економіки у країнах ЄС. В основі програми передбачено конкретні кроки, дорожня карта для максимізації енергоефективності, розвитку відновлювальної енергетики, запровадження циркулярної економіки, використання нанокommунікацій, збільшення питомої ваги біоенергетики та природного поглинання вуглецю.

Закріплюючи власний курс у напрямку підвищення енергоефективності у сфері централізованого теплопостачання будинків, в ЄС розроблено ряд директив, базовими з яких є Директива з енергоефективності (ЄС 2012/27/EU), Директива з енергоспоживання будівель (2002/91/EU-EPBD та 2010/31/EU), Директива зі збільшення частки використання відновлюваних джерел енергії (2009/28/EU), Директива з екодизайну (екологічно орієнтоване проектування продукції – 2005/32/EU та 2009/125/EU), Директиви з маркування енергетичної продукції (1992/75/EU та 2010/30/EU) та інші [47, 96, 133, 161].

Директивою 2012/27ЄС «Про енергоефективність» введено термін «ефективне централізоване теплопостачання і охолодження» – система централізованого теплопостачання або охолодження, що використовує мінімум 50 % відновлювальної енергії, 50 % скидного тепла, 75 % тепла від когенерації або 50 % сукупності такої енергії та тепла.

Вже у травні 2014 року Парламентська Рада ЄС приймає «Європейську стратегію енергетичної безпеки» («European Energy Security Strategy»), основними завданнями якої визначено сприяння забезпеченню стійкості до можливих загроз енергетичній безпеці ЄС та реалізації заходів запобігання їх негативного впливу на країни ЄС [47].

Головними секторами для підвищення енергоефективності в країнах ЄС визначені:

- будівельна галузь, де сконцентровано понад 40 % загального споживання енергії та 1/3 споживання природного газу;
- централізоване теплопостачання та охолодження (кондиціювання);
- промисловість, яка використовує 1/4 спожитого природного газу [47].

Визначено та описано основні механізми для досягнення високого рівня енергоефективності та, відповідно, зменшення енергоспоживання:

- мобілізація інвестиційного капіталу, завдяки створеному Європейському Структурному та інноваційному фондам («European Structural and Innovation (ESI) Funds»);
- посилення системи торгівлі квотами на викиди парникових газів;
- бізнес-моделі ЕСКО, як найбільш вдалого енергосервісу, що передбачає підбір енергосервісною компанією (ЕСКО) оптимального енергоефективного

рішення, фінансування та реалізацію проєкту «під ключ» з довгостроковою відповідальністю та моніторингом за досягнення результату.

Головним напрямом досягнення поставлених цілей Стратегією було визначено прискорення реалізації мети з енергоефективності до 2020 року з формулою – 20/20/20, а саме, на 20 % знизити кількість викидів у повітря, на 20 % скоротити енергоспоживання й на 20 % збільшити енергоефективність.

Особлива увага була приділена частині опалення та теплоізоляції будинків та промислових будівель через:

- вимоги Директив з енергоефективності та енергоефективності;
- регуляцію та державну підтримку енергетичної модернізації;
- просування систем енергетичних послуг (ЕСКО);
- регуляцію (зменшення) попиту на енергію завдяки новим технологіям, фінансування яких може здійснюватися як на рівні ЄС, так і на національних;
- прискорення здійснення планів дій щодо сталої енергетики шляхом підвищення енергоефективності та вдосконалення систем скорочення викидів і торгівлі квотами на викиди.

Обрані та визначені шляхи є потужним стимулом для зростання і прискорення відновлюваної енергетики у виробництві електроенергії, промисловості, у будівлях і на транспорті, що стимулюватиме незалежність, дасть поштовх до «зеленого» переходу і з часом знизить ціни.

Враховуючи зовнішні загрози та ризики, ЄС пропонує збільшити цільову мету 2030 року щодо частки відновлюваних джерел енергії в загальному балансі споживання з 40 % до 45 %, відповідно до пакету Fit for 55. Fit for 55 містить набір пропозицій щодо перегляду та оновлення законодавства ЄС і впровадження нових ініціатив, з метою забезпечення відповідності політики ЄС кліматичним цілям [45].

Пакет Fit for 55 визначає та регулює енергетичну ефективність будинків. В ЄС на будинки припадає до 40 % спожитої енергії та 36 % пов'язаних з енергією прямих і непрямих викидів парникових газів. Основні цілі ініціативи полягають у будівництві до 2030 року будинків з нульовим рівнем викидів, а існуючі будинки мають бути реконструйовані з нульовим рівнем викидів у строк до 2050 року. Під час будівництва нових будинків необхідно досягти нульового рівня викидів:

- у будинках держустанов з 2028 року;
- з 2030 року в будинках всіх форм власності.

Встановити максимальні порогові значення енергетичної ефективності всіх нежитлових будинків до 2030 року до 15 %, до 2034 року не нижче 25 %.

Впровадження категорії «А0» до сертифікатів енергоефективності для будинків з нульовим рівнем викидів. Встановити строки для країн ЄС щодо облаштування геліоустановок на будинках:

– до 31 грудня 2026 року на всіх нових громадських і нежитлових будинках з корисною площею понад 250 м<sup>2</sup>;

– до 31 грудня 2027 року на всіх існуючих громадських і нежитлових будинках, що підлягають капітальному або суттєвому ремонту, корисною площею понад 400 м<sup>2</sup>;

– до 31 грудня 2029 року на всіх новобудовах.

Реакція ЄС на зовнішні загрози, зміни та виклики спонукала до розробки та впровадження цілого ряду прогресивних напрямів та програм:

– до 2025 року передбачено подвоєння сонячних фотоелектричних потужностей і до 2030 року їхнє введення до рівня у 600 ГВт [124];

– за напрямом «Сонячний дах» – правове зобов'язання поетапного впровадження сонячних панелей на громадських, житлових та комерційних будинках;

– ініціатива прискорення швидкості впровадження теплових насосів і заходів з інтеграції геотермальної та сонячної теплової енергії в модернізовані системи централізованого і комунального опалення;

– прискорення і спрощення процедур отримання дозволів для великих проєктів, які стосуються відновлюваних джерел енергії [107].

Державами-членами для районів з нижчими «чутливими» екологічними ризиками рекомендовано організовувати спеціальні зони для відновлюваних джерел енергії, у межах яких повинні бути реалізовані спрощені, скорочені процедури дозвільних процесів. Під час формування районів із нижчими екологічними ризиками використовується вільний доступ до баз даних про екологічно чутливі райони – частини цифрового картографічного інструменту для географічних даних, взаємопов'язаних з енергетикою, промисловістю та інфраструктурою. У межах ЄС для тих галузей промисловості і транспортних секторів, які важко декарбонізувати, до 2030 року визначено цілі в 10 мільйонів тон виробництва відновлюваного водню та 10 мільйонів тон його імпорту для заміщення природного газу, вугілля і нафти. Для розширення та поглиблення ринку водню на полі законодавчого простору ЄС, необхідно узгодити збільшені проміжні цілі для конкретних секторів.

У напрямку декарбонізації в країнах ЄС розроблено два делеговані закони про визначення відновлюваного водню та його виробництво, на цей напрям досліджень в ЄС додатково виділено фінансування у розмірі понад 200 мільйонів євро для перших важливих проєктів, що становлять спільний європейський

інтерес. За [71] до 2030 року передбачено впровадження додаткових інструментів, що включають нове біометанове промислове партнерство і фінансові стимули для збільшення його виробництва до 35 мільярдів кубометрів, зокрема у межах Спільної сільськогосподарської політики. Визначені за [71] актуальність та своєчасність реагування ЄС на порушення у глобальних процесах, подолання кліматичної кризи, прискорення у напрямку зменшення залежності від російського викопного палива та підтримки України на світовій арені, описано заходи, які сприятимуть економії енергії, диверсифікації енергопостачання та прискореного впровадження відновлювальних джерел енергії для заміни викопного палива в житлових будинках, промислового секторі та у секторі енергопостачання. Такі заходи сприятимуть в цілому підвищенню надійності систем централізованого та децентралізованого теплопостачання та на практиці їх можна реалізувати декількома шляхами:

- шляхом оновлення основних виробничих засобів;
- автоматизації виробничих процесів;
- скорочення споживання паливно-енергетичних ресурсів;
- зменшення теплових втрат та нераціонального споживання теплової енергії у споживачів;
- поліпшення якості та надійності послуг, що надаються;
- зміцнення фінансової стійкості підприємств;
- скорочення викидів парникових газів у навколишнє середовище тощо.

Автори у [169] визначають, що усі передові технології та заходи з підвищення енергоефективності будинків мають загальні риси, а саме зниження негативного впливу на довкілля та комплексне проектування, яке включає усі фактори життєдіяльності для створення сталих систем. У дослідженні автори пропонують умовно поділити основні заходи з підвищення енергоефективності на дві групи – архітектурні та технічні. До архітектурних віднесено: застосування природного освітлення; повторне використання тепла систем вентиляції та кондиціонування; природна вентиляція. До технічних пропонується віднести: застосування альтернативних джерел енергії; теплові насоси; регуляцію температури опалювальних систем; удосконалення теплоізоляції фасадів і будинків; використання надлишкового технологічного тепла.

Енергетичні системи в усьому світі вимагають сталого способу постачання енергії, який не додає вуглецю в атмосферу та не посилює парниковий ефект, який сьогодні розглядається як основна причина зміни клімату [149]. Щоб задовольнити світові енергетичні потреби в універсальному доступі до енергії та чистішому повітрі, потрібні зміни всіх частин енергетичних систем, що не передбачає простих чи універсальних рішень. Скорочення викидів можна

досягти завдяки використанню кількох видів палива та технологій, які забезпечують ефективні та рентабельні енергетичні послуги. І щоб утримати низьке підвищення температури, потрібні додаткові заходи. Згідно з цілями до 2030 року, відновлювані джерела енергії та енергоефективність є основними механізмами для низьких рівнів вуглецю та скорочення викидів забруднювальних речовин, як зазначено в Порядку денному сталого розвитку [148].

Сьогодні понад 75 % населення Європи живе в містах, а міське житло споживає найбільше енергії в європейських країнах. Майже 85 % будівель в ЄС було побудовано до 2001 року. І 90 % будівель, які існують сьогодні, все ще стоять у 2050 році, а більшість із яких не є енергоефективними. Багато хто покладається на викопне паливо для опалення та охолодження, використовуючи старі технології. Енергетична бідність залишається серйозною проблемою для мільйонів європейців. Загалом на будівлі припадає близько 40 % загального споживання енергії в ЄС і 36 % викидів парникових газів від енергії, тоді як 65 % з них витрачається на опалення будинків і гаряче водопостачання. Дослідження, проведене в [77], показало, що системи централізованого енергопостачання мають вищу ефективність порівняно з індивідуальним опаленням та охолодженням. Розвиток сталого міста передбачає інтеграцію в нього систем централізованого опалення, що дозволяє впроваджувати когенерацію тепла та електроенергії разом з утилізацією низькоякісного тепла з відходів промислового тепла, а також включення геотермальної та сонячної енергії [58]. Рекомендації щодо впровадження сценарію дорожньої карти тепла в Європі до 2050 року [137] підкреслюють важливість централізованого опалення в стійких енергетичних системах і його потенціал для недорогого зберігання енергії за допомогою технології теплових насосів, що є актуальним для України як Європейської країни. Існуючі публікації про системи централізованого теплопостачання для різних країн показують, що кожна система має свою специфіку і її подальший розвиток або оновлення є складним завданням, але можна виділити суттєві напрямки розвитку, що реалізуються сьогодні у світі. Викиди від систем централізованого опалення в Сербії проаналізовано у роботі [158], де досліджено перехід від споживання твердого палива. Велика кількість населення в Китаї з щільною житловою забудовою та використанням когенерації на вугіллі виявила потенціал для впровадження абсорбційних теплових насосів для систем централізованих теплових мереж (далі – ЦТМ) [155] і вирішення проблеми віддаленого розташування джерел тепла, пропонуючи технології для транспортування тепла на великі відстані [80]. Концепції низькотемпературного централізованого опалення для опалення приміщень і гарячого водопостачання в Австрії подані в роботі [85]. Для деяких країн, таких як Німеччина та Швейцарія, перехід на ЦТМ 5-го покоління вже розпочато [2].

Далі буде розглянуто провідний світовий досвід щодо технологій та заходів підвищення енергоефективності, актуалізація яких пов'язана з необхідністю підвищення енергетичної стійкості та сталої роботи систем тепlopостачання в умовах військових дій та повоєнного відновлення енергетичної галузі України.

## 1.2 Класифікація існуючих централізованих теплових мереж

Розвиток систем ЦТМ у часі подано на рисунку 1.1. На початку було запроваджене так зване 1-ше покоління ЦТМ з використанням пари як теплоносія. Ці системи вперше були створені в США наприкінці XIX століття і досі використовуються в старих частинах систем централізованого тепlopостачання в Нью-Йорку та Парижі. В інших частинах Європи та США ці системи були замінені 2-м поколінням централізованого опалення, яке використовує як теплоносій гарячу воду під тиском з температурою подачі понад 100 °C. Багато з цих систем все ще працюють, що мотивується комфортом клієнтів і можливістю досягти економії палива шляхом використання теплоелектростанцій (далі – ТЕЦ).

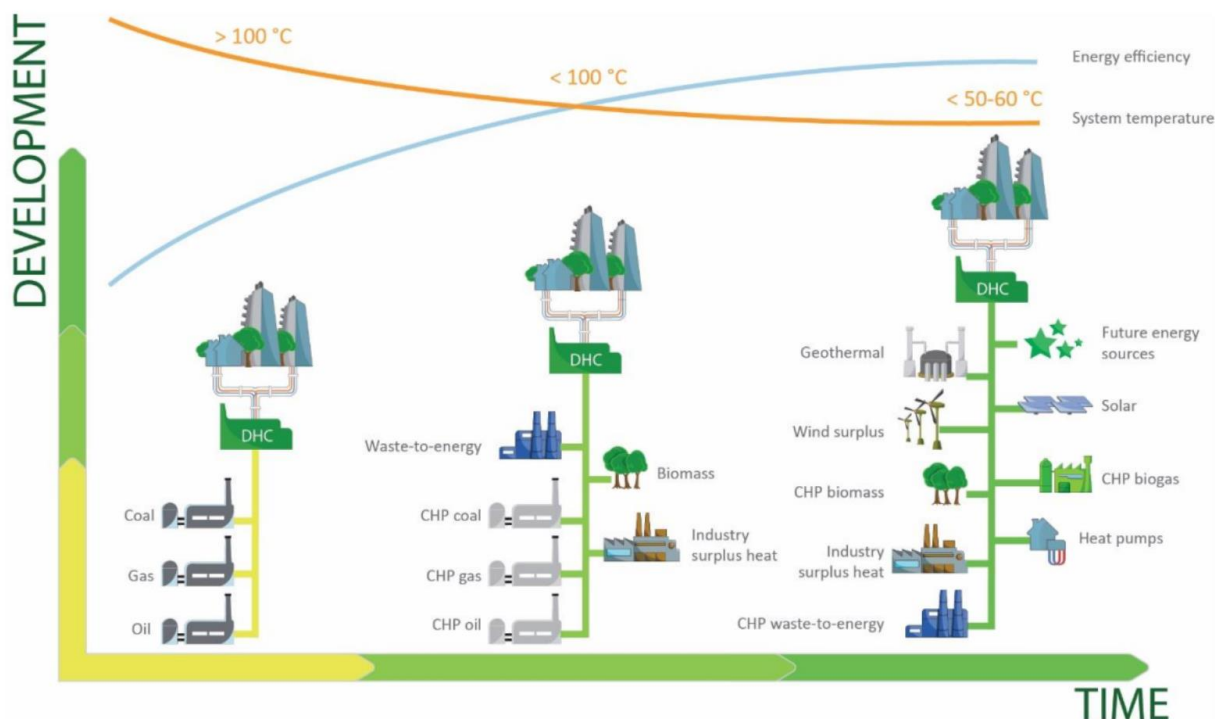


Рисунок 1.1 – Розвиток ЦТМ за часом згідно з [132]

Опалення приміщень у традиційних житлових будинках зазвичай забезпечується теплопередачею від радіаторів за температури подачі приблизно 80 °C (максимальна температура вторинної сторони за мінімальної зовнішньої температури). Тому в 1970-х роках на ринку були створені мережі

централізованого теплопостачання з нижчою температурою подачі. Це так зване 3-тє покоління систем централізованого опалення використовує гарячу воду під тиском як теплоносій, але температура лінії подачі знижена нижче 100 °С. Враховуючи градієнти теплообмінника та для забезпечення певної пропускної здатності, у цих мережах необхідні температури подачі близько 90 °С. Як наслідок, втрати розподілу в цих централізованих системах теплопостачання зазвичай становлять 10–30 %.

Для трубопроводів таких ЦТМ необхідно використовувати високотемпературні матеріали, такі як сталь, і можна інтегрувати лише високотемпературні джерела, більшість із яких засновані на процесах горіння. Проте поточне покращення енергоефективності будівель (як при новому будівництві, так і при модернізації будівельного фонду) сприяє зменшенню попиту на централізоване тепло, що призводить до збільшення відносних втрат у розподілі та зниження загальної економічної ефективності ЦТМ.

Однією з важливих можливостей протидії цій тенденції є подальше зниження температури теплопостачання. У світі існує тенденція до зменшення температури в ЦТМ, і провідними країнами, що втілюють ці технології є Данія, Швеція та Німеччина. Існуючі низькотемпературні ЦТМ можна класифікувати відповідно до температурних умов, як зазначено в таблиці 1.1 згідно з [1].

Застосування низьких температур у ЦТМ спричиняє підвищення ефективності виробництва та розподілу тепла. Існуючі температури в системах ЦТМ нині нижчі за 100 °С, мають тенденцію приблизно до 110–77 °С і 76–41 °С для подачі та повернення [15]. Зменшення температури централізованого опалення з 80/45 до 55/25 зменшує втрати тепла централізованого опалення з 28 % до 19 % [137].

Таблиця 1.1 – Температурні рівні для різних типів ЦТМ (у дужках вказана температура для періодів із низькою зовнішньою температурою)

Тип ЦТМ	Температура оборотної води, °С		Температура постачання, °С		Мінімальна температура на вході
	Min	Max	Min	Max	
Середньо-температурні ЦТМ	35	45(52)	65	90(97)	Ємність гарячої води – 60 °С
Низько-температурні ЦТМ	25	35(41)	50	60(75)	ГВП – 45 °С
Ультранизько-температурні ЦТМ	20	30(37)	30	50(65)	У системі опалення – 30 °С

Це так зване 4-те покоління централізованого опалення спричинить значне підвищення ефективності систем централізованого опалення шляхом зменшення втрат тепла, можливої інтеграції економічно ефективних технологій відновлюваної енергії, таких як тепло навколишнього середовища через теплові насоси (далі – ТН) та відхідне тепло від процесів промислового виробництва, зниження експлуатаційних витрат і додаткових інвестиційних витрат. Окрім цього, ефективність звичайних виробничих одиниць, таких як деякі типи теплоелектростанцій, може бути підвищена. Ще однією перевагою нижчих температур системи є можливість використання дешевших матеріалів для труб (наприклад, пластикових труб) та інших компонентів, таких як насоси, клапани та пристрої керування. Застосування низьких температур у ЦТМ веде до підвищення ефективності виробництва та розподілу тепла.

Досвід втілення таких ЦТМ показав, що нижчі температури подачі є достатніми для досягнення комфортної кімнатної температури в будівлях з відповідними системами опалення (наприклад, підігрів підлоги, активація бетонної основи), включаючи відремонтовані будівлі. Обмеженням низько-температурних систем теплопостачання (далі – НТТП) є можливість розвитку бактерії *Legionella* в системах приготування гарячої води. Відповідно до досліджень, опублікованих в [25], бактерії припиняють ріст при 46 °С зі зниженням концентрації бактерій за більш високих температур. Одним із можливих способів запобігти цьому є використання малих об'ємів води на вторинній стороні, наприклад, шляхом миттєвого скидання теплообмінником. Однією з переваг використання системи індивідуальних теплових пунктів є те, що їх можна включати в НТТП без ризику розмноження легіонел [151].

Термодинамічний аналіз системи централізованого опалення з неоднорідною температурою, яка працює здебільшого за наднизької температури подачі з температурами подачі та зворотної лінії 50–55 °С і 25–30 °С, але також здатна працювати за температури середнього рівня для централізованої гарячої води (далі – ГВП), яка становить 60 °С, протягом коротких періодів розглядається в [11]. Запропонована система складається з децентралізованих теплових насосів для підвищення температури подачі гарячої води від наднизького рівня, а також оснащена накопичувальним баком для зберігання тепла для використання гарячої води протягом часу, коли тепловий насос не працює.

Для інтеграції відновлюваних джерел енергії з підвищеною рекуперацією тепла в ЦТМ може бути ефективно використана методологія «Pinch Integration» (PI). У роботі [39] використовували методологію PI для оцінки максимального коефіцієнта корисної дії для послідовно підключених аміачних теплових насосів, що працюють у системі централізованого теплопостачання (далі – ЦТ).



В оглядовій статті про інтеграцію теплових насосів у систему централізованого опалення та охолодження [17] обговорюються різні варіанти розміщення та підключення теплового насоса в систему ЦТМ. Варіабельність доступних джерел відпрацьованого тепла, технології ТН і вимог до теплових навантажень ускладнює встановлення єдиних критеріїв потенціалу ТН, інтегрованих у системи ЦТМ. Можливість використання наявних джерел відпрацьованого тепла, потреба в теплі та технологія, що використовується для теплових насосів, впливають на потенціал усієї інтегрованої системи ЦТМ, демонструючи відсутність єдиних критеріїв для потенціалу ТН, інтегрованих у системи ЦТМ [2].

Загалом, систему ЦТ можна розділити на дві основні компоненти: теплову розподільну мережу та будівлі, як обговорювалося в [143] для системи 5-го покоління ЦТМ. Запропонований підхід дозволяє точно оцінити теплопостачання та охолодження системи ЦТМ з урахуванням індивідуальних вимог. Дослідження енергоефективності будівель у європейських державах було проведено в [139], показуючи відмінності у споживанні енергії та попиті на опалення та охолодження, характерні для різних кліматичних умов.

Одним із основних критеріїв ефективної модернізації централізованих систем ЦТ є її економічна оцінка та наявні кошти для її впровадження. Хороші результати оцінки продемонструвало застосування аналізу витрат життєвого циклу (LCCA) для оцінки чистої теперішньої вартості модернізації [143], де враховуються інвестиційні та експлуатаційні витрати. У статті [142] була проаналізована можливість переходу до ЦТМ 4-го покоління та запропонована методологія для оцінки процесу переходу, зосереджена на існуючих бар'єрах. Спостережувані бар'єри включають низькотемпературні ЦТМ, вимогу використовувати не паливну енергію, низькі втрати тепла в мережах доставки, інтеграцію з ТЕЦ, зберігання енергії, ефективні системи управління та обмеження, спричинені великими розподіленими системами ЦТМ. Обговорюване прикладне дослідження для Естонії показало, що перш за все варто запровадити відновлювані джерела енергії та знизити температуру подачі ЦТМ з відповідною модернізацією труб. У статті [88] розглядаються існуючі системи ЦТ для деяких країн Східної Європи, а також для Росії, з акцентом на її неефективній мережі з високими втратами при передачі, що також стосується українських систем ЦТ. Автори пропонують перейти на більш стійкі системи з передовими технологіями відновлюваного опалення. Дослідження різних робочих тіл і різних конфігурацій ТН, включаючи одноступінчасті та двоступінчасті схеми з внутрішнім теплообмінником і без нього, опубліковано в [134]. Моделювання показало, що конфігурація ТН і властивості робочого тіла суттєво впливають на виробництво тепла, а їхня найкраща конфігурація

залежить від температури джерела відпрацьованого тепла. Головні тенденції четвертого покоління централізованих систем теплопостачання полягають у зменшенні температури теплоносія до 50–60 °С і використанні енергоефективних матеріалів щодо транспортування теплової енергії [81].

П'яте покоління систем централізованого теплопостачання зосереджено на використанні теплових насосів, наприклад, у містах Німеччини (15 систем), Швейцарії (15 систем), Італії (5 систем), Нідерландів (2 системи), Бельгії, Англії та Норвегії (по 1 системі) [2, 172]. Ще однією особливістю систем нового покоління є включення до загальної мережі системи теплопостачання, яка є низькотемпературною, генераторів електроенергії для подальшого перетворення в теплову енергію з утворенням smart-систем централізованого теплопостачання, альтернативних та відновлювальних джерел енергії: сонячної, геотермальної, надлишкової теплової енергії виробництв, вітрової, теплових насосів та акумуляторів теплової енергії [38, 172].

У дослідженнях [56, 31, 172] визначено, що особливістю систем четвертого покоління є високий рівень автоматизації, моніторингу оперативнотехнологічних процесів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії за участі системи електропостачання як альтернативних та відновлюваних джерел енергії. Такі інтеграційні особливості четвертого та п'ятого поколінь щодо відновлюваних джерел енергії підвищують загальну енергоефективність та допомагають зв'язати систему централізованого теплопостачання. За останні десятиліття кількість використовуваних поновлюваних джерел енергії для систем охолодження та опалення постійно збільшується, але вони мають проблему з коливаннями, які переважно пов'язані зі зниженням питомих енерговитрат та температури у будинках. Це означає, що система централізованого теплопостачання та охолодження у тому вигляді, в якому вона була задумана раніше, потребує деяких змін. Саме цей шлях розвитку від існуючої системи теплопостачання до досконалішої системи називається п'ятим поколінням теплопостачання.

При цьому йде мова про інтелектуальну енергетичну систему, яка охоплює системи опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, промислові процеси та електрику. Це означає, що установки мають бути достатньо гнучкими, щоб відповідати майбутнім інтелектуальним установкам. Ці та інші вимоги зумовлюють деякі властивості новітнього покоління систем теплопостачання. До основних характеристик четвертого та п'ятого покоління систем централізованого теплопостачання можна віднести:

- постачання низькотемпературного теплопостачання для опалення приміщень;
- розподіл енергії в системі з мінімальними втратами в мережі;

- трансформацію енергії та інтеграцію відновлюваних джерел енергії;
- інтеграцію інтелектуальних енергетичних систем;
- планування та створення структур витрат для забезпечення майбутньої стійкості енергетичних систем;
- більший запас енергії.

Досягнення сталого сучасного централізованого теплопостачання починається із джерела енергії. Системи централізованого теплопостачання та охолодження новітнього покоління орієнтовані на децентралізоване виробництво з використанням усіх доступних місцевих джерел енергії.

Для створення та просування економіки замкнутого циклу необхідна реалізація таких кроків:

- досліджень малопотенційного тепловиділення від промислового чи побутового тепла;
- сприяння використанню тепла стічних вод або скидного тепла водоочисних споруд;
- збільшення використання відпрацьованої енергії;
- сприяння використанню місцевої біомаси із сталого виробництва;
- інтеграції геотермальної енергії;
- збільшення відсотка сонячної теплової енергії як частини мережі теплопостачання;
- впровадження комбінації вітрової та сонячної енергії для нагрівальних пристроїв (теплових насосів або котлів).

Новітня концепція системи заснована на відкритій системі, де всі учасники можуть бути виробниками або споживачами теплової енергії. Це оптимізує загальну систему вироблення тепла та знижує загальну потребу мережі у енергії.

Централізоване теплопостачання п'ятого покоління є новим етапом у системах централізованого теплопостачання, у яких енергоефективність та декарбонізація виведені на новий рівень. Теплові мережі п'ятого покоління набули актуальності у світлі суворіших правил щодо енергоспоживання будинків, а також підвищеної уваги громадян до впливу на довкілля та економічних показників. Технологічні розробки дозволили створити новітню, сталу модель теплопостачання п'ятого покоління, для якої характерні:

- двоконтурність, що використовує обмін теплими та холодними зворотними потоками; це означає, що будинки з різними потребами можуть обмінюватися тепловою енергією, що знижує втрати енергії та підвищує ефективність, при цьому досягається низка переваг, зокрема використання низькопотенційних відновлюваних джерел енергії, які раніше практично не застосовувалися;

– низький температурний поріг, близький до температури ґрунту; у той час, як звичайні системи централізованого теплопостачання покладаються на подачу гарячої води за температури близько 90 °С, системи п'ятого покоління працюють при нижчих температурах, що дає додаткові переваги, такі як мінімізація теплових та економічних втрат майже до 75 %.

Особливостями п'ятого покоління теплопостачання є:

– *технологія зберігання* – системи централізованого теплопостачання п'ятого покоління використовують допоміжні технології, такі як резервуари для зберігання тепла;

– *замкнуті енергетичні петлі* – для максимізації енергоефективності і забезпечення використання відновлюваних ресурсів, енергія повторно використовується і розподіляється між різними елементами системи; це означає, що енергія не витрачається марно, оскільки нею можна обмінюватися як усередині окремого будинку, так і на рівні окремого мікрорайону, пристосовуючись до різних потреб та вимог одночасно і навіть у різні сезони року;

– *альтернативні джерела* – системи теплопостачання п'ятого покоління працюють за нижчих температур, ніж традиційні системи теплопостачання, це дозволяє широко застосовувати відновлювані, низьковуглецеві джерела енергії, такі як геотермальна енергія, промислові відходи, стічні води, теплові насоси великої потужності тощо;

– *децентралізація* – системи централізованого теплопостачання, що використовують розробки п'ятого покоління, просувають децентралізацію ще на один крок; це означає, що вони уникають непотрібного виробництва енергії і виробляють та поширюють енергію лише за потребою; таким чином, ці системи, орієнтовані на попит, дозволяють уникнути втрат енергії, оскільки опалення може одночасно подаватися різним споживачам за різних температур відповідно до запиту в реальному часі.

Особливістю четвертого та п'ятого покоління систем теплопостачання є їхня стійкість порівняно з іншими поколіннями. Системи теплопостачання п'ятого покоління наближають цілі низьковуглецевого споживання, стимулюючи зусилля населених пунктів щодо забезпечення більш чистого повітря та боротьби зі зміною клімату. Це пов'язане з тим, що це новітнє покоління систем централізованого теплопостачання сприяє використанню чистіших, відновлюваних джерел замість викопного палива.

Завдяки новітнім поколінням теплопостачання може розвиватися економіка замкнутого циклу. Ґрунтуючись на децентралізованому виробництві тепла, централізоване теплопостачання новітнього п'ятого покоління дозволяє

впроваджувати місцеві джерела енергії, які також створюють ряд циклічної енергетичної петлі.

Енергетична петля – безвідходна політика та максимальне використання вже виробленої енергії. Ці енергетичні петлі також просувають нову ключову роль споживача. Оскільки вони обмінюються енергією залежно від конкретних потреб. Універсальність у виборі джерел енергії означає, що населені пункти можуть використовувати різні джерела енергії залежно від їхньої доступності. Використання тепла, що відходить, від стічних і геотермальних вод або сонячних джерел, знімає пряму залежність від імпорту викопного палива та зводить її до мінімуму, а місцева економіка зміцнюється.

Загалом глобальна ефективність підвищується з погляду попиту на енергію. Більш ефективні теплові насоси та створення безвідходних енергетичних циклів означають, що для створення комфортної атмосфери в будинках потрібно менше енергії, що забезпечує додаткову стійкість завдяки розвитку централізованого теплопостачання п'ятого покоління [31].

Міський розвиток потребує новітніх рішень та інноваційних розумних підходів, заснованих на таких довгострокових проєктах, як адаптація енергопостачання, надання нових рішень для мобільності та повна участь зацікавлених сторін. Рішення, що пропонуються, повинні виходити за межі індивідуального проєкту та враховувати своєрідність міського середовища. Враховуючи ці особливості, реалізація проєктів теплопостачання новітнього покоління має здійснюватися інтегровано з технічного та економічного погляду. Інтеграційний підхід є основним питанням, яке необхідно справедливо обговорювати з погляду довгострокової перспективи, оскільки короткострокова окупність не може бути застосована до процесів економічного моделювання. До того ж захист довкілля має ґрунтуватися на довгостроковій економічній окупності, заснованій на використанні відновлюваних джерел енергії, навіть дорожчих на першому етапі. Новітнє покоління теплопостачання покращить вже існуючу мережу виробників та споживачів тепла, що сприятиме двоконтурній роботі, отриманню додаткових доходів, критеріїв прибутків та збитків приватних компаній або місцевих органів влади та зроблять бізнес-постачальників комунальних послуг більш прибутковим із нижчими цінами для споживачів. Безумовно, всі ці екологічні переваги позитивно позначаються на добробуті суспільства. Бізнес-модель інтелектуальної системи централізованого енергопостачання переважно буде залежати від багатьох чинників, зазначених у проєктній документації. Необхідно забезпечити, щоб усі залучені сторони, включаючи інвесторів, власників, операторів, комунальні служби / постачальників, кінцевих споживачів та муніципалітети мали змогу отримувати не тільки фінансовий прибуток, але й інші вигоди.

Важливо зберігати тенденцію інтеграції окремих секторів енергетики в єдине ціле, тоді одним з важливих позитивних ефектів цілісного, комплексного підходу до енергетики є підвищення збалансованості вироблення і споживання енергії в умовах домінуючої ролі сонячних та вітрових електростанцій, потужність яких змінюється залежно від природних умов. Водночас централізоване теплопостачання повинне розглядатися як важливий системоутворювальний елемент у цілісній енергетичній системі. Цілісна енергетична система є новітньою дорожньою картою провідних країн ЄС для декарбонізації сектора опалення, на який припадає близько 50 % кінцевого попиту на енергію в ЄС і який здебільшого залежить від викопного палива, для досягнення кліматичних цілей Європейського Союзу – скорочення загальних викидів парникових газів на 80–95 % до 2050 року порівняно з рівнями 1990 року.

Модернізація існуючих централізованих систем ЦТ є складною проблемою, яка включає модифікацію будівель, модифікацію систем ЦТ та їхнього обладнання та впровадження відновлюваних джерел енергії.

### **1.3 Аналіз сучасного стану систем централізованого теплопостачання України**

В Україні централізоване теплопостачання відіграє важливу роль у енергетичному секторі. За даними Міністерства регіонального розвитку України, частка тепла від систем централізованого теплопостачання в загальній структурі теплопостачання України складає близько 42 %. Система централізованого теплопостачання забезпечує теплом близько 60 % загальної площі житлового фонду України, централізованого постачання гарячої води – понад 40 %. Близько 40 % населення України отримують теплову енергію централізовано. Це вигідно насамперед центрам агломерацій, тобто близько 55 % міських домогосподарств у 121 місті. До систем централізованого теплопостачання підключено близько 81 800 житлових будинків (приблизно 45 % багатоквартирних будинків) і близько 31 600 соціальних закладів. Отже, екологічний підхід міг би стати серйозним важелем для зменшення викидів парникових газів у тепловому секторі.

У 2018 році українським споживачам було надано близько 41,96 ТВт·год централізованого тепла, з них 51,6 % – 26 компаніями (які мають ліцензії Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг НКРЕКП). Частка викопних енергоджерел (передусім природного газу) у постачанні централізованого тепла на рівні до 92 % залишається беззаперечно високою, але водночас протягом останніх років відбувається послідовне збільшення частки тепла, що виробляється за

допомогою ВДЕ (з 3,5 % у 2014 р. до 8 % у 2018 р.). Задекларованою метою 2035 року є досягнення 40 % частки відновлюваних джерел енергії у виробленні тепла.

Найбільш енерговитратними підприємствами сфери житлово-комунального господарства є підприємства теплопостачання. Діяльність теплопостачальних підприємств з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії з обсягом виробництва вище 20 тис. Гкал та транспортуванням і постачанням теплової енергії з обсягом вище 18 тис. Гкал, підлягає ліцензуванню НКРЕКП. На цей час нормативно не визначено такого поняття, як «ринок послуг теплопостачання», але, згідно з Законом України «Про теплопостачання» теплова енергія, що виробляється, є товаром, який купується та продається на ринку теплової енергії, а термін «теплопостачання» вживається синонімічно з поняттям «постачання теплової енергії», що включає діяльність з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії споживачам. Процес же задоволення споживача у гарячій воді, опаленні, тощо, є процесом надання комунальної послуги з централізованого опалення та централізованого гарячого водопостачання, тому доцільно застосовувати поняття «послуги теплопостачання» до процесу постачання теплової енергії.

Крім того, законодавчо розмежовано функції виробництва, транспортування та постачання теплової енергії. Суб'єктами відносин у сфері теплопостачання є фізичні та юридичні особи незалежно від організаційно-правових форм та форми власності, які здійснюють виробництво, транспортування, постачання теплової енергії, теплосервісні організації, споживачі, органи виконавчої влади, органи місцевого самоврядування та НКРЕКП. Згідно з визначеннями, наведеними в законі [184]:

– теплогенеруюча організація – суб'єкт господарської діяльності, який має у своїй власності або користуванні теплогенеруюче обладнання та виробляє теплову енергію;

– теплотранспортуюча організація – суб'єкт господарської діяльності, який здійснює транспортування теплової енергії;

– теплопостачальна організація – суб'єкт господарської діяльності з постачання споживачам теплової енергії;

– теплосервісна організація – суб'єкт господарської діяльності з технічного обслуговування засобів виробництва, транспортування та споживання теплової енергії.

Таким чином, законодавчо, у сфері теплопостачання функціонує схема «виробник – транспортна організація – постачальник», але на практиці всі функції можуть поєднуватися в одному підприємстві. За будь-якої умови,

кінцевий споживач має справу з постачальником теплової енергії, тобто з організацією, яка надає послуги з теплопостачання, хоча виробником можуть бути декілька підприємств. У Законі України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення розрахунків за енергоносії» [177] визначено, що виконавці послуг із централізованого опалення та послуг із централізованого постачання гарячої води для об'єктів всіх форм власності є суб'єктами господарювання з постачання теплової енергії (теплопостачальними організаціями). На рисунку 1.2 наведено схему відносин у сфері теплопостачання. Отже, «ринок послуг теплопостачання» це – ринок, що обмежений єдиною територією, де зустрічаються споживач та постачальник з приводу реалізації – придбання теплової енергії з метою задоволення потреб у гарячій воді та опаленні.

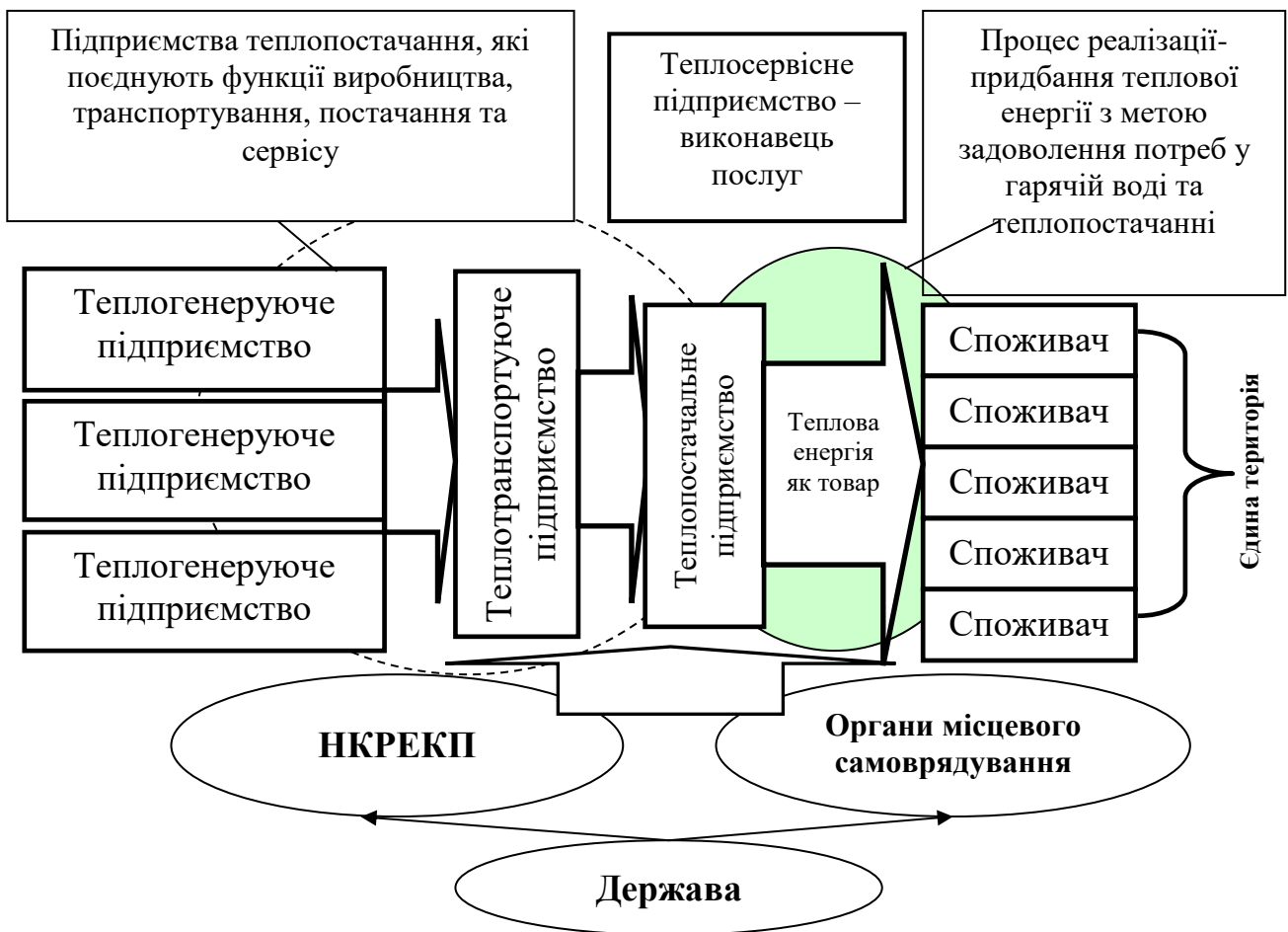


Рисунок 1.2 – Схема відносин у сфері теплопостачання

Очевидно, що реалізувати теплову енергію на одному територіальному ринку може лише одне підприємство-монополіст, яке за нестачі теплової енергії власного виробництва може закупати її у інших виробників та користуватися власними чи їхніми розподільними мережами. Тому під «підприємством теплопостачання» будемо розуміти підприємство, що діє у сфері



теплопостачання, яке поєднує в собі функції виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, як товару та сервісу з технічного обслуговування засобів виробництва, транспортування та споживання теплової енергії.

Більшість підприємств комунальної теплоенергетики виконують функції виробника, транспортувальника, постачальника теплової енергії та надають послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання населенню – фактично займаються збутом своєї продукції в особі одного суб'єкта господарювання з повним циклом виконання робіт від виробництва до реалізації. У технологічному плані система централізованого теплопостачання становить одночасний триєдиний процес, який складається з: виробництва, транспортування і постачання теплової енергії. Україна має достатньо розвинену інфраструктуру ЦТ у всіх великих міських поселеннях. У міських районах, де будинки різного типу розташовані близько, постачання комунальних послуг здійснюється з централізованої розподільної мережі у вигляді пари, гарячої води або охолодженої води, що складається з районної енергетичної системи (далі – РЕС). Використання РЕС обумовлено такими перевагами, як:

- підвищення енергоефективності, оскільки комбіноване виробництво тепла та електроенергії підвищує ефективність використання палива, порівняно з суто електрогенерацією, і може знизити викиди, які зазвичай пов'язані зі звичайним викопним паливом;

- покращений захист навколишнього середовища – РЕС дозволяє економити енергію, покращувати ефективність роботи та захищати навколишнє середовище;

- гнучкість палива, оскільки РЕС може використовувати відновлювані види палива, такі як різні види біомаси, геотермальне тепло, теплові насоси, сонячне опалення;

- простота експлуатації та обслуговування;

- надійність;

- зниження капітальних витрат на будівництво;

- підвищена гнучкість архітектурного дизайну, оскільки не потрібні котли чи печі, а на дахах немає димових труб і градирень.

В Україні одна з найвищих у світі насиченість міст тепловими мережами. Загальна протяжність теплопроводів у нашій державі становить близько 47 тисяч кілометрів у двотрубному обчисленні.

За даними 2021 року, в Україні централізовані теплові мережі постачали приблизно 5,5 мільйонів домогосподарств, що задовольняє більше половини потреби в тепловій енергії країни, і покриває приблизно половину потреби в енергії для цілей опалення. Загальне виробництво теплової енергії ТЕЦ,

котельнями різного призначення, індивідуальними генераторами тепла й іншими джерелами становить від 210 млн Гкал до 240 млн Гкал на рік залежно від режиму навантаження та температури навколишнього середовища.

Оцінка технічного стану українських систем ЦТ [59], особливо теплових мереж, виявила його погіршення. За останні роки довжина теплових мереж зменшилася на 8 000 км через зменшення споживачів ЦТ. З решти 20 тис. км тепломереж 38 % знаходяться в незадовільному та аварійному технічному стані. Середні втрати тепла в теплових мережах становлять 19 %. Не всі будівлі обладнані автоматизованими індивідуальними тепловими пунктами, наприклад, у Полтаві лише в 14 із 1 438 будинків, підключених до ЦТ, встановлені теплові пункти [57]. Типовим для України є те, що системи ЦТ були побудовані 50–90 років тому й останні 30–40 років підтримувались лише в існуючому стані. Прогресуюче старіння основних засобів теплопостачання, що можна простежити за даних про динаміку втрат теплоенергії в теплових мережах протягом 2014–2020 рр. (рис. 1.3).

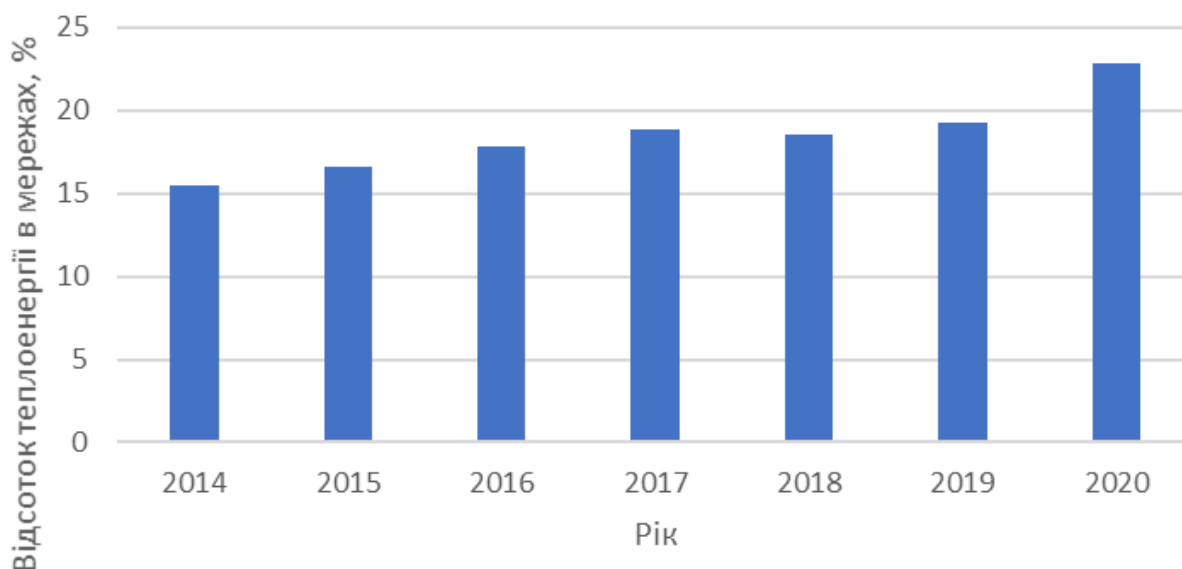


Рисунок 1.3 – Динаміка втрат теплової енергії в теплових мережах України

Додатково, у наслідок війни пошкоджено приблизно 20 % інфраструктури теплових мереж. Зменшення споживання електричної та теплової енергії становить найважливіше завдання. Успішний перехід до ефективного ЦТ в Україні вимагає розумної модернізації об'єктів ЦТ. Пряма заміна застарілого обладнання на сучасне з такою ж потужністю у багатьох випадках не виглядає розумним варіантом, оскільки інфраструктура виробництва та транспортування тепла не відповідає існуючому попиту. Світовою тенденцією останніх 30 років є те, що темпи зростання обсягів споживання теплоенергії від ТЕЦ і великих котелень суттєво випереджали зростання споживання первинної енергії. Виробництво теплоенергії зросло майже на 49 % при зростанні споживання

первинної енергії лише на 5 %. У країнах Євросоюзу зростання виробництва теплоенергії було ще більш динамічним – до 72 %. Підвищення економічної ефективності – зростання частки ТЕЦ у виробництві теплової енергії, зокрема, в ЄС – з 60 % до 70 %. В окремих країнах світу ця частка варіюється від 9 % в США до 50 % в Данії. За іншими даними, використання ТЕЦ і когенераційних установок з використанням скидної теплоти промисловості станом на 2016 р. досягло 72,8 % від загального споживання теплової енергії в централізованому тепlopостачанні (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Розповсюдження централізованого тепlopостачання та паливна база виробництва теплоенергії в окремих європейських країнах

Країна	Охоплення ЦТ	Паливо	
		природний газ	ВДЕ й інші джерела
Данія	63 % житлового фонду		47 %
Швеція	52 % населення		35 %
Норвегія	10 % загальної потреби в тепловій енергії	Більше 60 % теплоенергії виробляється з надлишкової електроенергії ГЕС; ВДЕ – близько 70 %; викопні види палива – тільки для пікового навантаження	

Ще однією тенденцією сучасного етапу розвитку систем ЦТ в Європі є підвищення частки використання відновлюваних джерел енергії для виробництва теплоенергії: станом на 2016 р. у середньому по ЄС вона складає більше 23 %. Зараз в Україні у житловому секторі середнє споживання енергії в 2–3 рази вище, ніж у країнах Європейського Союзу [173]. Середні витрати теплоенергії житлового фонду в Україні складають більш ніж 600 кВт · год/рік, що в 4–5 разів перевищує аналогічні показники для таких «холодних» країн, як Фінляндія або Швеція. Житлово-комунальна сфера споживає газу в 3,5 рази більше, ніж у Польщі, хоча в Україні мешкає лише в 1,2 рази більше населення.

Теоретичні переваги централізованого опалення 4-го покоління в Україні:

- температури подачі 50 °С достатньо для задоволення потреб кінцевого споживача в теплі;

- нижча температура розподілу дає кілька теоретичних переваг. Ці переваги можуть бути досягнуті у виробництві, розподілі та споживанні;

- низькотемпературні системи централізованого опалення в цілому відповідають двом основним вимогам до централізованого опалення як технології, а також до всієї енергетичної системи, а саме: висока енергоефективність і більша частка ВДЕ разом з більшою можливістю рекуперації відпрацьованого тепла;

– енергетичні вимоги для нових будівель і реконструйованих будівель встановлюють значно нижчі межі споживання енергії для опалення приміщень, що призводить до значного підвищення енергоефективності з боку споживання. Однак зниження попиту на стороні споживання має відносно негативний вплив на енергоефективність розподілу традиційних мереж, що робить можливим низькотемпературне централізоване тепlopостачання. Втрати при розподілі централізованого опалення безпосередньо пов'язані з температурами подачі, що робить низькотемпературне централізоване опалення ще більш привабливим досягти вищої ефективності та зменшити втрати розподілу;

– досягнення вищої ефективності споживання та розподілу дає можливість досягти вищої ефективності на стороні пропозиції. Це підвищить конкурентоспроможність системи централізованого тепlopостачання для постачання низьких температур до будівель з низьким енергоспоживанням у районах з низькою щільністю енергії;

– досягнення нижчих температур розподілу та менших розмірів труб зменшить втрати тепла порівняно з існуючими мережами в 4 рази. Проблема, яка виникне після використання труб меншого розміру, полягає у вимогах до тиску, але цю проблему можна вирішити за допомогою локальних насосів.

Можливості модернізації існуючих українських систем ЦТ до сучасного централізованого тепlopостачання 4-го покоління обговорюються в [53]. Одним із головних обмежень у цьому випадку є високий рівень необхідних інвестицій. Висока енергоефективність і висока частка відновлюваної енергії НТТП робить їх майбутнім ЦТ для сталого розвитку України.

Низькотемпературне централізоване тепlopостачання забезпечує ефективність енергопостачання. Добре ізольована будівля, яка прагне до нульових втрат, знижує ліміти споживання енергії для опалення, значно підвищуючи енергоефективність з боку споживача. У той же час краща енергетична ефективність будівель робить можливим низькотемпературне централізоване тепlopостачання, а втрати централізованого опалення можна зменшити за допомогою зниження температури мережі. Це підвищує ефективність постачання та конкурентоспроможність систем централізованого опалення у постачанні тепла.

Ще однією важливою перевагою низькотемпературного централізованого опалення є підвищення ефективності використання відновлюваної енергії та низькотемпературних ресурсів. Зниження необхідної температури подачі централізованого тепlopостачання підвищує ефективність компресійних теплових насосів незалежно від джерела тепла. У НТТП можна використовувати надлишок тепла від промислових процесів або шляхом рекуперації тепла від процесів охолодження, що краще і дешевше, ніж нижча необхідна температура

теплопостачання. А більш низькі температури в системі ЦТ зменшують теплову напругу трубопроводу, оскільки температура подачі стає нижчою, а градієнт температури вздовж трубопроводу зменшується. Це зменшує ризик протікання труби через термічне навантаження. Зменшений термічний стрес також подовжує термін експлуатації ЦТ. Одним із перспективних шляхів є поетапний перехід на низькотемпературні теплоносії від ТЕЦ, що передбачає використання відновлюваних джерел енергії, які можуть бути інтегровані в індивідуальні теплові пункти (далі – ІТП) будинків, та мають задовольняти потреби мешканців в опаленні приміщень та гарячому водопостачанні з можливістю кондиціонування.

Застосування низьких температур у системах ЦТ спричиняє підвищення ефективності виробництва та розподілу тепла. Зниження витрат теплоенергії на опалення, гаряче водопостачання і вентиляцію можливо досягнути шляхом використання відновлювальних джерел енергії згідно з рисунком 1.4. Поступовий перехід до низькотемпературних ЦТМ є важливим кроком на шляху до енергонезалежності країни.

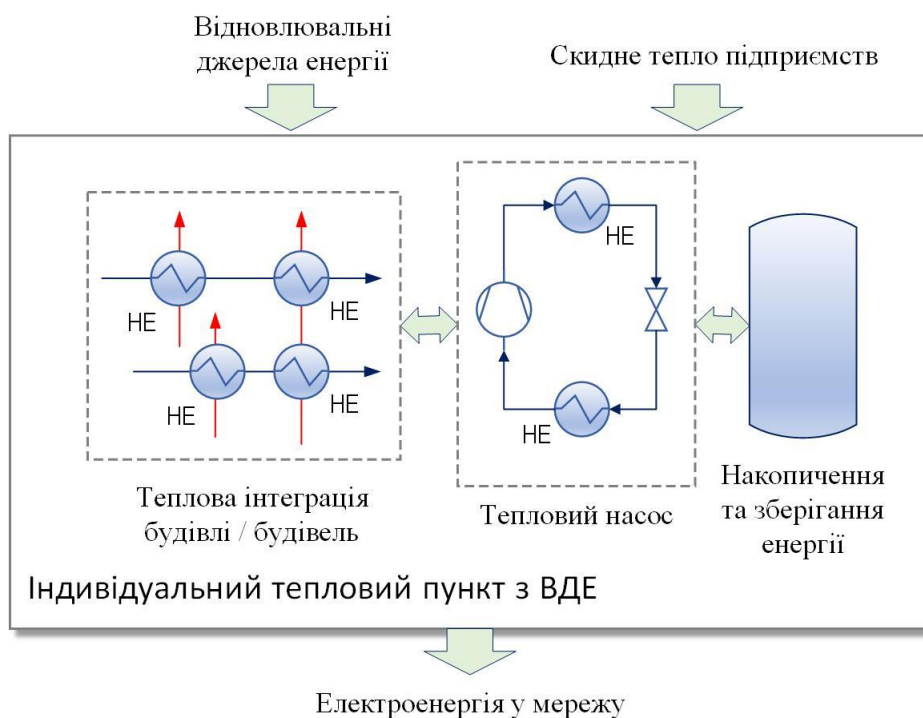


Рисунок 1.4 – Використання ВДЕ за впровадження ІТП в ЦТМ

В Україні прийнято програму переходу від централізованого опалення на індивідуальні теплові пункти. Мінрегіон наказом від 26.07.2019 № 169 затвердив Порядок відключення споживачів від систем централізованого опалення та постачання гарячої води.

Можливість відмовитися від централізованого опалення і гарячого водопостачання передбачена Законом про житлово-комунальні послуги, який

введений в дію з 1 травня 2019 р., однак процедура відключення до сих пір не була затверджена. Правилами надання послуг з постачання теплової енергії (постанова Кабміну від 21 серпня 2019 № 830) встановлено, що відключення споживачів від систем централізованого опалення (теплопостачання) здійснюється за рішенням співвласників багатоквартирного будинку. Рішенням зборів співвласників багатоквартирного будинку визначається система подальшого забезпечення такого будинку теплопостачанням з дотриманням вимог законодавства про охорону навколишнього природного середовища. Рішення про відключення буде приймати орган місцевого самоврядування за письмовою заявою власника (співвласників) будівлі або житлового будинку, з урахуванням рішення комісії, яка буде засідати не рідше одного разу на місяць.

Вже накопичено досвід у реалізації подібних проєктів. Наприклад, у м. Дніпро, яке є учасником Ukraine District Heating Energy Efficiency Project – проєкту Українського уряду з підвищення енергоефективності в секторі централізованого теплопостачання України, що фінансується за рахунок коштів позики Міжнародного банку реконструкції та розвитку, спрямованого на підвищення енергонезалежності країни. Відповідальним виконавцем проєкту є Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України. Основними завданнями проєкту є модернізація галузі централізованого теплопостачання. Основні напрями діяльності проєкту: фінансування робіт із впровадження новітніх технологій, спрямованих на зменшення споживання невідновлюваних природних ресурсів, зменшення забруднення навколишнього середовища шляхом модернізації (реконструкція котелень та мереж, встановлення індивідуальних теплових пунктів та автоматизованих систем управління) та підвищення якості послуг з централізованого теплопостачання для кінцевих споживачів (близько 1,5 млн сімей) з одночасним зменшенням їхньої вартості шляхом інвестицій у реконструкцію та заміну основних виробничих фондів [3].

У м. Дніпро проведено будівництво та модернізація котельних, ТЕЦ та центральних теплових пунктів (далі – ЦТП), заміни та ремонту теплових мереж. Такий інвестиційний захід значно скоротить споживання енергії та втрати води на території впровадження проєкту, що також зменшить споживання викопного палива (вугілля). Також після встановлення ІТП відповідні частини системи централізованого опалення будуть перетворені на системи, керовані попиту. Завдяки заміні розподільної мережі стане можливим виведення з експлуатації приблизно 700 м магістрального трубопроводу (діаметром DN400). Цей захід ще більше скоротить споживання викопного палива та втрати води, а також підвищить якість постачання теплової енергії. Після впровадження проєкту постачання теплової енергії зменшиться на 30 %, споживання електроенергії

скоротиться на 85 %, а також буде досягнута значна економія води завдяки виведенню з експлуатації окремої мережі трубопроводів гарячого водопостачання.

Встановлення автоматизованих індивідуальних теплових пунктів (далі – АІТП), надає низку важливих переваг з погляду енергоефективності для споживачів послуг з опалення та централізованого гарячого водопостачання. Було проведено опитування серед адміністративних установ в м. Дніпро, які є споживачами послуг з опалення та гарячого водопостачання. Результат опитування питання основні переваги від використання АІТП (рис. 1.5).

Безумовними лідерами серед респондентів-споживачів послуг з опалення та гарячого водопостачання є дві переваги АІТП:

- «можливість регулювання температури (залежно від погодних умов, днів тижня, часу доби), якій віддали свої голоси 34 із 40 опитаних респондентів;
- «зменшення обсягу спожитих послуг, яке призведе до зменшення рахунків за опалення», якій віддали свої голоси 26 із 40 опитаних респондентів.

При впровадженні АІТП була досягнута стабільність температури мереж гарячого водопостачання (далі – ГВП) і хімічного складу води. Необхідність у економії енергоресурсів та в енергозбереженні, з одного боку, та в забезпеченні кінцевого споживача комфортними умовами, з іншого боку, потребує негайної реконструкції та модернізації існуючих ЦТП.



Рисунок 1.5 – Гістограма основних переваг від використання АІТП, результати опитування респондентів в м. Дніпро

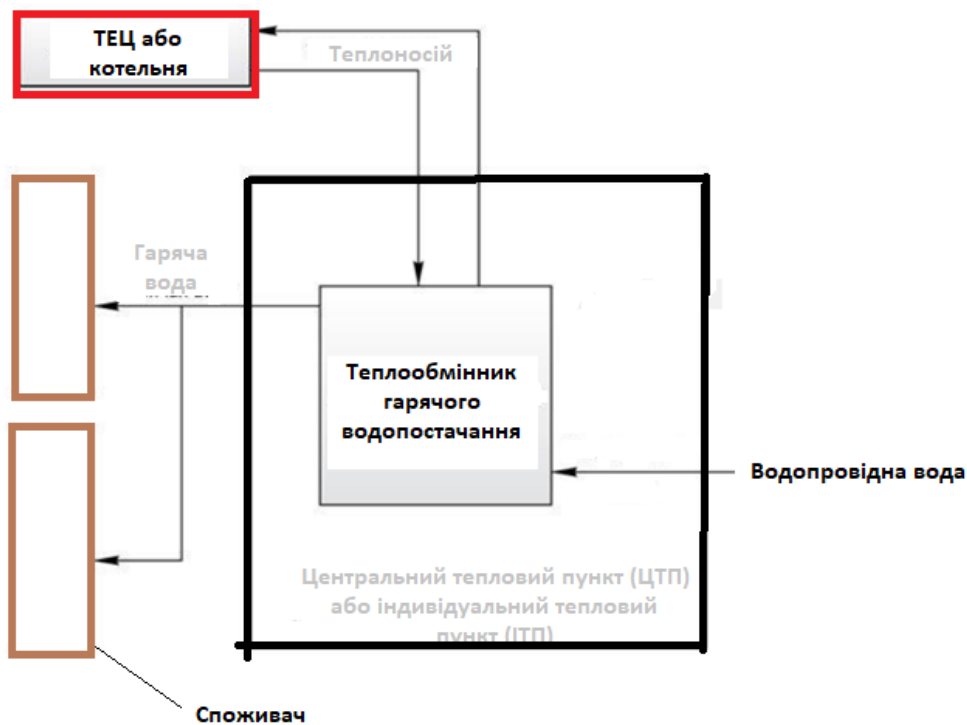


Рисунок 1.6 – Однотрубна система гарячого водопостачання

Більшість з теплових пунктів, які обслуговують будинки та підприємства, були введені в експлуатацію вже достатньо давно. Звичайно, з часом обладнання зношується, технології застарівають, з'являються нові технічні рішення, поступово запроваджується автоматика. А ЦТП потребують реконструкції та модернізації. Найбільш вразливою ланкою в системах тепlopостачання ЦТП та теплових розподільних станцій (далі – ТРС) є корозія розвідних мереж опалення та особливо гарячого водопостачання. Найбільшу схильність до зносу мають мережі ГВП, які використовуються для транспортування «приготовленої» гарячої води в центральних теплових пунктах до споживача при закритій схемі тепlopостачання. Існуюча схема «приготування» гарячої води в більшості регіонів України передбачає подачу теплоносія від ТЕС, центральної котельні, який магістральними та квартальними теплотрасами надходить на ЦТП.

У тепловому пункті за допомогою пластинчастих або трубчастих теплообмінних апаратів, через які проходить теплоносій («гріюча сторона»), відбувається нагрів холодної води до температури не більше 65–70 °С [157] і температура гарячої води на виході з теплообмінника повинна забезпечувати температуру гарячої води у споживача в межах, регламентованих, з урахуванням зниження температури гарячої води в теплових мережах і стояках будинків. Далі гаряча вода по централізованих мережах ГВП транспортується до інженерних мереж об'єктів водоспоживання (рис. 1.6). Системи ГВП порівняно з іншими інженерними спорудами є найменш надійними і довговічними. Якщо встановлений і фактичний терміни експлуатації будівель оцінюються в 50–



100 років, а систем опалення, холодного водопостачання та каналізації в 20–25 років, то для систем гарячого водопостачання при закритій схемі теплопостачання від ЦТП і виконанні комунікацій із сталевих труб без антикорозійного покриття фактичний термін експлуатації не перевищує 10 років, а в окремих випадках 2–3 роки. Це відбувається внаслідок того, що на для теплогенерації (ТЕЦ, котельня) вода як треба готується, щоб знизити її агресивність, а ось вода для гарячого водопостачання використовується звичайна водопровідна (зазвичай дуже жорстка і не деаерована), яку теплоносій гріє в теплообміннику. Тому трубопроводи ГВП виходять з ладу набагато частіше [33, 75, 141]. Трубопроводи гарячого водопостачання без захисних покриттів схильні до внутрішньої корозії і значного забруднення її продуктами. Це призводить до активної корозії трубопроводів гарячої води, і як наслідок, до зниження пропускної здатності комунікацій, зростання гідравлічних втрат і порушень у подачі гарячої води, особливо на верхні поверхи будівель за недостатнього тиску міського водопроводу. У великих системах гарячого водопостачання від центральних теплових пунктів заростання трубопроводів продуктами корозії порушує регулювання розгалужених систем і може спричинити проблеми в подачі гарячої води. Через інтенсивну корозію, особливо зовнішніх мереж гарячого водопостачання від ЦТП, зростають обсяги поточних і капітальних ремонтів. Останні пов'язані з частими перекладаннями внутрішніх (у будинках) і зовнішніх комунікацій, порушенням благоустрою міських територій всередині кварталів, тривалим припиненням подачі гарячої води великій кількості споживачів після виходу з ладу головних ділянок трубопроводів гарячого водопостачання [181].

Корозійні пошкодження трубопроводів гарячого водопостачання від ЦТП в разі їхнього спільного прокладання з мережами опалення призводять до затоплення останніх гарячою водою і їхньої інтенсивної зовнішньої корозії. При цьому виникають великі труднощі у виявленні місць аварій, доводиться виконувати великий обсяг земляних робіт і погіршувати благоустрій житлових районів. За незначних відмінностей у капіталовкладеннях на спорудження систем гарячого, холодного водопостачання та опалення експлуатаційні витрати, пов'язані з частим перекладанням і ремонтом комунікацій гарячого водопостачання, незрівнянно вищі. Навіть за повної модернізації системи гарячого водопостачання через ЦТП (відновлення будівель ЦТП, встановлення системи деаерації води, заміна металевих труб на поліпропіленові) не буде досягнута ефективна як з економічної, так і з функціональної точки зору централізована система постачання гарячої води споживачів.

Безсумнівно, індивідуальні тепlopункти мають деякі переваги порівняно з ЦТП, якими зараз оснащена більшість великих міст України. На ІТП більш

«тонке» регулювання режиму опалення, тиску гарячої та холодної води, скорочення витрат із витоком гарячої води в системі ГВП, скорочення розподільних трубопроводів та більш простий облік енергоресурсів. У зв'язку з цим часто виникають пропозиції щодо ліквідації існуючих ЦТП.

Спочатку широке будівництво ЦТП було обумовлено низкою причин: відсутністю в нових житлових будинках підвальних приміщень, придатних для розміщення обладнання гарячого водопостачання; неприпустимістю установки звичайних (не безшумних) циркуляційних насосів в індивідуальних теплових пунктах; очікуваним скороченням обслуговуючого персоналу в результаті заміни порівняно дрібних підігрівачів, що встановлюються в індивідуальних теплових пунктах, великими; необхідністю підвищення рівня експлуатації ЦТП шляхом їхньої автоматизації і поліпшення обслуговування; можливістю спорудження великих установок з протикорозійної обробки води для систем гарячого водопостачання. Однак, як показав досвід експлуатації ЦТП і систем гарячого водопостачання від них, кількість обслуговуючого персоналу не скоротилася через необхідність виконувати великий обсяг робіт при поточному та капітальному ремонтах систем гарячого водопостачання. Централізована протикорозійна обробка води на ЦТП не отримала широкого поширення через складність установок, високі початкові і експлуатаційні витрати і відсутність стандартного устаткування (вакуумна деаерація).

Існуючі у м. Харкові системи централізованого гарячого водопостачання з використанням центральних теплових пунктів (або ТРС), прийняті ще у 1960–1980-х роках, з розвинутою системою внутрішньоквартальних трубопроводів транспортування гарячої води, на той час були оправдані. Прийнята у м. Харкові схема централізованого тепlopостачання базувалась на широкому використанні ЦТП. Це давало змогу в короткі терміни забезпечувати будівництво комунікацій тепlopостачання до будинків. Зрештою, незначні початкові капіталовкладення та швидкі темпи будівництва спричинили суттєве зростання протяжності теплових мереж, та відповідних експлуатаційних витрат. У розвинутих державах вже давно розвивається інший напрям централізованого теплозабезпечення з влаштуванням індивідуальних теплових пунктів. Що дозволяє скоротити протяжність та кількість транспортної системи й, як наслідок, непродуктивні втрати при транспортуванні тепла. Наприклад, у містах країн Литви, Латвії, Естонії ЦТП були повністю демонтовані та замінені індивідуальними тепловими пунктами приготування гарячої води з використанням сучасного вискоефективного обладнання [188].

Системи тепловодопостачання з АТП мають певні переваги порівняно з тепловодопостачанням через ЦТП – це більш тонке регулювання теплового режиму на опалення, диференційований тиск холодної та гарячої води, скорочення теплових втрат і витоків води в системах гарячого водопостачання.

Під АІТП не треба відводити дорогу міську територію, у системах з ІТП відсутні внутрішньодворові мережі гарячого водопостачання, в них може бути спрощений облік енергоресурсів. Сучасні теплові пункти в блочному виконанні є достатньо компактними, укомплектовані сучасним обладнанням, повністю автоматизовані, забезпечені всіма приладами обліку витрат тепла, води, тиску і температури, підготовлені для передачі технологічних і комерційних параметрів у будь-яку диспетчерську систему, що допускає дистанційне керування роботою основного обладнання. Основні переваги АІТП – це компактність, широкий діапазон теплових навантажень, енергоефективність, поліпшення якості та зменшення витрат теплової енергії для «приготування» гарячої води, зниження тиску у внутрішніх мережах і зменшення експлуатаційних витрат. Управління роботою обладнання АІТП і регулювання режимів відпуску води споживачеві здійснюються автоматично, без постійної присутності обслуговуючого персоналу. Із застосуванням АІТП відпадає необхідність капітального будівництва будівель ЦТП і ремонту централізованих мереж ГВП. Ефект від переходу приготування гарячої води з ЦТП на АІТП отримають зрештою кінцеві споживачі гарячої води: як економічний, так і технологічний.

Вибираючи варіант модернізації / реконструкції системи централізованого гарячого водопостачання, необхідно враховувати, що за повної відмови від ЦТП і установки в будинках АІТП навантаження на мережі водопроводу подвоїться. У деяких будинках виникнуть проблеми з подачею холодної води, оскільки існуючі водопровідні мережі не розраховані на пропуск такої кількості води. Потрібно буде перекласти мережі водопроводу.

У м. Харкові гаряча вода подається переважно від ТРС. Відмінність їх від ЦТП в тому, що до ТРС підключені цілі мікрорайони, а не кілька будинків. На таких станціях встановлено насоси змішування, які включаються, щоб уникнути точки зламу опалювального графіка і, відповідно, перегріву будівель. Це дуже важливо для вибору варіанта модернізації системи централізованого гарячого водопостачання. Недоліком такої схеми є те, що організувати економічно ефективну систему рециркуляції води ГВП за існуючою схемою важко. В окремому будинку це зробити складно, а в десятках будинків неможливо. Відмова від централізованого ГВП дозволить уникнути найнеекономічнішого режиму теплових мереж і джерел тепла (котелень, ТЕЦ) у літній період. Теплові мережі перейдуть на суто опалювальний графік з постійною витратою мережевої води, що дозволить виключити перегрів будівель в теплу пору опалювального сезону, який є практично невирішеною проблемою, через що втрачається до 20 % тепла (2–4 % від річного). Виключить витрати на обслуговування і усунення аварій в циркуляційних і розподільних мережах ГВП. Збільшиться час на профілактику мереж опалення, що дозволить більш якісно підготувати мережі

до опалювального сезону. На період проведення профілактичних робіт в опалювальних мережах не відключатиметься гаряча вода, що створює для споживачів великі незручності. Покращиться якість води, що подається. Споживач буде платити за реальне споживання енергії, витраченої на підігрів води, а не за розрахункове. Є перспектива застосування альтернативної енергетики – дахових сонячних колекторів. Також буде вирішено питання боротьби з бактерією *Legionella* в системах гарячого водопостачання.

Модульні установки нагріву води електроенергією можуть бути як напірні, так і безнапірні. Ємнісний напірний електробойлер в модульній установці нічим не відрізняється від квартирної ємнісної електробойлера, крім обсягу і електричної потужності. Для збільшення теплової продуктивності і запасів накопиченої гарячої води в багатоквартирному будинку кілька таких електробойлерів підключаються послідовно. Їхня кількість залежить від теплового навантаження будинку, теплопродуктивності, обсягів баків-акумуляторів та режимів нагріву води за часом. Залежно від теплового навантаження і можливості розміщення в будинку, таких установок може бути кілька. При водорозборі холодна вода під напором витісняє не змішуючись гарячу воду в систему ГВП будинку. Це проста схема, яка не потребує насосів. Потрібна мінімальна кількість приладів і запірної апаратури легко збирається і монтується за місцем. Нагрівання води в таких установках відбувається переважно в нічний час дешевою електроенергією із знижувальним коефіцієнтом  $k = 0,25$ , тому ціна гарячої води, нагрітої електроенергією, для споживача буде набагато нижче порівняно з нагріванням води мережевою водою. Безнапірні модульні установки нагріву води електроенергією відрізняються тим, що в таких установках застосовуються електробойлери відкритого типу. Система нагріву води в безнапірних модульних установках складніша конструктивно і в управлінні, вимагає наявності безшумних насосів подачі гарячої води в систему відкритого водорозбору будинку і швидкісного електробойлера, а також більш вимоглива до витримання санітарних норм.

Основна відмінність роботи системи ГВП з безнапірними модульними установками від роботи з напірними полягає в тому, що заповнення баків-акумуляторів електробойлерів відбувається переважно в нічний період. Заповнюючи баки-акумулятори відкритого типу в нічний час, вдасться перерозподілити частину холодного водопостачання з денного на нічний період. При переході від централізованого ГВП на внутрішньобудинкові напірні модульні установки в деяких будинках через недостатню пропускну здатність мереж водопроводу можуть виникнути перебої з холодною водою. Для виключення таких режимів необхідно у будинках на водопроводі встановлювати тиск, який забезпечується насосними регуляторами, або переходити на

безнапірні модульні установки нагріву води електроенергією. Наявність у будинку модульних установок нагріву води електроенергією дозволить достатньо просто організувати термічну дезінфекцію трубопроводів для боротьби з *Legionella*, а також використати систему сонячних дахових колекторів. Звільняючись від нагрітої води, в ємнісних бойлерах модульної установки з'являється можливість в денний час акумулювати тепло додаткового джерела тепла, отриманого в дахових сонячних колекторах багатоквартирного будинку. У такому варіанті ємнісний електробойлер виконує дві функції – акумуляція тепла, отриманого від електроенергії і від сонця.

Геліосистема для нагріву води багатоквартирних будинків будується також за модульним принципом, що дозволить поетапно збільшувати кількість сонячних колекторів у системі, тобто поетапно підвищувати теплотужність геліосистеми і міру заміщення нагріву води сонячною енергією, що важливо для підвищення енергоефективності системи. Таким чином, перспективним за умови техніко-економічного обґрунтування, для системи централізованого гарячого водопостачання КП «Харківські теплові мережі» є модернізація / реконструкція шляхом повної або часткової відмови від ЦТП та ТРС. За модернізації / реконструкції системи централізованого гарячого водопостачання шляхом часткової відмови від ЦТП та ТРС залишається подавальний трубопровід (ТЗ), а в кожному домі організовується рециркуляція гарячої води з ємнісним електробойлером шляхом впровадження АІТП. Також такий варіант модернізації надасть можливість організувати термічну дезінфекцію трубопроводів для боротьби з *Legionella*, не маючи проблему з подачею водопровідної води до водопідігрівників та нестачі потужності електричної мережі для роботи насосів.

Таким чином, технологічні витрати та втрати на експлуатацію системи тепlopостачання, витрати на паливо, енергію та інші впливають на економічну складову рентабельності послуги для підприємства, а також суттєво впливають на якість послуги тепlopостачання. Важливо для тепlopостачальника мати обґрунтовані витрати та втрати в системі централізованого тепlopостачання і мати можливість їхнього подальшого відшкодування для підприємства.

#### **1.4 Аналіз перспектив застосування технологій підвищення енергоефективності в сфері централізованого тепlopостачання будинків в Україні**

За результатами проведеного аналізу [168] визначено деякі актуальні проблемні питання щодо транспортування і постачання тепло- та електроенергії, актуалізація яких пов'язана з незадовільним станом відповідної інфраструктури. Дослідники у [168] зазначають, що інфраструктура країни, зокрема енергетична,

має найбільший відсоток зносу і характеризується високими втратами енергії за всіма ланками від виробництва до споживання, що зазначається у [189].

За даними енергетичного балансу у 2020 році у побутовому секторі у структурі використання різних видів енергії в Україні, найбільшу частку становили природний газ (47,8 %), електроенергія (23,1 %), теплоенергія (13,9 %). За даними [168] технічний стан інфраструктури сфери теплопостачання можна охарактеризувати як майже критичний, це і високий ступінь зношеності обладнання, застарілість технологій і наслідки військових дій. Потрібно відзначити, що до початку активної фази військової агресії серед ліцензіатів НКРЕКП 78,5 % теплових мереж були з терміном експлуатації понад 25 років, 41 % котлів з терміном експлуатації понад 30 років [168], а витрати, технологічні, електроенергії у розподільних мережах у 2018–2020 роках були в межах 9,84–10,13 %, зі зношеністю електричних мереж, за оцінками експертів у понад 50 % від загального обсягу [168]. У ході повоєнного відновлення та реконструкції реалізація заходів щодо зменшення споживання електричної та теплової енергії становитиме найважливіше та першочергове завдання. На часі стає питання переходу до новітніх енергоефективних систем централізованого теплопостачання в Україні, надійність та стійкість такого переходу визначається не простою заміною старого обладнання на сучасне, але з такою ж потужністю, це обов'язково модернізація, заснована на розумних технологіях та методах із поступовим переходом до низькотемпературних системах теплопостачання.

Найперспективнішою розумною модернізацією теплової мережі, яка заснована на передових технологіях та методах, є встановлення індивідуальних теплових пунктів, у яких завдяки новітнім теплонасосним технологіям використовується низькопотенційна енергія відновлювальних джерел енергії та скидне тепло підприємств, з використанням акумулювання тепла та електричної енергії і застосування бівалентних систем теплопостачання та систем контролю і інтеграцією з електричною мережею та міською системою теплопостачання. Таким чином, перехід до четвертого та п'ятого поколінь дозволить поступово реконструювати існуючі теплові мережі та встановлювати вже модернізоване теплове обладнання замість зруйнованої або застарілої інфраструктури.

### **1.5 Особливості впровадження низько-температурних систем теплопостачання та обладнання індивідуальних теплових пунктів при підключенні**

Низькотемпературне централізоване опалення може постачатися як у нових, так і в існуючих будівлях. Таким чином, системи НТТП можуть бути встановлені в нових і існуючих районах централізованого теплопостачання – в останньому випадку зазвичай протягом більш тривалого періоду часу. Крім того,

шляхом розділення / поділу на підмережі, НТТП можна вводити область за областю. На рисунку 1.7 показано чотири різні застосування НТТП: (а) підключення нової території забудови до існуючої системи централізованого тепlopостачання, (б) створення маломасштабної системи централізованого тепlopостачання в новій зоні забудови, (в) підключення існуючої території, напр. шляхом заміни газових котлів на централізоване опалення або (г) оновлення існуючої системи централізованого тепlopостачання, наприклад як частини загальної стратегії зниження температури подачі.

У нових районах з новозбудованими будинками з низьким енергоспоживанням завжди варто розглядати низькотемпературні системи централізованого опалення. Низька потреба в енергії для опалення приміщень у новозбудованих будинках у поєднанні з низькотемпературними системами опалення будівель (підігрів підлоги або низькотемпературні радіатори) робить низькотемпературне централізоване опалення особливо прийнятним. У той же час висока енергоефективність споживачів чинить тиск на ефективність постачання. Таким чином, низькотемпературне централізоване тепlopостачання є як кращим, так і можливим у нових будівлях з низьким енергоспоживанням. В існуючих районах централізованого тепlopостачання з існуючими будівлями, споживання енергії яких перевищує поточні вимоги до енергоефективності, споживчі підключення та підстанції мають бути підготовлені до майбутнього низькотемпературного централізованого тепlopостачання.

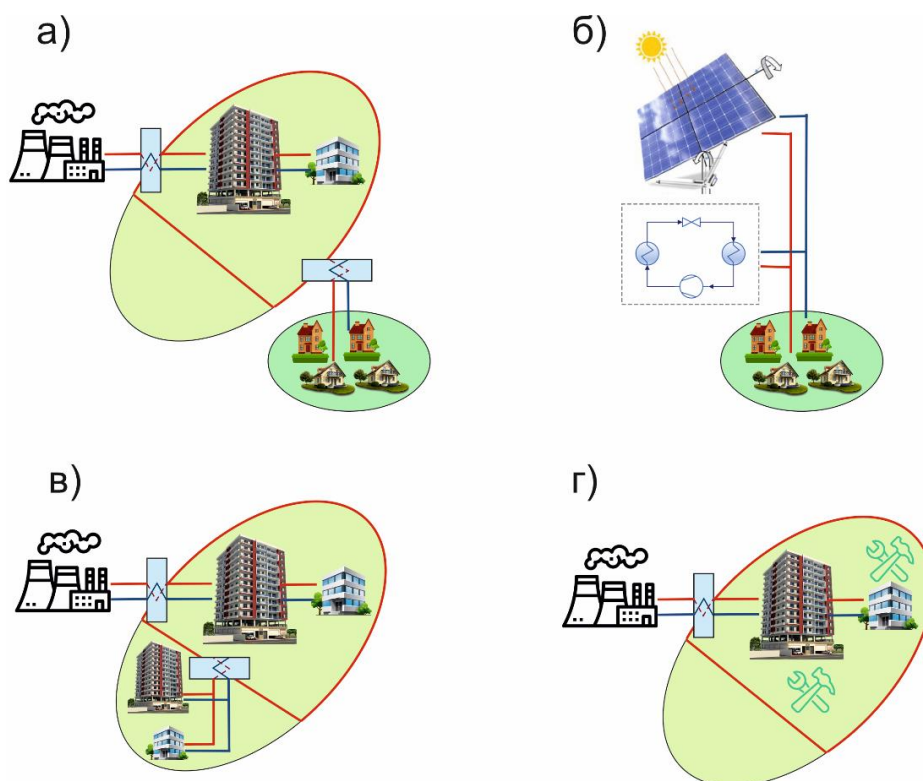


Рисунок 1.7 – Можливості застосування НТТП

Добре функціонуюча та ефективна низькотемпературна система централізованого опалення вимагає належно спроектованих та експлуатованих мереж централізованого теплопостачання, споживчих підключень та внутрішніх установок для опалення приміщень та приготування гарячої води для побутових потреб. За поетапного переходу до НТТП, краще впроваджувати ІТП для опалення та ГВП згідно з рекомендаціями щодо переходу до НТТП [14]. Такі ІТП можуть застосовуватися як в односімейних будинках, так і в багатоповерхових (багатоквартирних) будинках. У випадку багатоквартирних будинків використовується децентралізоване рішення з квартирними станціями.

*Односімейні будинки.* Для односімейних будинків рекомендовано два типи теплообмінних станцій споживачів, які відрізняються системами приготування гарячої води для побутових потреб – при застосуванні теплообмінного апарату (далі – ТА) в ІТП і застосуванні низькотемпературного теплоаккумулятора (далі – ТАМ).

*ІТП з ТА.* ІТП – це підстанція з миттєвим приготуванням гарячої води для побутових потреб в теплообміннику (рис. 1.8). Теплообмінник має розміри для діапазону температур подачі в мережу, який розглядається, напр. 50–55 °С.

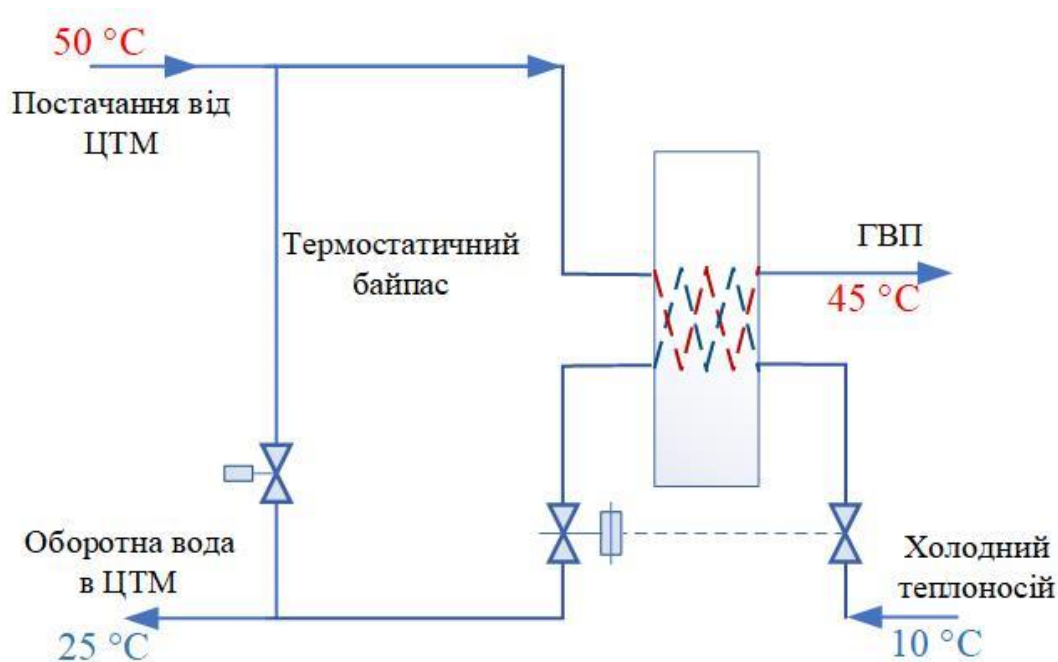


Рисунок 1.8 – Схема підключення ІТП з ТА

Завдяки низьким температурам використовується високоефективний теплообмінник з низькою різницею робочих температур. Температуру ГВП контролює регулятор потоку з датчиком температури. Контролер потоку закривається, якщо немає крана гарячої води. Термостатичний перепускний клапан пропускає невелику кількість води ЦТМ через теплообмінник.

Критичними компонентами в ІТП з ТА для підключення до НТТП є:



1. Теплообмінник: має бути застосований вискоефективний ТА, завдяки низьким перепадам робочих температур, з логарифмічною різницею температур,  $\Delta T_{log}$ , у діапазоні від 6 °С до 8 °С (у звичайних системах ГВП  $\Delta T_{log}$  знаходиться в діапазоні від 12 °С до 14 °С). Це означає, що зазвичай використовувана площа пластини ТА значно збільшується зазвичай у 3–5 разів, або використовується оптимізація під час проектування апаратів спеціального типу. ТА пластинчастого типу можуть бути обрані для застосування.

2. Контролер ГВП-ТА: інтегрований регулювальний клапан із термостатичним керуванням з компенсацією потоку для керування теплообмінником. Контролер має бути дуже точним через низький  $\Delta T_{log}$ . Якщо припустити, що первинний потік занадто високий, температура зворотного потоку первинної лінії підвищиться до неприйнятно високого рівня, напр. на один градус вища температура гарячої води, з рівня 45 °С призводить до підвищення температури зворотної лінії на 1–2 °С у первинній стороні. Якщо припустити, що первинна витрата занадто низька, наслідком буде нижча температура гарячої води.

Основними факторами для отримання високого рівня ефективності управління контролера є:

- контролер повинен бути адаптований до вимог стабільності для всього робочого діапазону;
- вбудована компенсація потоку усуває відхилення від термостатичного регулювального клапана;
- співвідношення між силами тертя та силами приведення в дію має бути низьким;
- контролер диференціального тиску має бути вбудований. Це усуває зниження продуктивності керування через коливання потоку, які залежать від напору насоса, що подається на клапан на первинній стороні;
- термостат також забезпечує швидкий «нагрів» системи ГВП після періодів простою, коли трубопроводи та ТА були частково охолоджені, завдяки повному відкриттю клапана до досягнення бажаної температури ГВП. Цього неможливо досягти з контролером, який працює винятково за принципом пропорційності потоку, для якого критично важливі затримки для нижніх ступенів випуску.

3. Загальна втрата тиску на ІТП: низька температура подачі вимагає більшого потоку, ніж зазвичай, що вплине на загальну втрату тиску на ІТП (рис. 1.9). Варто приділяти особливу увагу розробці трубопроводу підстанції та вибору компонентів для зменшення загальної втрати тиску. Рекомендується підтримувати загальну втрату тиску в установці нижче 0,3 бар. У цьому відношенні характеристики ТА є вирішальними.

### Продуктивність ГВС: 32,3 кВт, 10 °С / 45 °С

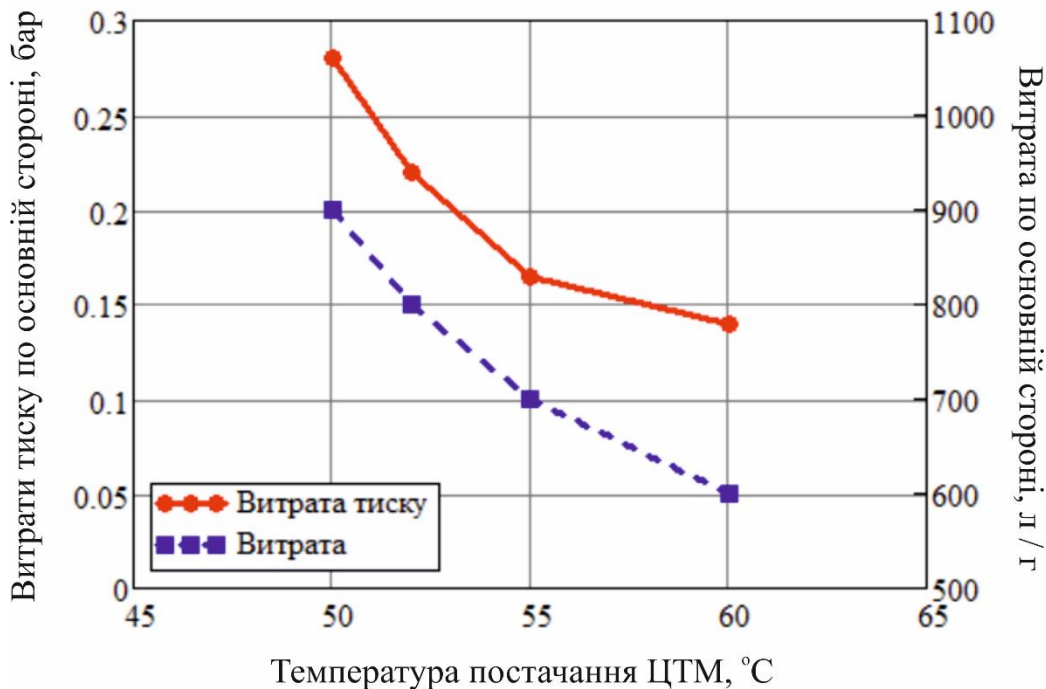


Рисунок 1.9 – Загальна втрата тиску на ІТП з НТПП під час проектування системи ГВС

4. Система ГВП – через низькі робочі температури варто уникати циркуляції ГВП, а системи у будівлях варто проектувати з окремими з'єднаннями труб ГВП між кожним краном і джерелом ГВП. Діаметр труби ГВП також варто зменшити, наскільки це можливо, дотримуючись вимог щодо шуму та перепаду тиску.

*Акумулявальна установка централізованого опалення.* Установка включає накопичувальний бак, ТА, насос і регулятор потоку з датчиком температури (рис. 1.10). Припускається, що температура, що подається з мережі ЦТМ, завжди має однакову температуру (50–55 °С). Тепло зберігається в баку з рідиною ЦТМ як середовищем. Гаряча вода (45 °С) виробляється ТА, а вода ГВП подається з накопичувального бака. Реле потоку визначає потік води та запускає насос. Потік ЦТМ від накопичувальної ємності до теплообмінника регулюється регулювальним клапаном з термостатом із компенсацією потоку.

Резервуар для зберігання має бути розрахований на очікуваний загальний добовий розлив на основі національних стандартів. Потім первинний потік води можна відрегулювати так, щоб він був постійним відповідно до фактичного щоденного відбору. Резервуар потрібно заповнювати зверху, а зворотний патрубок ГВП ТА варто підключити до нижньої частини бака, щоб забезпечити стратифікацію. Розмір накопичувального резервуару ЦТМ розраховується на основі добового профілю водопостачання ГВП, необхідної температури ГВП та витрати ГВП. Використання більшого первинного потоку зменшує необхідний

розмір резервуара. Однак, загалом, розмір резервуару та швидкість потоку ЦТ є результатом оптимізації.

У концепції ІТП з ТАМ зарядка резервуара для зберігання контролюється різницею температур між заданою температурою (наприклад, 50 °С) і температурою води на 1/3 від дна резервуара. Якщо температура води на датчику буде нижчою за встановлену температуру, активується зарядка бака. Зарядка знову припиняється, коли температура на датчику досягає заданої температури.

Критичними компонентами ІТП з ТАМ для підключення до НТТП є:

– бак-акумулятор. Важливо, щоб патрубок входу / виходу гарячої води знаходився у верхній частині накопичувального бака, а патрубок входу / виходу холодної води – внизу, щоб зберегти гарне розшарування води в баку. Крім того, входи мають бути сконструйовані так, щоб запобігти змішуванню води. Бак-акумулятор повинен бути добре ізольованим – система з невеликими перепадами температур чутлива навіть до невеликих втрат тепла;

– теплообмінник: зазвичай той самий теплообмінник, який використовується в описаному вище блоці ІТП з ТА, використовується в блоці ІТП з ТАМ;

– контролер ГВП-ТА: зазвичай той самий контролер ГВП-ТА, який використовується в описаному вище ІТП з ТА, використовується в ІТП з ТАМ. Система ГВП – як і у випадку з установкою ІТП з ТА, рекомендується проектувати ГВП будівлі без циркуляції ГВП та з індивідуальними з'єднаннями труб ГВП між кожним краном і джерелом ГВП. Діаметр труби ГВП також варто зменшити, наскільки це можливо, дотримуючись вимог щодо шуму та перепаду тиску.

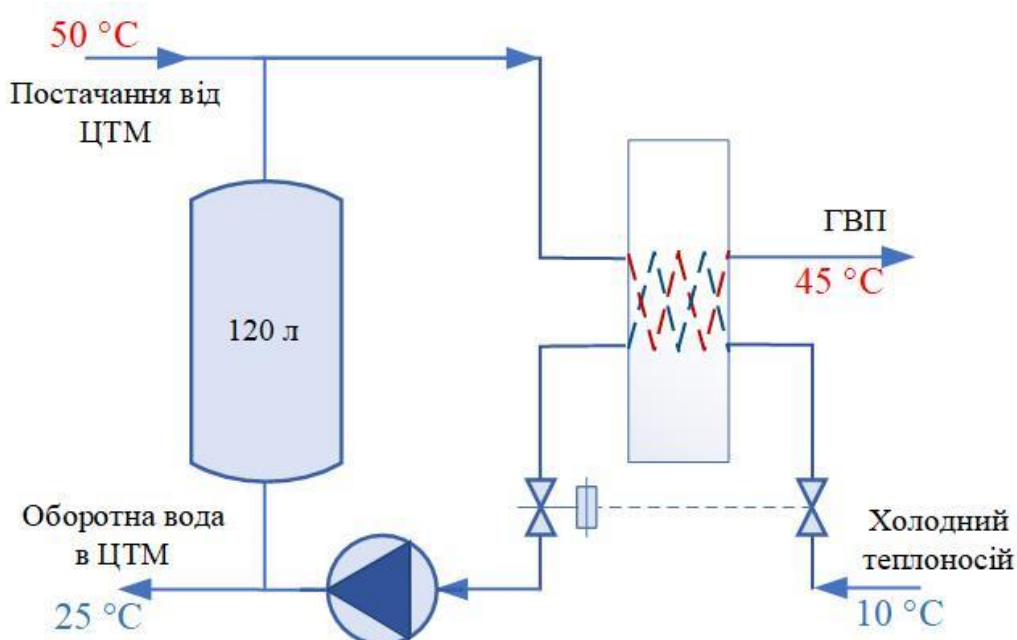


Рисунок 1.10 – Схема підключення ІТП з ТАМ

У разі паралельного підключення ІТП з ТАМ до прямої системи теплої підлоги є можливість забезпечити теплу підлогу зворотною водою з накопичувального бака. Коли температура зворотного потоку від системи підігріву підлоги нижча, ніж повернення від резервуара ЦТМ, цей потік спрямовується до системи підігріву підлоги для досягнення додаткового охолодження. Змішувальний контур традиційно регулюється двоходовим регулювальним клапаном.

*Особливості в підготовці ГВП для підключення до НТТП.* Для обох систем критичною точкою є час подачі ГВП з необхідною температурою (40–45 °С) до крана після початку водорозбору (час очікування або затримка крана). Відповідно до стандарту, рекомендоване значення становить 10 с. Час очікування залежить від теоретичного «часу транспортування гарячої води» (довжина трубопроводу між випускним отвором установки ГВП і водопровідною арматурою, поділена на середню швидкість ГВП) і теплової потужності компонентів (труб і підстанції).

Затримки виникають у трьох зонах: труба підключення до будинку (також називається обслуговуюча труба, труба, що з'єднує вуличну трубу з внутрішньою підстанцією), ІТП та система постачання ГВП у будівлі. Час затримки в під'єднувальній трубі до будинку та на підстанції пов'язаний з характеристиками температури та потоку в ЦТМ, а також із стратегією керування підстанцією, і це питання лише під час літньої роботи, коли немає потреби в опаленні приміщення. Час затримки в системі постачання гарячої води в будівлях без циркуляції ГВП визначається довжиною і тепловою потужністю труб, об'ємом води в окремих трубах, номінальною витратою і в деякій мірі також ізоляцією труб.

Основна різниця у часовій затримці між двома запропонованими блоками походить від труби підключення будинку. Залежно від стратегії контролю будинкову під'єднувальну трубу можна або підтримувати теплою за допомогою байпасів, або їй можна дати охолонути між закриттями. У випадку установки ІТП з ТАМ існує природний байпас завдяки роботі накопичувального бака, але у випадку установки ІТП з ТА є можливість додати байпас, щоб підтримувати тепло лінії подачі протягом неопалювального сезону. Обхід може бути реалізований різними методами залежно від вимог до комфорту. Затримки, які виникають всередині підстанції, є спільними як для ІТП з ТА, так і для ІТП з ТАМ.

Через суттєву різницю між блоками ІТП з ТАМ та ТА зовнішній байпас може бути реалізований, щоб зменшити часові затримки температури ГВП на блоці ІТП з ТА під час періодів, коли приміщення не опалюється. Затримку крана і, отже, споживання води на стороні споживача (кількість, яку необхідно

оцінити), можна зменшити, якщо використовувати рішення із зовнішнім байпасом. Однак може виникнути додаткове споживання енергії та недостатнє охолодження води централізованого опалення. Ця концепція включає байпас системи ЦТМ поза теплообмінником ГВП (рис. 1.11). Задана температура зовнішнього байпасу є компромісом між недостатнім охолодженням води ГВП та додатковим теплом, споживаним споживачем, і скороченим часом очікування ГВП. В опалювальний період функцію зовнішнього байпасу бере на себе контур опалення приміщення. Рішення без байпасу не пропонується через тривалий час очікування гарячої води. Крім того, час очікування ГВП можна скоротити шляхом ізоляції теплообмінника ГВП та встановлення вищих втрат тиску в теплообміннику.

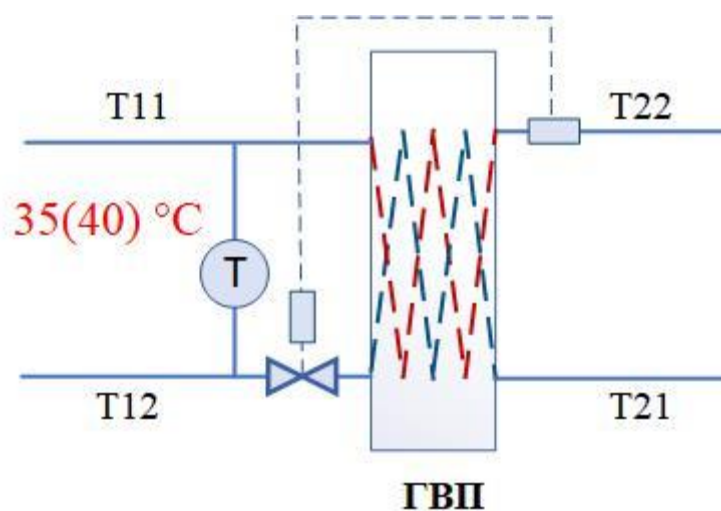


Рисунок 1.11 – Схема підключення ІТП з ТА з байпасом

Вказавши більші втрати тиску в теплообміннику, кількість пластин у ньому можна зменшити, що призводить до зменшення об'єму води та затримки транспортування. Вплив на затримку становитиме лише кілька секунд.

*Багатоповерхові будинки.* Одним із варіантів для НТТП в багатоповерхових будинках є споживчі підстанції на кожен квартиру (квартирні пункти) (рис. 1.12), що застосовується в Данії та Швеції [14]. У цьому випадку кожна квартира має власну повністю розділену систему ГВП (з проточним теплообмінником ГВП та об'ємом води менше 3-х літрів). При підготовці гарячої води в квартирній станції поблизу точки водорозбору немає потреби в теплокомуненерго забезпечувати високі температури, як було б потрібно для централізованої підготовки з циркуляцією гарячої води.

Таким чином уникають великих систем циркуляції гарячої води та вимог до високих температур ГВП. Ще однією перевагою концепції квартирних станцій є індивідуальний облік споживання тепла кожною квартирою та повний контроль над опаленням приміщень та приготуванням ГВП.

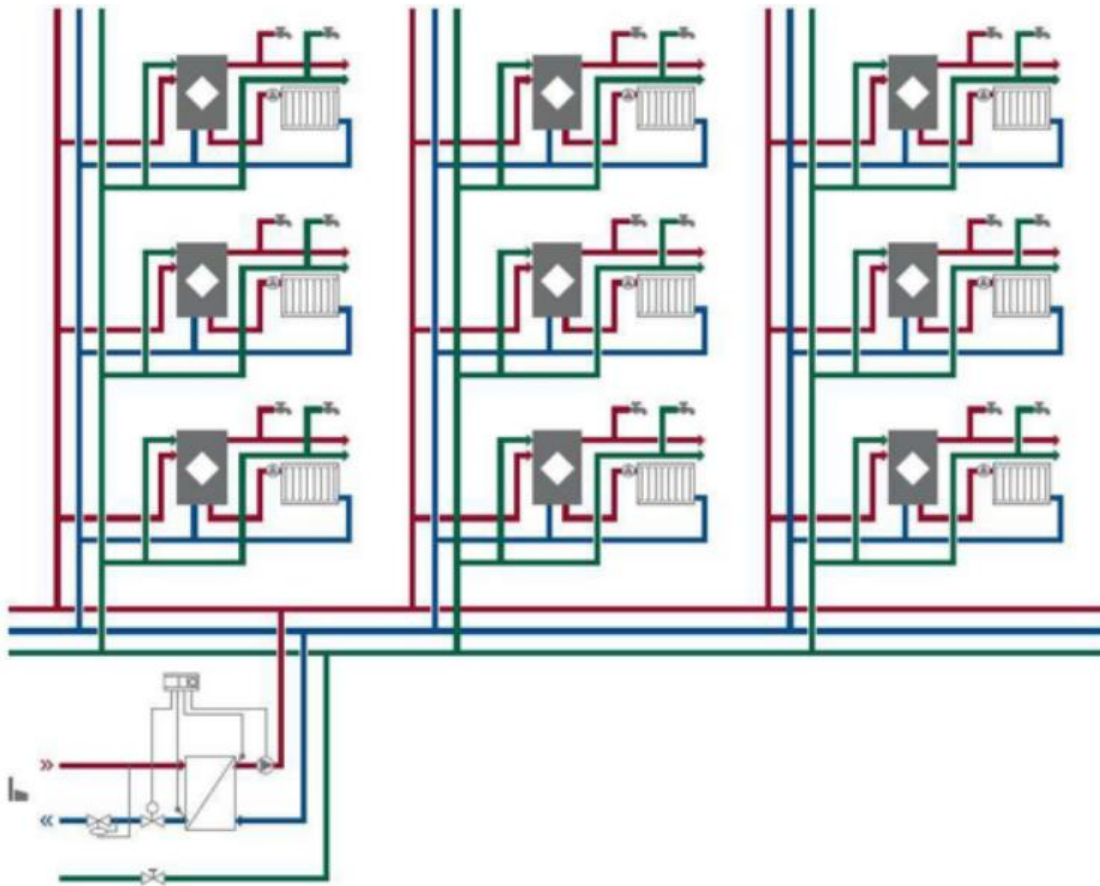


Рисунок 1.12 – Схема підключення багатоповерхових будинків

*Підключення ЦТМ до систем опалення приміщень споживачів.* Тип підключення споживачів опалення приміщень потрібно вибирати відповідно до проєктного тиску в мережі. Якщо тиск у мережі нижче 10 бар, можна використовувати пряме підключення споживача. Якщо мережа розрахована на більш високий тиск мережі, варто використовувати непряме підключення споживача. Непряме підключення споживача може використовуватися в мережах, що працюють з тиском до 25 бар. Непряме підключення має теплообмінник для системи опалення приміщення. Система опалення приміщень (тепла підлога або радіатори) з'єднана паралельно з системою ГВП (рис. 1.13).

Теплообмінник гідравлічно та тиском відокремлює розподільну мережу від системи будівлі, що забезпечує вищий тиск у мережі. Впровадження непрямих систем має багато переваг, наприклад, чітке відокремлення мережі централізованого тепlopостачання від будівельної системи, мережа центрального тепlopостачання може працювати на рівнях тиску незалежно від будівельних систем, це може бути особливо важливим у горбистих місцях.

Непрямі системи також дозволяють підвищити тиск у мережі, що може бути перевагою у великих мережах централізованого опалення або там, де більші витрати можуть бути корисними, наприклад, щоб мінімізувати падіння температури в трубах.

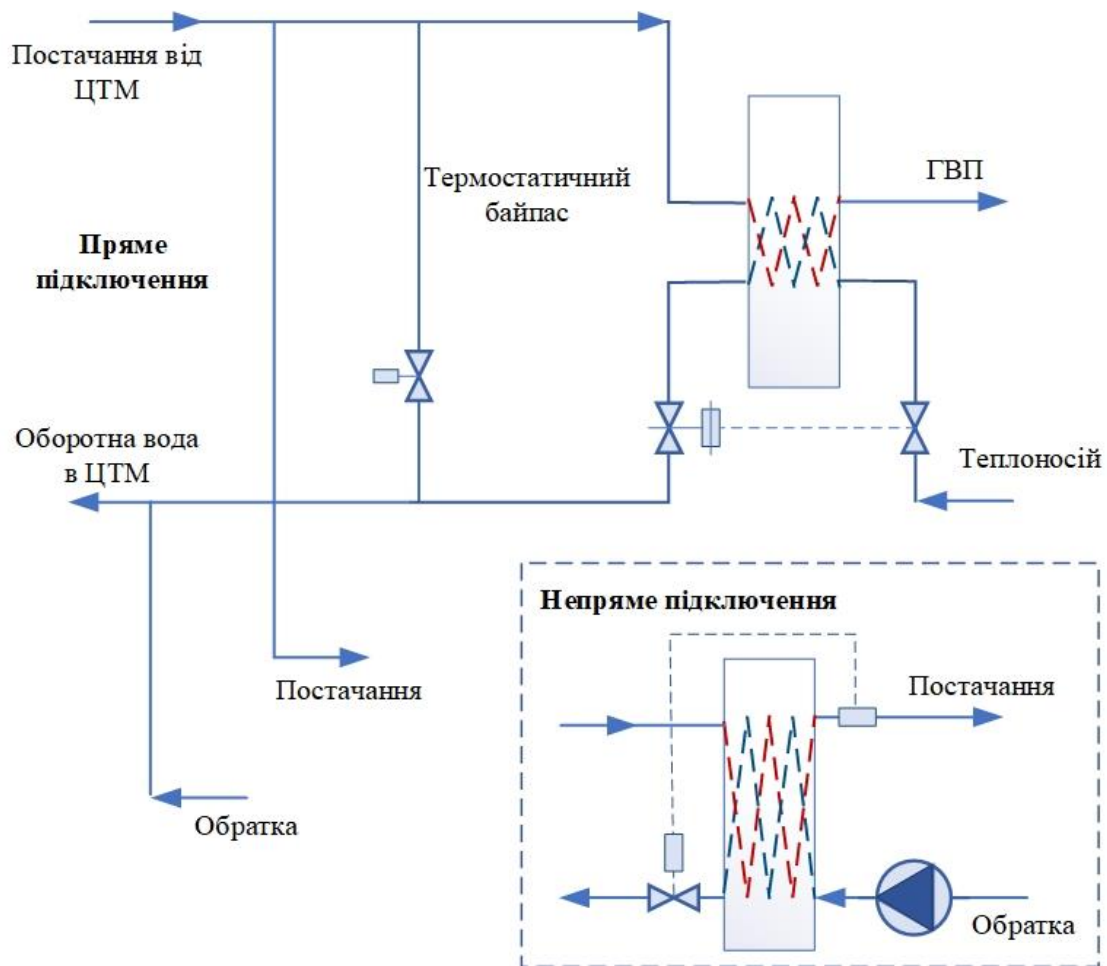


Рисунок 1.13 – Схема підключення ТА контуру опалення

З іншого боку, для тієї самої системи опалення приміщень непряма система потребуватиме вищої температури подачі ЦТ порівняно з прямою системою через ефективність температури теплообмінника. Крім того, для непрямих систем рекомендується зосередитися на ефективному теплообміннику, щоб мінімізувати різницю між температурою подачі ЦТМ і контуром опалення, а також на регульовальних клапанах, що дозволяють точно контролювати температуру подачі в контур опалення.

*Методологія проєктування низькотемпературної ЦТМ.* Процес проєктування мережі НТТП є таким:

- потреба в теплі визначається на вузлах споживачів з урахуванням факторів одночасності;

- труби мережі вибираються за допомогою гідравлічної оптимізації. Вхідними даними для оптимізації є максимальний тиск у системі, дані про труби та насоси. Різні споживчі одиниці НТТП (ІТП з ТА або ТАМ) мають різні пікові вимоги і, отже, вимоги до розрахункового навантаження, що дозволяє різні розміри для труб у мережі та будинкових труб. Наприклад, станція НТТП може мати розрахункове навантаження 4 кВт, а ІТП з ТА розрахункове навантаження,

наприклад 32 кВт. Таким чином, ІТП з ТАМ загалом вимагає меншого розміру трубопроводу, ніж ІТП з ТА, однак варто зазначити, що розміри трубопроводу сильно залежать від факторів одночасності. Через нижчу температуру ЦТМ збільшується потік у розподільній мережі ЦТМ. Це може призвести до необхідності використання труб більшого діаметра. Проте на прикладах застосування в Данії [14] було оцінено, що доцільно проектувати мережу відповідно до максимального гідравлічного навантаження, яке може витримати розподільний трубопровід. Трубопровідні системи за нормативами повинні витримувати тиск в 1,2–1,5 рази вище від номінального. Крім того, тривалість ситуацій пікового навантаження, коли можуть виникнути максимальні тиски, є незначною – зазвичай між 50–300 год/рік. Тому при виборі мережевих труб рекомендується використовувати максимальний тиск, який можуть витримати труби ЦТМ, щоб зменшити діаметр труб і, як наслідок, зменшити потенційні втрати тепла в мережі. Це особливо рекомендовано для розподільчих мереж ЦТМ, які не планують подальше розширення. Втрати тепла в мережі ЦТМ у цьому випадку зменшуються завдяки додатковій, але менш значній потребі в енергії насосів.

Рекомендації до інших параметрів для проектування ефективної мережі НТТП:

- зовнішні термостатичні перепускні клапани, встановлені на 40 °С, на підстанції клієнта в кінці кожної лінії вулиці та встановлені на 35 °С, на всіх інших підстанціях клієнтів, коли використовується ІТП з ТА;

- максимальна швидкість води: 2,0 м/с;

- мінімальна різниця тиску подачі / звороту на підстанції кінцевого користувача: 0,3 бар. Щоб врахувати втрати тиску в додаткових компонентах будівельної інсталяції, таких як головні клапани, коліна та трубопроводи, що з'єднують ІТП споживача з розподільною мережею, розрахункова різниця тиску має бути трохи вищою, наприклад 0,4 або 0,5 бар;

- робоча температура 55 °С для подачі та 25 °С для зворотної лінії, тобто розрахункова температура подачі від змішувального шунта: 55 °С, розрахункова температура зворотної лінії: 25 °С. Для НТТП в будівлях з низьким енергоспоживанням такий діапазон температур вважається достатнім цілий рік. Для існуючих будівель в існуючих зонах ЦТМ подача НТТП за 55 °С може бути недостатньою в періоди пікового навантаження, але в цій ситуації може бути збільшена.

Рекомендується впровадити таке рішення в існуючих районах ЦТМ, що живлять існуючі будівлі, щоб підготувати території до цілорічної роботи НТТП, коли покращиться енергоефективність існуючих будівель.



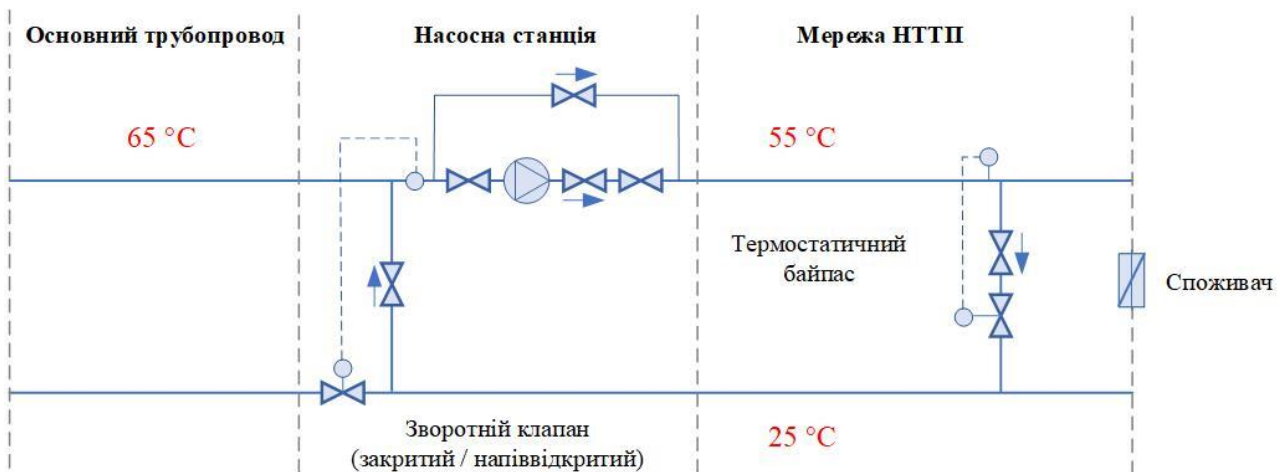


Рисунок 1.14 – Змішувальний шунт приєднання НТТП до ЦТМ

*Метод інтегрування НТТП у велику мережу ЦТМ.* Низькотемпературну систему централізованого теплопостачання можна інтегрувати у велику мережу ЦТМ шляхом застосування великого теплообмінника або прямого підключення залежно від місцевих умов. Використання зворотного потоку ЦТМ для постачання НТТП у разі прямого підключення підмережі НТТП можна застосувати змішувальний шунт або 3-трубний шунт. В останньому випадку зворотна вода ЦТМ з вищою температурою використовується для постачання НТТП.

*Змішувальний шунт.* Низькотемпературна схема ЦТМ може бути інтегрована в існуючу мережу за вищої робочої температури. Потік води за низької температури подачі надходить із змішувального шунта, де вода, що надходить із існуючої мережі ЦТМ, змішується із зворотним потоком із місцевої мережі НТТП. Продуктивність змішувального контуру контролюється датчиком температури в магістральному трубопроводі, що подає в локальну мережу. Такий датчик температури керує клапаном у зворотному трубопроводі тієї ж мережі. Клапан відкривається / закривається, таким чином регулюючи кількість зворотної води з локальної мережі, яка змішується з подачею, до досягнення заданої температури. Система показана на рисунку 1.14.

*Шунт з 3-трубним підключенням.* Що стосується змішувального шунта на пункті центрального ІТП, для системи НТТП може бути встановлена спеціальна конструкція – так звана шунтова схема з 3-трубним з'єднанням. У 3-трубному підключенні шунта встановлюється додаткове підключення до зворотного трубопроводу в магістральній мережі. Конструкція дозволяє використовувати до 100 % зворотної води з магістральної мережі. Коли температура зворотної води недостатня для живлення мережі НТТП, її можна доповнити гарячою водою з труби подачі. У цьому випадку мережа НТТП постачається водою, змішаною з труби подачі та труби повернення основної мережі централізованого теплопостачання. 3-трубна шунтова схема з'єднання є рішенням, яке можна

встановити в існуючій мережі централізованого теплопостачання в місці, де є достатній потік у зворотному трубопроводі. Триходовий кран використовується для регулювання співвідношення між зворотною водою та водою, що подається з магістральної мережі та підкачувального насоса. Основна перевага для ЦТМ, яка використовує зворотну воду з інших зон мережі як постачання для низькотемпературної мережі, полягає в тому, що до ЦТМ можна підключати нових клієнтів / території без необхідності збільшення потужності в існуючій мережі. Іншими словами, покриття ЦТМ можна збільшити, оскільки можна підключити більше споживачів без додаткових інвестицій у труби тощо.

*Труби.* Для забезпечення високої ефективності централізованого теплопостачання рекомендується зосередитися на такому:

- менші розміри труб та більша товщина ізоляції;
- теплопровідність пінополіуретану;
- газовий бар'єр дифузійної комірки на трубі зовнішньої оболонки (зберігає властивості пінополіуретану);
- подвійні труби;
- зменшена довжина труб, якщо можливо.

Можна використовувати два типи здвоєних труб – гнучкі труби та (з'єднані) сталеві труби. Здвоєні труби мають подавальний і зворотний трубопроводи в одній обсадній трубі. Труби гнучкі діаметром 14–32 мм. Сталеві здвоєні труби прямою довжиною 12–16 метрів можна використовувати для більших розмірів – до діаметра 200 мм.

*Система гарячого водопостачання та система опалення приміщень.* Компонування розподільних труб ГВП має бути ретельно розроблене так, щоб існувала окрема труба, що живить кожне обладнання ГВП, а довжина та розмір труб були мінімізовані. Вміст води в кожній лінії подачі гарячої води, включаючи об'єм у вторинній стороні теплообмінника ГВП, має бути мінімальним і не менше 3 літри. Це допустимий вміст води для систем миттєвого приготування ГВП, який вважається таким, що забезпечує безпеку щодо ризику зараження легіонелою, навіть без будь-яких обробок, відповідно до європейських вимог для систем ГВП. Важливо, що підстанції ЦТМ не вимагають накопичення ГВП, кращими рішеннями є ІТП з ТА або ТАМ. Крім того, систему ГВП варто проєктувати без циркуляції ГВП, що вимагає високих температур ГВП. У багатоповерхових (багатоквартирних) будинках циркуляцію гарячої води можна усунути шляхом встановлення квартирних станцій, щоб кожна квартира мала свою квартирну підстанцію замість центрального обладнання для виробництва гарячої води та труб розподілу гарячої води. У новобудовах рекомендується встановлювати низькотемпературні системи опалення

приміщень: тепла підлога або радіатори – для радіаторів з розрахунковими параметрами температури подачі / обігріву / внутрішньої температури – 55/25/20 °С. За цих проектних параметрів дуже важливо використовувати логарифмічну середню різницю температур для розрахунку потужності радіатора, щоб запобігти недобору розмірів. З архітектурного погляду цікаво знати, що розмір радіаторів фізично не буде набагато більшим у нових будівлях порівняно зі старими будівлями, тому що зменшена потреба в теплі компенсує розмір відповідно до знижених температур. Радіатор, розрахований на 75/65/20 °С у будівлі з розрахунковою потребою в теплі 70 Вт/м<sup>2</sup>, матиме майже таку ж довжину, як радіатор, розрахований на 55/25/20 °С у будівлі з низьким енергоспоживанням із розрахунковим опаленням потребою в 15 Вт/м<sup>2</sup> [14]. В існуючих будівлях зниження температури подачі набагато складніше, і в Україні існують великі відмінності в критеріях проектування та попиті на тепло. Проте досвід Данії [14] показує, що поєднання енергетичної реконструкції будівель і деякого збільшення розмірів радіаторних систем на етапі проектування означає, що більшість радіаторних систем здатні працювати за проектних умов 70/40/20 °С, навіть якщо вони були спочатку розроблені для роботи котла за більш високих температур. Крім того, дослідження показують, що реальна потреба в теплі через внутрішні переваги та поведінку користувачів може дозволити подальше зниження температури.

Під час проектування ІТП з ТА або ТАМ для індивідуальних будинків та груп будинків, запропоновані ІТП можуть використовувати ВДЕ для отримання теплової та електричної енергії разом з її накопиченням. Моделі такого використання та підключення розглянуті в наступному розділі. Перевага в Україні надається використанню теплових насосів у поєднанні з сонячними фотоелектричними елементами, які поступово можуть додаватися до існуючих ЦТМ.

## **1.6 Можливості застосування відновлювальних джерел енергії в централізованих теплових мережах**

Загалом традиційна система централізованого теплопостачання складається з трьох основних частин: виробництва, розподілу та споживання тепла. На рисунку 1.15, *a* показано основні компоненти, які складаються з центрального джерела тепла та ТА, мережі трубопроводів для розподілу та споживання, теплообмінника як основної частини ІТП споживача та радіатора для опалення приміщень та ГВП для побутових потреб і т.д. У межах еволюції систем централізованого теплопостачання були додані додаткові вдосконалені компоненти, щоб задовольнити вимоги до опалення приміщень, гарячої води для побутових потреб і технологічного опалення для будівель і промисловості, щоб

відповідати екологічним і кліматичним викликам і законодавчим вимогам енергоефективності. На рисунку 1.15, б показано вдосконалену систему централізованого теплопостачання з можливими додатковими компонентами, встановленими в трьох основних частинах. Для виробництва є центральне джерело тепла на викопному паливі, відновлювані джерела енергії, включаючи теплові насоси, теплообмінник і накопичувач теплової енергії. У розподільній мережі є місцеві джерела тепла, відновлювані джерела енергії, включаючи теплові насоси, теплообмінники та накопичувачі теплової енергії. У розділі споживання є окремі джерела тепла на викопному паливі, відновлювані джерела енергії, включаючи теплові насоси, теплообмінники, накопичувачі теплової енергії та радіатори системи опалення. Відновлювані джерела енергії та накопичення теплової енергії можуть бути встановлені в системі ЦТМ при виробництві, розподілі або навіть споживанні. Удосконалена схема забезпечує більшу гнучкість для кращої продуктивності та впливу на навколишнє середовище, енергетичної безпеки та незалежності від палива; більш відкрита для включення майбутніх нових технологій, як у мікро-, так і в макромасштабі.

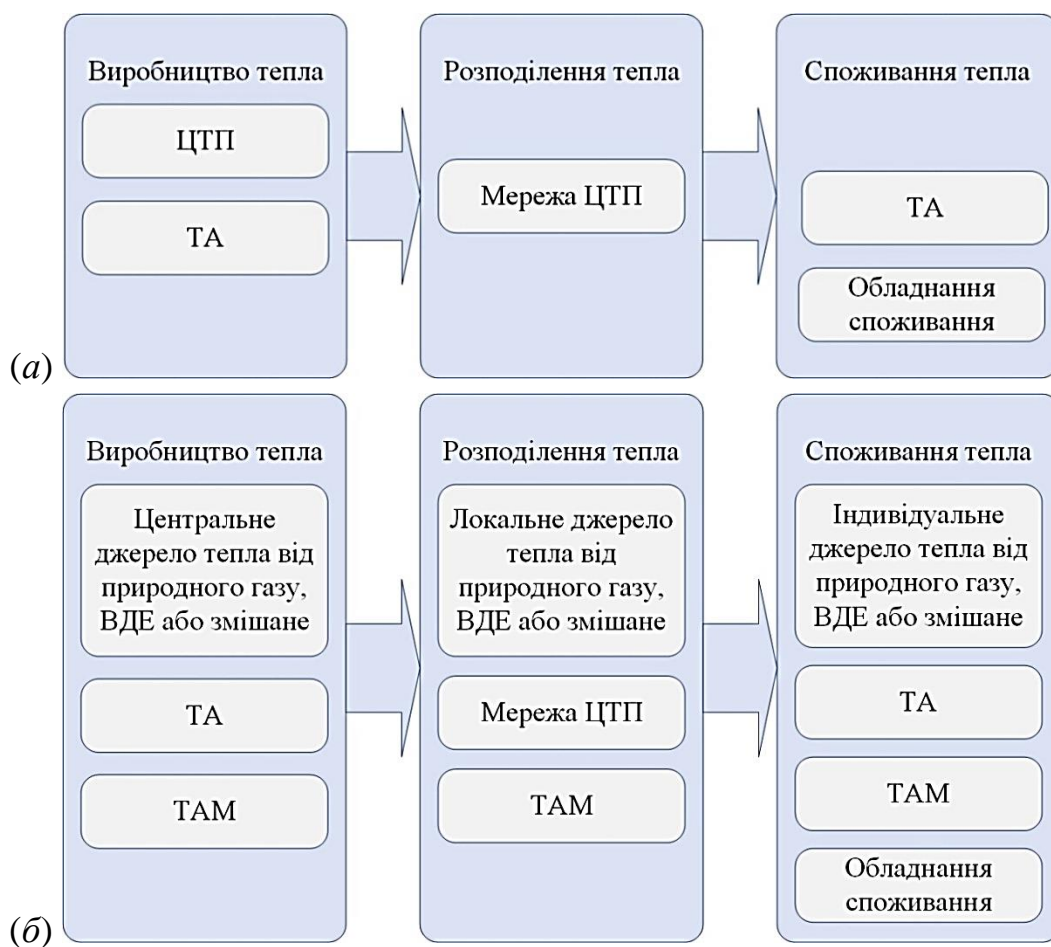


Рисунок 1.15 – Основні компоненти ЦТМ:

*a* – стандартної; *б* – з використанням ВДЕ (ТАМ – тепловий акумулятор, ТА – теплообмінний апарат, ВДЕ – відновлювальні джерела енергії)

Ця схема також вказує на поточний напрямок змін у ЦТМ. Ця гнучкість збільшує кількість можливих рішень і сценаріїв покращення. Це хороша функція, але вона збільшує обсяг аналізу та ускладнює вибір бажаного рішення. Це означає, що існує можливість впровадження інших рішень, коли і де це можливо, і неможливість запровадження універсальних змін у всіх системах централізованого тепlopостачання. Важливо зазначити, що занадто складна система складається з багатьох різних компонентів, що ускладнює її роботу та збільшує витрати.

На рисунку 1.16 наведено огляд діапазонів температур води з технологій виробництва тепла, що використовуються для високо- та низькотемпературного централізованого тепlopостачання. Очевидно, що технологія теплового насоса не охоплює весь діапазон робочих температур у європейських системах централізованого тепlopостачання. Термодинамічні обмеження не дозволяють досягти параметрів, необхідних для високотемпературного централізованого тепlopостачання.

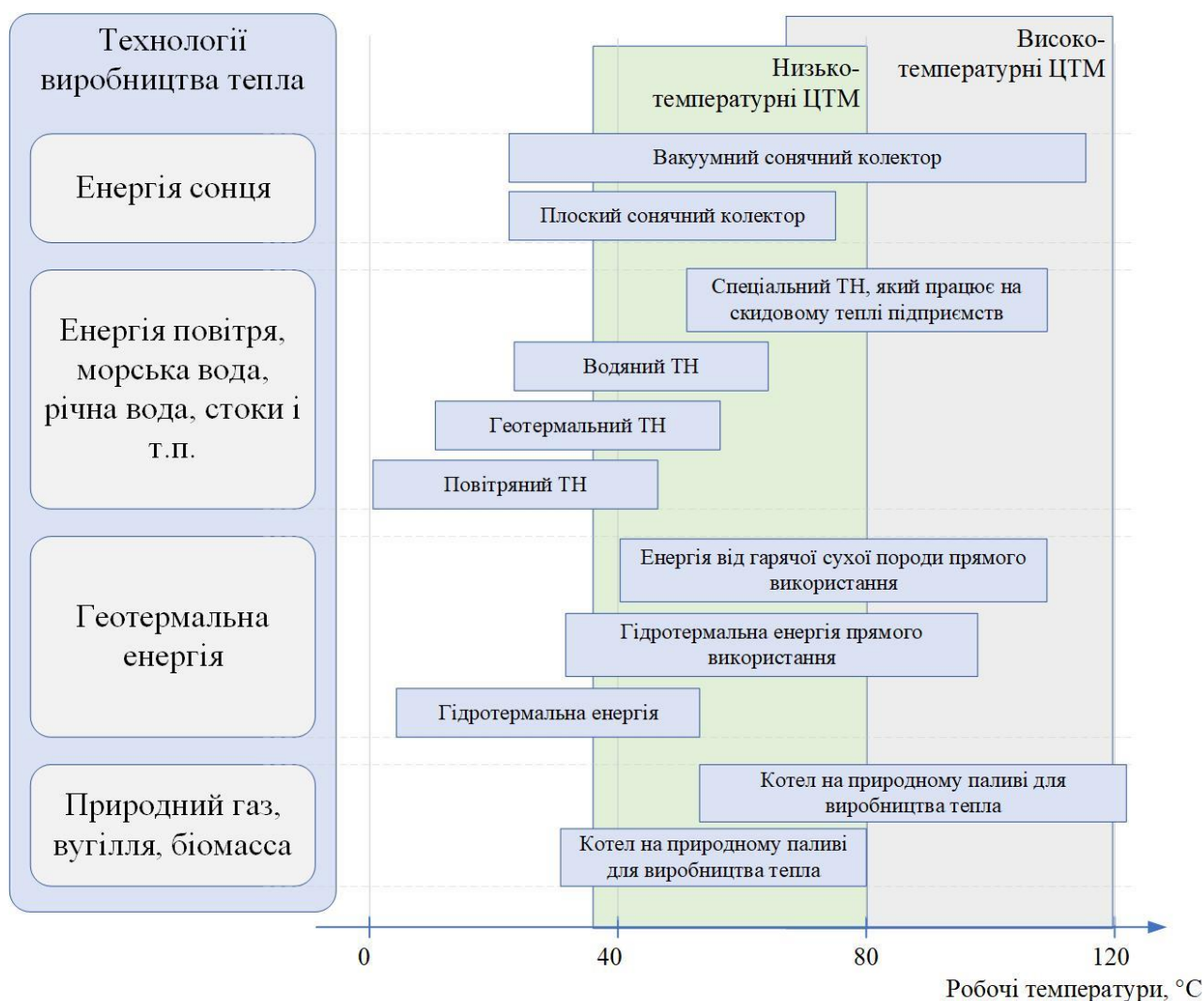


Рисунок 1.16 – Розподіл температур ЦТМ залежно від технологій виробництва тепла та джерел енергії

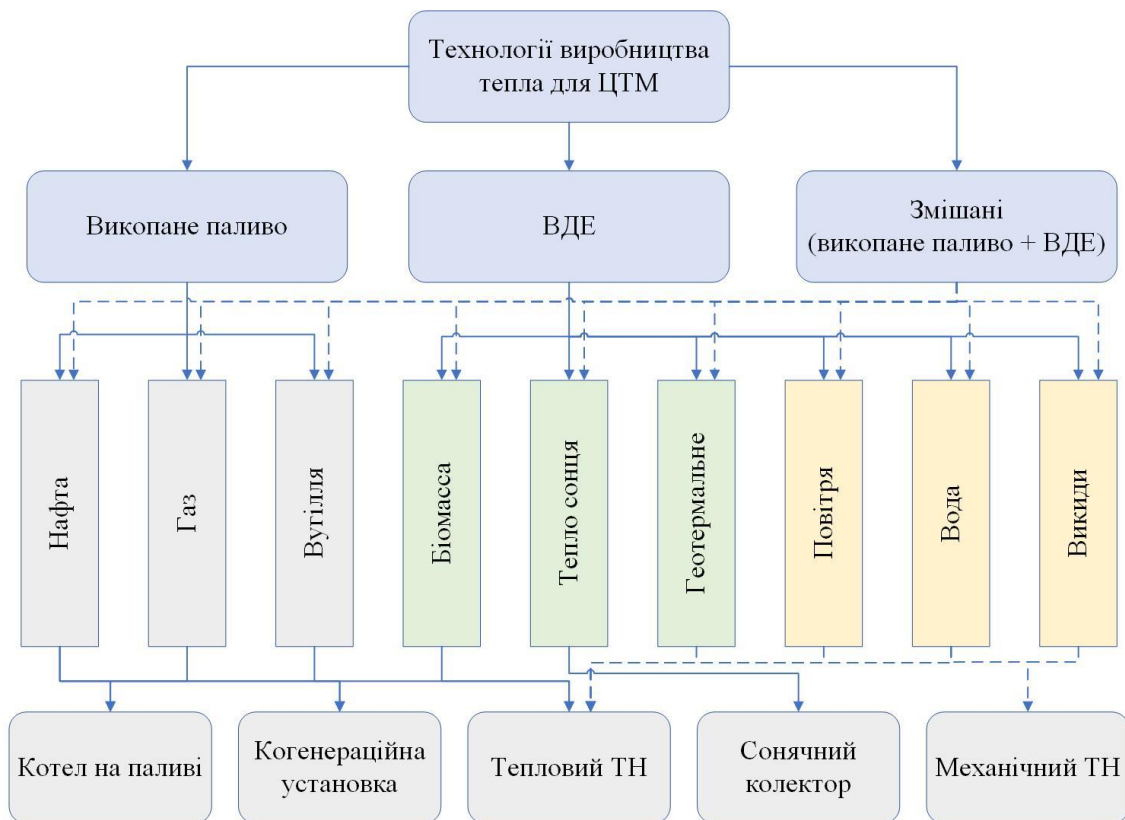


Рисунок 1.17 – Огляд джерел енергії, які використовуються для ЦТМ в Європі

Порівняння зі звичайними та відновлюваними джерелами тепла визначає можливість використання теплових насосів із ними. Якщо вони можуть досягти подібного температурного діапазону, вони можуть працювати паралельно одночасно. Крім того, якщо тепловий насос не досягає необхідної температури, йому потрібна підтримка від іншого джерела тепла, і тоді він може працювати лише в періоди низької потреби в опаленні, його не можна використовувати в системі централізованого тепlopостачання.

Тип джерела тепла для теплового насоса визначає температуру води, що подається. Водяні, ґрунтові або повітряні теплові насоси можуть забезпечувати тепло для низькотемпературного централізованого опалення з повітря, морської води, річкової води, відходів, стічних вод, мілководних геотермальних джерел тощо. Постачання високотемпературного централізованого опалення вимагає спеціальних рішень, таких як відпрацьоване промислове тепло або глибинні геотермальні джерела, що обмежує їхнє використання.

Пропорції та види палива, що використовується, а також технології джерела тепла значно відрізняються в європейських системах централізованого тепlopостачання. Традиційні технології, види палива та енергоносії добре відомі та більш глибоко проаналізовані в багатьох джерелах, де також розглядається їхній вплив на навколишнє середовище.

На рисунку 1.17 наведено огляд загальних джерел тепла та технологій у європейських системах централізованого тепlopостачання. Очевидно, що можна

використовувати різні технології джерел тепла з викопного палива, такі як відновлювані джерела енергії або гібридні джерела. Розглянемо як приклад можливість застосування у системах теплопостачання теплових насосів, які відбирають тепло від каналізаційних стоків. Вибір такого прикладу обумовлений тим, що каналізаційні стоки є найпотужнішим джерелом відновлювальної енергії в умовах мегаполісів. Наприклад, за оцінками до 6,1 % потреб Великобританії в тепло можна задовольнити шляхом рекуперації тепла стічних вод тільки в Англії [146].

Використання тепла стічних вод є вигідним, оскільки воно вже виробляється і буде вироблятися нескінченно довго, водночас стічні води утворюються в безпосередній близькості до районів з найбільшим попитом на тепло.

Через відносну простоту технічних рішень більшість досліджень у сфері рекуперації відпрацьованого тепла зосереджено на побутових застосуваннях. Дослідження показують, що побутові системи за певних умов можуть економити до 50 % енергії, яка використовується для забезпечення гарячою водою [6]. Статті [6, 105] містять огляд поточних розробок у сфері рекуперації тепла в домогосподарствах, а стаття [109] розглядає варіанти використання тепла каналізаційних стоків для опалення багатоквартирних житлових будинків, разом із тим теплова енергія з низьким потенціалом постачається до будівель через теплонасоси. Проаналізовано ефективність і перспективи застосування цих технологій з потенційним скороченням викидів  $CO_2$  на 1,1 млн кг на рік. Ключовим елементом систем рекуперації відпрацьованого тепла в домогосподарствах є теплообмінники, останні дослідження зосереджені на покращенні їхньої ефективності та компактності конструкції, особливо з пластинчастими теплообмінниками [12, 97].

На сьогоднішній день було недостатньо досліджень щодо умов рекуперації тепла для більш масштабних систем, включаючи міські агломерації та промислові підприємства. У [102] було запропоновано дослідження з вивчення можливості об'єднання потоків із різних будівель у колекторах для збільшення кількості стічних вод і забезпечення більшого обсягу рекуперації тепла, що забезпечує більшу прибутковість. Крім того, в [102] зазначено, що для системи рекуперації тепла в каналізаційних колекторах необхідно досліджувати стічні води з різною температурою та рівнем забруднення.

Забруднення є важливою проблемою, коли йдеться про рекуперацію тепла в каналізаційних колекторах, і існують різні способи її вирішення. Один із відомих методів передбачає використання потоку повітря для передачі тепла від забруднених стічних вод, як описано в [49]. У цій системі використовуються чотири контури: каналізаційний контур, повітряний контур, контур теплового

насоса та контур гарячої води. Стічні води закачуються та розбризкуються з верхньої частини каналізаційної вежі та стікають уздовж напрямної пластини, тоді як циркулювальне повітря подається знизу вгору. Стічна вода та повітря вступають у контакт у протитоці, і частина стічної води випаровується до газоподібного стану, змішаного з циркулювальним повітрям, щоб передати приховане тепло від стічної води до повітря.

Повітря з високою ентальпією надходить у випарник теплового насоса, який потім поглинає тепло від циркулювального повітря, щоб нагріти воду в баку гарячої води за допомогою пластинчастого теплообмінника. Одночасно вода, що випаровується з дренажів, конденсується на пластинах теплообмінника. За даними [49], якість цієї води придатна для поливу в озелененні міст. Але недоліками є складність системи та необхідність використання насосів для перекачування стічних вод, які потребують попереднього очищення. Інакше система розпилення рано чи пізно забилася б.

Другим варіантом, який розглядається, є рекуперація тепла в двоконтурній системі, описана в [28]. Ця система зараз використовується в комерційній системі HUBERTM ThermWin (HUBER SE, Берхінг, Німеччина). Двоконтурна система включає в себе шахту, встановлену біля дна каналізації та з'єднану лише гравітацією, яка з'єднується з верхнім теплообмінником і тепловим насосом. Зумпф діє як резервуар для насоса, який живить теплообмінник, і містить грубий екран, щоб запобігти потраплянню в теплообмінник небажаних матеріалів, які переносять стічні води. Потім зібрані тверді речовини повертаються в магістраль через вертикальний шнек.

Відповідно до [28], це рішення потребує на 58 % менше енергії, ніж еквівалентна традиційна система, включно з охолодженням, опаленням та іншими пов'язаними потребами в енергії. Крім того, аналіз впливу рекуперації тепла стічних вод на біологічні процеси, що відбуваються нижче, показує, що цей вплив є незначним. Температура стічної води на вході знижується на 0,045 °C, а взимку і влітку підвищується на 0,056 °C відповідно. Тому таке рішення не впливає на ефективність очищення стічних вод.

Встановлений спосіб вилучення тепла з каналізаційних колекторів чистої води передбачає використання спеціалізованої каналізаційної труби «Source-Energy», яка становить бетонний циліндр, закріплений спіральною поліетиленовою трубою [48]. Ця труба може вловлювати тепло з каналізації, зливових стоків і навколишньої землі, і її можна використовувати в тепловому насосі. Труба оснащена вхідним і вихідним патрубками з обох кінців, а використання її на глибині 4 метри забезпечує стабільну температуру роботи. Збільшення пропускної здатності каналізаційної труби з 25 % до 50 % і 75 % збільшує тепловий потік стічних вод від додаткових стічних вод на 8,7 % і



10,5 %, водночас все ще дотримуючись цільових показників стійкості [48]. Однією з переваг системи є те, що вона не контактує із забрудненими стоками. Однак для завершення водяного контуру необхідний додатковий трубопровід, що може бути проблематичним, якщо довжина колектора буде збільшена.

Важливою проблемою є необхідність ремонту каналізаційних колекторів [156], особливо в США, де в 1950-х і 1960-х роках було побудовано понад 2,0 млн км каналізаційних ліній. Модернізація існуючих систем водопостачання та каналізації потребуватиме щонайменше 1 трильйон доларів [156]. На частку бетонних трубопроводів припадає понад 50 % каналізаційної системи США, особливо це стосується труб великого діаметра ( $> 1$  м) [119]. Одним з перспективних методів реабілітації є використання пластикових труб, які можна відновити безтраншейним методом [76]. Термін експлуатації відновлених колекторів може досягати 50 років. Спіралью намотана ПВХ-вкладкова труба є одним із варіантів ремонту таких колекторів, і дані перевірки після п'яти років експлуатації показують лише структурну деформацію в кількох послідовних кільцях уздовж труби, ймовірно, спричинену будівництвом інженерних мереж над трубою через підземну електричну лінію в цьому розташування [76].

Зараз доступні технології, які спрямовані як на відновлення каналізаційних колекторів, так і на відновлення теплової енергії зі стічних вод. Одне з таких рішень запропоновано в патенті, який пропонує спіральне намотування пластикової труби з порожнистого коробчастого профілю для подачі холодної води для опалення зі стічних вод [164]. Хоча це рішення ще належить перевірити на практиці, оцінка його ефективності може мати велике теоретичне та практичне значення. Це дослідження має на меті оцінити ефективність цього листа.

Досліджуваний блок каналізаційного колектора виготовляється із спіральних полімерних труб торгової марки «Spirolime» [164]. Колекторний блок утворений однією або декількома герметично з'єднаними спіральними трубами, виготовленими шляхом зварювання замкнутого порожнистого прямокутного профілю з поліетилену низького тиску, і містить основний циліндричний канал і гвинтовий периферійний канал, розміщений в його стінці. Блок каналізаційного колектора також містить додатковий канал, паралельний основному циліндричному каналу, який утворений додатковим трубопроводом, розміщеним у порожнині основного циліндричного каналу і прикріпленим до внутрішньої стінки блока колектора стічних вод (рис. 1.18). Гвинтовий периферійний канал і додатковий канал з'єднані послідовно між собою і утворюють теплообмінний контур, герметично відокремлений від основного каналу каналізаційного колекторного блока. Теплоносій з теплообмінного контуру подається в тепловий насос.

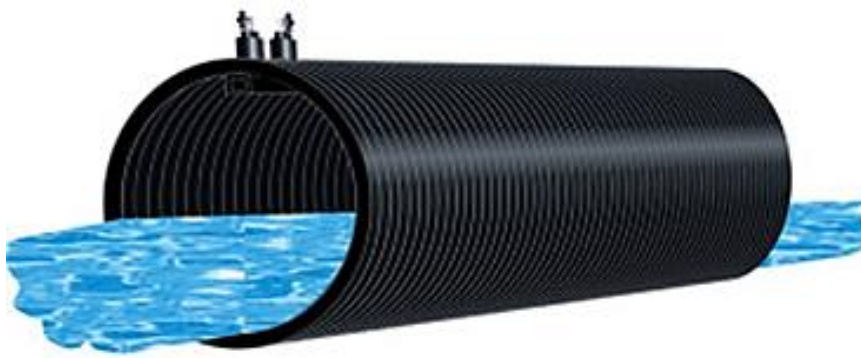


Рисунок 1.18 – Схема досліджуваного вузла каналізаційного колектора

Для оцінки ефективності використання методу відбору тепла зі стічних вод важливо визначити очікувану додаткову теплоту, яку можна отримати під час санації колекторів. Крім того, необхідно визначити шляхи підвищення ефективності досліджуваного методу та напрями подальших теоретичних та експериментальних досліджень для її підвищення.

Одним із потенційних рішень для першої проблеми є використання прямого числового моделювання для аналізу потоку та теплообміну в головному циліндричному каналі та спіральному периферійному каналі каналізаційного колекторного блока. Однак для основного циліндричного каналу колектора це потребувало б розв’язання задачі течії з вільною поверхнею, як показано в [28]. Але для колекторів великого діаметра, довжина яких може досягати 250 м [166], такий підхід вимагав би надмірно великої кількості елементів розрахункової сітки, що вимагало б значних обчислювальних потужностей.

Однак проводити таке моделювання для оцінки характеристик каналізаційної колекторної установки немає необхідності. Гравітаційні каналізаційні колектори повинні відповідати державним нормам проектування, які встановлюють мінімальні швидкості та рівні наповнення [166]. Ці норми встановлюють мінімальну витрату стічних вод для максимального заповнення колекторних труб, як подано в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Найменші витрати стічних вод у гравітаційних каналізаційних колекторах [166]

Діаметр $D$ , мм	Швидкість стічної води $v_{min}$ , м/с, на заповнення $H/D$			
	0,60	0,70	0,75	0,80
150–250	0,70	–	–	–
300–400	–	0,80	–	–
600–800	–	–	0,90	–
1 000–1 200	–	–	1,00	1,20
1 500	–	–	–	1,30
> 1 500	–	–	–	1,50

Таблиця 1.4 – Загальні коефіцієнти нерівномірності надходження стічних вод у населені пункти [166]

Загальні коефіцієнти нерівномірності надходження стічних вод	Середня витрата стічної води, л/с				
	100	300	500	1 000	>5 000
максимальний $K_{gen,max}$	1,60	1,55	1,50	1,47	1,44
мінімальний $K_{gen,min}$	0,59	0,62	0,66	0,69	0,71

Окремо варто враховувати можливі змінення ємності колектора. Відповідно до державних правил проєктування їхні значення можна визначити за даними, наведеними в таблиці 1.4.

Середня температура стічних вод залежить, зокрема, від географічного положення, наприклад, для умов Болоньї (Італія) і Цюріха (Швейцарія), за даними [28], становила 15,2 °С. Відповідно до наведених норм, повітря в частині колектора, не заповнений дренажами, повинно вентилуватися. Тому її температура може бути нижчою за температуру стічної води, але можна припустити, що вона не буде нижчою за температуру теплоносія.

Однак швидкість і температура теплоносія в спіральному каналі обмежені. Будівельними нормами України встановлено, що швидкість руху води в трубопроводах з полімерних матеріалів не повинна перевищувати 2,5 м/с [165]. Можна вважати, що температура теплоносія на вході в спіральний канал знаходиться в межах 5–10 °С. Враховуючи цю інформацію, оцінка ефективності рекуперації тепла в досліджуваному колекторному блоці стічних вод не потребує вирішення проблеми вільної поверхні потоку, оскільки рівень і швидкість потоку центрального каналу регулюються державою. У подібний спосіб державні правила обмежують швидкість і температуру теплоносія в спіральному каналі. Отже, для оцінки характеристик досліджуваного каналізаційного колектора буде достатньо спрощеної моделі.

Враховуючи висловлені зауваження, для оцінки характеристик рекуперації тепла в досліджуваному блоці каналізаційного колектора можна розглядати не всю спіралеподібну трубу, а лише один її виток (див. рис. 1.19, а). При цьому завдання розрахунку температури теплоносія в кожному з поворотів труби буде відрізнятися лише його температурою на вході. Враховуючи незначну різницю температур теплоносія в сусідніх витках, можна вважати, що бічні стінки витка спіралі, по яких він контактує з сусідніми витками, адіабатичні. Враховуємо, що температура повітря, з яким контактують внутрішня і зовнішня кільцеві стінки змієвика, близька до температури теплоносія. Крім того, коефіцієнти тепловіддачі при вільній конвекції між стінками змієвика і повітрям значно нижчі, ніж коефіцієнти тепловіддачі між стінками змієвика і водою.

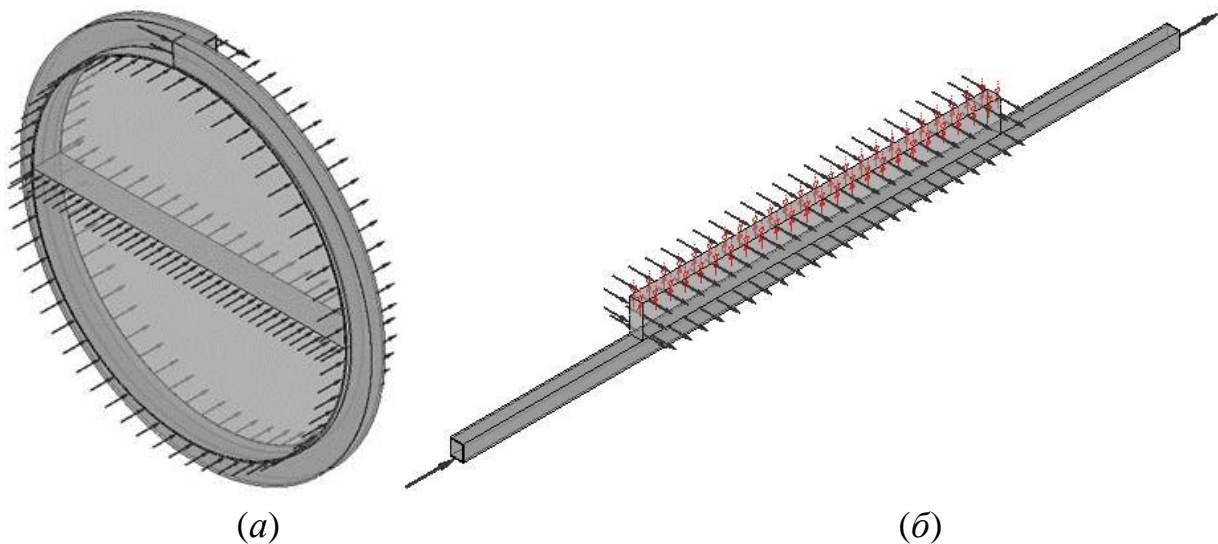


Рисунок 1.19 – Побудова розрахункової моделі задачі:

*a* – перехід до моделі з одним витком спіралі; *б* – перехід до моделі з теплообміном через плоску стінку

Таким чином, для розрахунку верхньої оцінки кількості тепла, яке можна отримати від стічної води, всі стінки змійовика колектора, крім тих, що контактують з водою, будуть вважатися адіабатичними. Це дозволяє ще більше спростити розрахункову модель і перейти до моделі розгорнутого змійовика для оцінки ефективності рекуперації тепла (рис. 1.19, *б*). У цьому конкретному сценарії метою є обчислення передачі тепла від стічної води з вищою температурою (15 °С) до теплоносія з нижчою температурою (припускається, що для цілей оцінки дорівнює 10 °С). Теплоносій тече прямокутною трубою зі швидкістю не більше 2,5 м/с.

Секції на кінцях труби не сприяють процесу теплообміну, оскільки вони оточені адіабатичними стінками. Тому для визначення довжини труби, необхідної для досягнення заданого підвищення температури теплоносія, можна розглядати прямокутну трубу. Вздовж однієї з його стінок діє тепловий потік. Довжина труби, отриманої цим методом, має бути скоригована з урахуванням частин, які не беруть участі в теплообміні. Для цього необхідно визначити множник, який залежить від заповнення колектора. Довжина дуги, що відповідає площі поперечного перерізу циліндричної частини колектора, яка контактує зі стічними водами, може бути використана для визначення цього множника:

$$k = \frac{\pi}{\arccos\left(1 - \frac{2H}{D}\right)} \quad (1.1)$$

У міру того, як теплоносій протікає через трубку, він відчуватиме підвищення температури. Щоб описати це явище для труби довжини,  $L$  ми можемо сформулювати рівняння теплового балансу:

$$Gc_p(T_{w_{out}} - T_{w_{in}}) = h(T_{sew} - \bar{T}_w)S, \quad (1.2)$$

де  $G = \rho_w(b - 2\delta)(a - 2\delta)v_w$  – масова витрата теплоносія;  $c_p$  – теплоємність теплоносія;  $T_{w_{out}}, T_{w_{in}}$  – температура теплоносія на вході та виході з труби;  $h$  – коефіцієнт теплопередачі;  $T_{sew}$  – температура стічної води в колекторі;  $\bar{T}_w$  – середня температура теплоносія в трубі;  $S = L(b - 2\delta)$  – площа, на яку діє тепловий потік;  $a, b, \delta$  – висота, ширина і товщина стінок пластикової трубки.

Під час теплопередачі через плоску стінку значення коефіцієнта теплопередачі визначається виразом [159]:

$$h = \frac{1}{\frac{1}{h_w} + \frac{1}{h_{sew}} + \frac{\delta}{\lambda_{tube}}}, \quad (1.3)$$

де  $h_{sew}, h_w$  – коефіцієнти тепловіддачі від стічної води та теплоносія до стінки;  $\lambda_{tube}$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труби.

Коефіцієнти теплопередачі складним чином залежать від характеристик потоку і можуть бути визначені як

$$h = \frac{Nu \lambda_w}{D_{eq}}, \quad (1.4)$$

де  $Nu$  – число Нуссельта;  $\lambda_w$  – теплопровідність рідини (у розрахунках будемо приймати її за теплопровідність води);  $D_{eq} = \sqrt{4F/\pi}$  – еквівалентний діаметр для каналу з площею поперечного перерізу  $F$ .

Для визначення числа Нуссельта в турбулентній течії в [159] наведено спрощений вираз:

$$Nu = 0,023Re^{0,8}Pr^{0,4} \text{ за нагрівання рідини,}$$

$$Nu = 0,023Re^{0,8}Pr^{0,3} \text{ за охолодження рідини,}$$

де  $Re$  – число Рейнольдса потоку;  $Pr$  – число Прандтля для рідини за середньої температури.

Для цього випадку більш важливим є правильна оцінка коефіцієнта тепловіддачі в (1.3)

$$h \leq \min\left(h_w, h_{sew}, \frac{\lambda_{tube}}{\delta}\right), \quad (1.5)$$

що для вхідних даних задачі та теплопровідності поліетилену  $0,2 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \text{ К}^{-1}$  призводить до оцінки  $h \leq \lambda_{tube}/\delta$ , або враховуючи, що метою є отримання верхньої оцінки ефективності рекуперації тепла:

$$h = \frac{\lambda_{tube}}{\delta}. \quad (1.6)$$

Визначимо середню температуру теплоносія в (1.2) через середню логарифмічну різницю температур

$$\bar{T}_w = T_{sew} - \overline{\Delta T} = T_{sew} - \frac{(T_{win} - T_{sew}) - (T_{wout} - T_{sew})}{\ln \frac{(T_{win} - T_{sew})}{(T_{wout} - T_{sew})}}. \quad (1.7)$$

Враховуючи (1.1), (1.6), (1.7) з виразу (1.2), отримаємо оцінку довжини труби, яка необхідна для досягнення заданої температури теплоносія.

$$L = \frac{\pi}{\arccos\left(1 - \frac{2H}{D}\right)} \times \frac{\rho_w(b-2\delta)(a-2\delta)v_w c_p \ln \frac{(T_{win} - T_{sew})}{(T_{wout} - T_{sew})} \delta}{b \lambda_{tube}}. \quad (1.8)$$

Довжина одного спірального витка колектора з внутрішнім діаметром  $D$  і кроком  $b$  розраховується як  $l = \sqrt{b^2 + (\pi D)^2}$ . Відповідно кількість витків, яка в сумі матиме довжину, визначену за формулою (1.8), становитиме  $n = L/l$ . Враховуючи те, що розмір одного витка по осі колектора становить  $2b$  довжину колекторного блока, що забезпечує задане підвищення температури теплоносія, можна визначити як

$$L_{col} = \frac{\pi}{\arccos\left(1 - \frac{2H}{D}\right)} \times \frac{2\rho_w(b-2\delta)(a-2\delta)v_w c_p \ln \frac{(T_{win} - T_{sew})}{(T_{wout} - T_{sew})} \delta}{\sqrt{b^2 + (\pi D)^2} \lambda_{tube}}. \quad (1.9)$$

Використовуючи формулу (1.9), можна розрахувати довжину колектора, необхідну для досягнення заданого підвищення температури теплоносія, враховуючи таку інформацію, як розміри намотаного пластикового профілю, заповнення колектора, теплопровідність матеріалів і внутрішній діаметр колектора. Ця формула використана далі для оцінки ефективності рекуперації тепла з використанням каналізаційного колекторного блока досліджуваної конструкції. У таблиці 1.5 наведено розрахунки, отримані для початкової температури теплоносія  $10^\circ\text{C}$  і кінцевої  $13^\circ\text{C}$ . Розміри прямокутного профілю, який використовується для намотування колекторної труби, такі  $a = 50$  мм,  $b = 40$  мм,  $\delta = 3$  мм. Розглянуто три типорозміри колекторної труби  $D = 400, 700$  і  $1\,000$  мм. Швидкість теплоносія дорівнює  $1$  м/с.

Таблиця 1.5 – Довжина колектора, за якої забезпечується підйом температури теплоносія на  $3^\circ\text{C}$

$D$ , м	$H/D$	$L_{col}$ , м	$Q$ , кВт
0,4	0,5	273,55	18,767
	0,7	216,76	
0,7	0,5	156,37	
	0,7	123,90	
1,0	0,5	109,47	
	0,7	86,74	

Таблиця 1.6 – Довжина колектора, за якої забезпечується підйом теплоносія температури на 3 °С за різної теплопровідності матеріалу труби

$\lambda$ , Вт/(мК)	$D$ , м	$H/D$	$L_{col}$ , м
2,0	0,4	0,5	27,35
		0,7	21,68
	0,7	0,5	15,64
		0,7	12,39
	1,0	0,5	10,95
		0,7	8,67
3,0	0,4	0,5	18,24
		0,7	14,45
	0,7	0,5	10,42
		0,7	8,26
	1,0	0,5	7,30
		0,7	5,78

Виходячи з розрахункових даних, жоден із розглянутих варіантів не зміг досягти заданого підвищення температури теплоносія по довжині колектора, що відповідає відстані між каналізаційними люками (50 або 100 м). Зменшення швидкості теплоносія потенційно може досягти бажаного рівня підвищення температури, але це також призведе до пропорційного зменшення кількості вилученого тепла. Тому найефективнішим підходом до підвищення ефективності рекуперації тепла є використання матеріалів з покращеною теплопровідністю.

Теплопровідні наповнювачі можна вводити в полімери для отримання матеріалів з підвищеною теплопровідністю [147, 144]. Останні дослідження показують, що такий підхід дозволяє підвищити теплопровідність поліпропілену до 3,5–4 Вт/(мК) [147] і поліетилену до 8,9–19,6 Вт/(мК) [144]. За використання полімеру з більшою теплопровідністю розрахункове значення  $L_{col}$ , визначене за формулою (1.9), буде пропорційно зменшуватися (табл. 1.6).

У розрахунках, наведених у таблиці 1.6, коефіцієнт теплопровідності матеріалу колектора був обмежений величиною 3,0 Вт/(мК), незважаючи на останні досягнення, які вказують на потенціал для його збільшення принаймні ще на один порядок величини. Це обмеження було накладено у зв'язку з тим, що, як було зазначено раніше, коефіцієнт теплопередачі обмежений мінімальним значенням  $h_w, h_{sew}, \lambda_{tube}/\delta$  (1.5).

Отже, надмірне збільшення коефіцієнта теплопровідності пластику, який використовується для виготовлення теплообміннику, призведе як до підвищення витрат, так і до обмеження коефіцієнта теплопередачі коефіцієнтом

теплопередачі, а не теплопровідності матеріалу труби колектора  $h_w$ . Однак збільшення швидкості прокачування теплоносія може збільшити цей коефіцієнт. Тим не менш, пластикові трубопроводи підпадають під дію існуючих стандартів, які обмежують швидкість потоку в них величиною 2,5 м/с. Тому для подальшого підвищення ефективності рекуперації тепла за допомогою колекторів досліджуваного типу необхідно вивчити альтернативні підходи.

По-перше, можна знизити температуру теплоносія на вході в спіральний канал. Відомо, що в теплових насосах вода-вода різниця температур теплоносія на виході і вході теплообмінника першого контуру може досягати 11 °С [130]. Обмежившись значенням 9 °С і прийнявши за формулою (1.9) початкову температуру теплоносія рівною 5 °С, отримуємо дані, наведені в таблиці 1.7. Вони показують, що просте збільшення різниці температур між вихідним і входним отворами теплообмінного каналу не дозволяє використовувати всю довжину колектора, визначену відстанню між каналізаційними люками.

Таблиця 1.7 – Довжина колектора, за якої забезпечується підйом температури теплоносія на 9 °С

$D$ , м	$H/D$	$L_{col}$ , м	$Q$ , кВт
0,4	0,5	45,83	56,301
	0,7	36,31	
0,7	0,5	26,20	
	0,7	20,76	
1,0	0,5	18,34	
	0,7	14,53	

Це обмеження можна усунути, використовуючи конфігурацію багатоходової обмотки для колекторної труби (рис. 1.20). Такий підхід дозволяє збільшити крок обмотки ( $nb$  замість  $b$  (1.9)) і пропорційно збільшиться витрата теплоносія. Таке рішення підходить для колекторів великого діаметра і дозволяє значно збільшити кількість тепла, що відводиться теплоносієм.

Результати розрахунків для випадку чотиристоронньої обмотки колекторної труби наведені в таблиці 1.8. Отримані результати показують, що використовуючи матеріали з підвищеною теплопровідністю та застосовуючи багатозаходне намотування, можна досягти достатньо високої ефективності рекуперації тепла зі стічних вод за допомогою досліджуваної конструкції колекторного блока. Однак важливо зазначити, що реалізація цих рішень вимагає проведення додаткових досліджень.



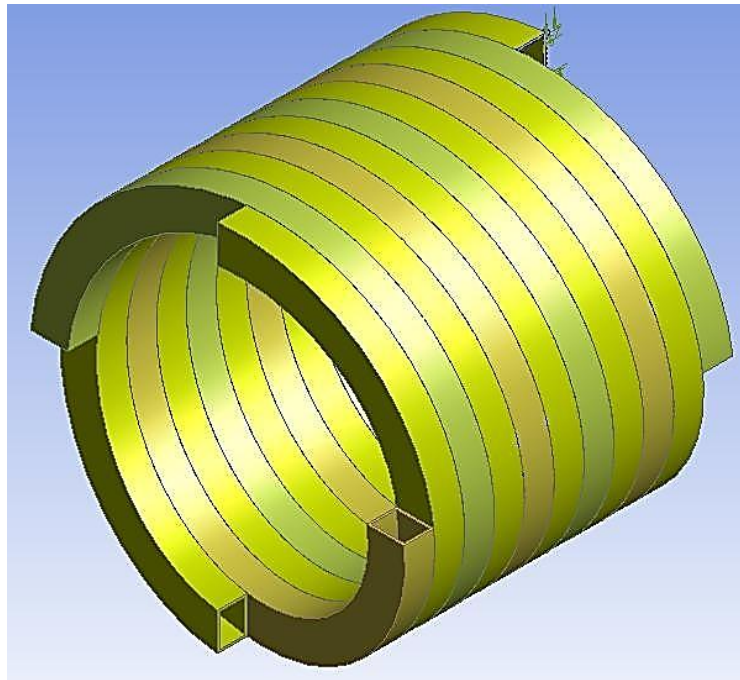


Рисунок 1.20 – Колекторна труба з чотиризаходовою обмоткою

Таблиця 1.8 – Довжина колектора чотиризаходової намотки, за якої забезпечується підйом температури теплоносія на 9 °С

$D$ , м	$H/D$	$L_{col}$ , м	$Q$ , кВт
0,7	0,5	65,33	225,21
	0,7	51,77	
1,0	0,5	45,79	
	0,7	36,28	

У випадку гібридних комбінацій необхідно збалансувати їхні переваги та обмеження, наприклад, гібридні комбінації видів палива та джерел уможливають використання відновлюваних джерел енергії, якщо вони самі по собі не можуть забезпечити систему централізованого опалення, таким чином збільшуючи використання відновлюваної енергії та зменшуючи споживання та викиди від викопного палива. Варто зазначити, що інтеграція занадто великої кількості різних джерел тепла та палива перешкоджає проектуванню, будівництву, експлуатації та управлінню такими системами: проблеми та збільшення витрат можуть переважити будь-які вигоди.

Гнучкість системи дозволяє інтегрувати різні технології та джерела тепла для досягнення цілей сталого розвитку. Включення централізованого опалення в стійкі міста майбутнього дозволяє широко використовувати комбіноване тепло та електроенергію разом з утилізацією тепла від відходів для отримання енергії та різних промислових надлишкових джерел тепла, а також включення геотермального та сонячного тепла.

## 1.7 Формування тарифів на послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання

Основоположним значенням під час розподілу витрат між ліцензованими видами діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії є безпосереднє віднесення витрат до відповідного виду діяльності, виходячи з розподілу основних фондів (активів) за результатами проведеної інвентаризації за певними основними видами ліцензованої діяльності. Розподіл основних засобів повинен бути заснований на принципах непорушності технологічного циклу з установленням пріоритетності. Методика розподілу витрат між основними видами діяльності та іншими видами діяльності визначається підприємством-ліцензіатом самостійно в Наказі «Про облікову політику» (чинними Порядками не визначено Порядок розподілу витрат між видами господарської діяльності суб'єктів господарювання).

Основні засоби розподіляються згідно з функціональною та технологічною пріоритетністю цілісними технологічними комплексами. До певного виду діяльності відноситься обладнання та земельні ділянки, на яких розташовано це обладнання, без якого не можливо технологічно здійснювати цей вид діяльності та допоміжне обладнання, завдяки котрому здійснюється сприяння певному виду діяльності. Витрати на утримання основних засобів розподіляються на витрати основного виробництва, загальновиробничі та адміністративні витрати [179] (рис. 1.21). До основного виробництва потрібно відносити основні засоби, завдяки яким здійснюється технологія виробництва, що відповідає вимогам певного виду ліцензованої діяльності. Облік витрат на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії, як і весь бухгалтерський облік, повинен базуватись на первинних документах.

Складові собівартості визначають за формулою:

$$C = C_{\text{пмв}} + C_{\text{пзп}} + C_{\text{ін}} + C_{\text{зв}} + C_{\text{зв(р)}} + C_{\text{адм}} + C_{\text{іод}} + C_{\text{фін}}, \quad (1.10)$$

де  $C_{\text{пмв}}$  – прямі матеріальні витрати (вартість матеріалів, вода на технологічні потреби, хімічних реагентів, електроенергії, палива на технологічні потреби, запасних частин);  $C_{\text{пзп}}$  – прямі витрати з оплати праці виробничого персоналу;  $C_{\text{ін}}$  – інші прямі витрати (нарахування єдиного внеску, далі – ЄСВЗДСС; амортизація та ін);  $C_{\text{зв}}$  – прямі загальновиробничі витрати (управління виробництвом, утримання фондів, охорона навколишнього середовища, податки, збори, обов'язкові платежі);  $C_{\text{зв(р)}}$  – загальновиробничі витрати до розподілу;  $C_{\text{адм}}$  – адміністративні витрати (утримання апарату управління, оплата послуг, інші адміністративні витрати);  $C_{\text{іод}}$  – інші витрати операційної діяльності;  $C_{\text{фін}}$  – фінансові витрати основної діяльності.

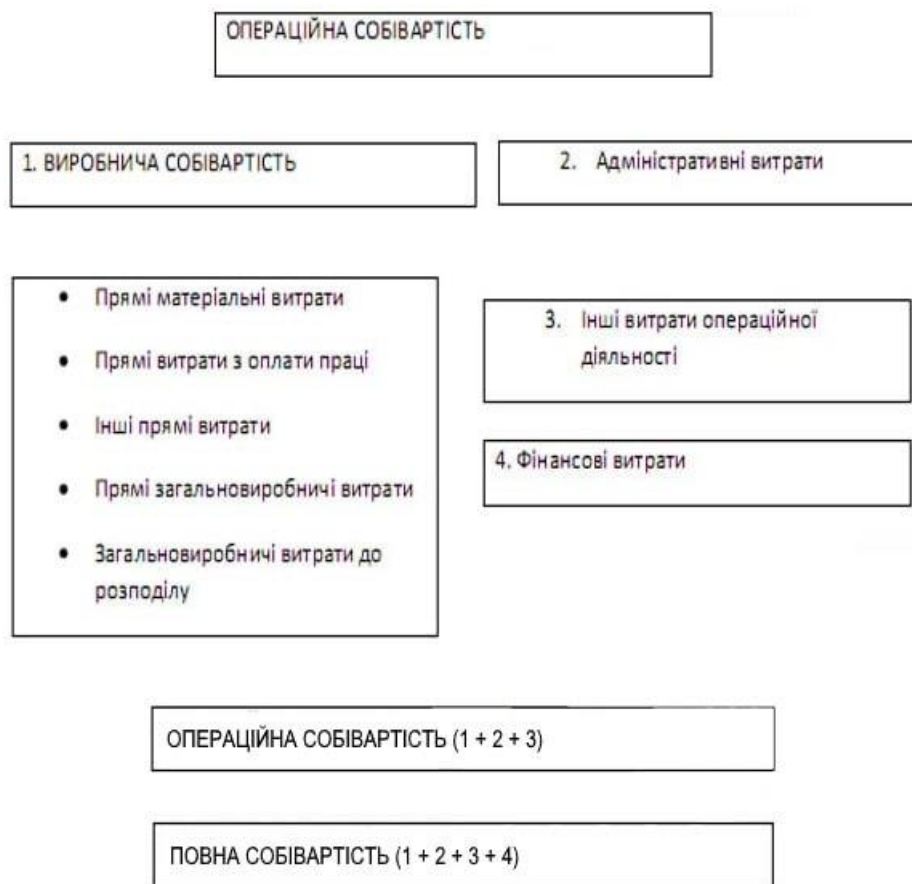


Рисунок 1.21 – Склад операційної собівартості для підприємств теплопостачання

За видами витрати класифікуються за економічними елементами та за статтями калькуляції. Під елементами витрат розуміють економічно однорідні види витрат, а саме – матеріальні витрати; витрати на оплату праці; нарахування до ЄСВЗДСС; амортизація; інші операційні витрати.

До витрат на оплату праці у складі прямих, загальновиробничих, адміністративних витрат та витрат на збут включаються витрати на основну та додаткову заробітну плату, інші заохочувальні та компенсаційні виплати, витрати на формування резерву забезпечення оплати відпусток, суми винагороди фізичним особам за виконання робіт (послуг) за цивільно-правовими договорами [178]. До витрат загального призначення (загальновиробничих витрат до розподілу) включаються:

– витрати на оплату праці персоналу, який за штатним розписом не може бути закріплений за конкретним об’єктом технологічного процесу, та задіяний, як у процесі виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, так і в інших видах діяльності, нарахування внесків на заробітну плату, амортизація;

– витрати, пов’язані з: утриманням, експлуатацією, ремонтом, страхуванням, орендою основних засобів та інших необоротних активів загальновиробничого призначення; господарчо-побутовими потребами,

освітленням, дезінфекцією, дератизацією виробничих приміщень, вивезенням сміття, та інші витрати; обслуговуванням виробничого процесу та інших допоміжних виробництв; охороною навколишнього середовища; удосконаленням технології та виробництва; амортизацією основних засобів, інших необоротних матеріальних і нематеріальних активів загальновиробничого призначення відповідно до прийнятого на підприємстві методу нарахування амортизації; витратами з періодичної повірки, обслуговування та ремонту (включаючи демонтаж, транспортування та монтаж після повірки) засобів вимірювання теплової енергії (за їх наявності); нарахуванням податків, зборів (обов'язкові платежі); інші витрати.

Розподіл «Витрати загального призначення (загальновиробничі витрати до розподілу)» за всіма видами операційної діяльності здійснюється за базою розподілу – пропорційно прямим витратам згідно з [180] (рис. 1.22).

До складу адміністративних витрат включаються загальногосподарські витрати, пов'язані з обслуговуванням та управлінням підприємством, а саме:

- витрати з утримання апарату управління та персоналу, зайнятого обслуговуванням адміністративної інфраструктури;
- амортизацією основних засобів, інших необоротних матеріальних і нематеріальних активів, активів адміністративного призначення;
- утриманням основних засобів, інших необоротних матеріальних активів адміністративного призначення (оренда, страхування, ремонт, оплата комунальних послуг, охорона);
- витрати на професійні послуги (юридичні, аудиторські, консультаційні та інші) відповідно до укладених договорів; витрати на послуги зв'язку; витрати розрахунково-касового обслуговування та інших послуг банків, наданих відповідно до укладених договорів; витрати на сплату податків і зборів (обов'язкових платежів); використання малоцінних і швидкозношуваних предметів, канцелярські витрати, витрати на розв'язання спорів у судах, передплата періодичних професійних видань; витрати на паливно-мастильні матеріали, запчастини; інші витрати адміністративного призначення.

Адміністративні витрати розподіляються між всіма видами операційної діяльності пропорційно виробничій собівартості за певними видами діяльності згідно з таким (рис. 1.22). Питання розподілу витрат чітко не визначено та підлягає додатковому обговоренню. До складу інших операційних витрат включаються витрати, пов'язані з операційною діяльністю з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, надання послуг населенню, які не увійшли до складу виробничій собівартості, адміністративних витрат.

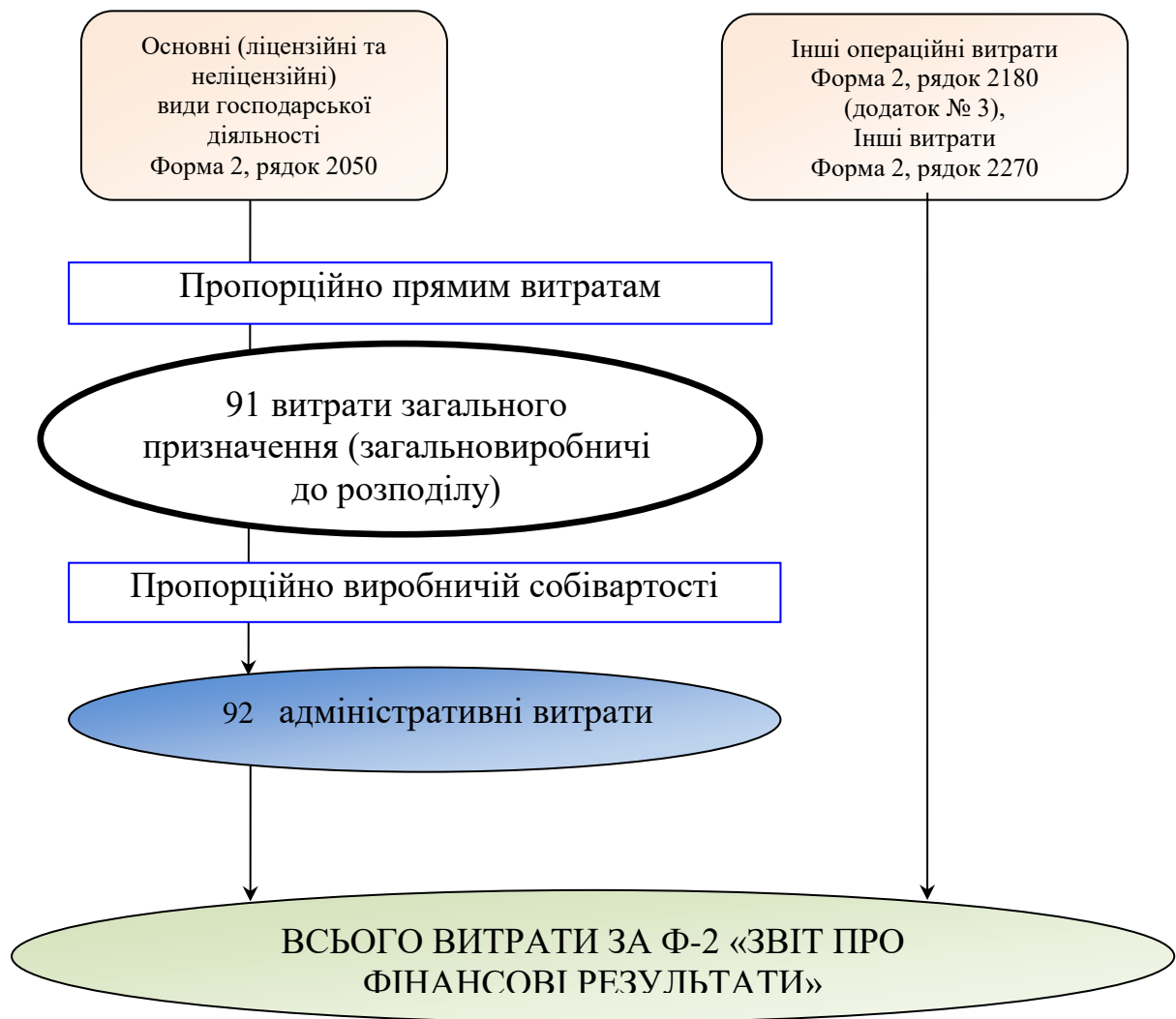


Рисунок 1.22 – Схема розподілу витрат між основними видами діяльності теплопостачальних підприємств та іншими видами діяльності

Витрати підприємства, що здійснюються згідно з чинним законодавством на оплату перших п'яти днів тимчасової непрацездатності робітникам підприємств внаслідок захворювання або травми, не пов'язаної з нещасним випадком на виробництві та нарахування до єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на суму лікарняних, включаються до інших операційних витрат.

До фінансових витрат належать витрати по сплаті відсотків за користування отриманими кредитами та витрати, пов'язані із запозиченнями, для цілей основної діяльності. Розподіл фінансових витрат здійснюється в залежності від мети запозичення коштів. У разі необхідності сплати енергоносіїв (газу) фінансові витрати в повному обсязі прямо відносяться на виробництво теплової енергії; у разі необхідності виплати заробітної плати фінансові витрати розподіляються пропорційно фонду заробітної плати за видами діяльності (виробництво, транспортування, постачання).

Зазначимо деяку різницю у складі витрат за видами діяльності.

*Діяльність з виробництва теплової енергії* – технологічний процес з використання теплотворної спроможності палива, продуктом якого є тепла енергія у вигляді гарячої води – теплоносія заданих параметрів. Цей вид діяльності є найбільш енергоємним. До прямих матеріальних витрат з виробництва теплової енергії включаються витрати, пов'язані з використанням палива (газу, вугілля тощо) для виробництва теплової енергії, витрати на електроенергію для технологічних потреб виробництва теплової енергії та реактивної електроенергії; вартість купованої теплової енергії (переробки палива у теплову енергію), яка придбавається в інших суб'єктів господарювання відповідно до укладених договорів. Витрати на холодну воду, послуги водовідведення, витрати на хімреагенти для забезпечення технологічного процесу виробництва теплової енергії.

До складу прямих витрат на оплату праці включаються витрати на оплату праці виробничого персоналу котелень, нарахування єдиних внесків, амортизація. До складу прямих загальновиробничих витрат на виробництво включаються: витрати, пов'язані з управлінням процесу виробництва теплової енергії, а саме витрати на оплату праці персоналу, який зайнятий управлінням, забезпеченням та обслуговуванням процесу виробництва теплової енергії (керівники, фахівці, технічні службовці та робітники) нарахування до єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, оплата службових відряджень, витрати з підготовки та перепідготовки кадрів та ін.).

*Діяльність з транспортування теплової енергії* – це технологічний процес з передавання теплової енергії від теплоджерела до систем теплоспоживання, використовуючи рух теплоносія магістральними та місцевими (розподільними) тепловими мережами до систем теплоспоживання. Транспортування теплової енергії здійснюється завдяки технологічному устаткуванню насосних станцій, що забезпечують пропускну спроможність магістральних теплових мереж, забезпечують необхідний тиск перед споживчими системами; технологічному устаткуванню центральних та групових теплових пунктів, що забезпечують розподіл та подальше транспортування теплової енергії від магістральних мереж місцевими мережами, а також підігрів та транспортування гарячої води до споживачів. Гаряче водопостачання, як передача частини теплової енергії, отриманої від теплоджерела, здійснюється завдяки технологічному устаткуванню центральних, групових та індивідуальних теплових пунктів з подальшим транспортуванням місцевими тепловими мережами. До прямих матеріальних витрат з транспортування теплової енергії включаються витрати на електроенергію для технологічних потреб обладнання (насосних станцій,

центральных, індивідуальних, групових пунктів та магістральних камер) для транспортування теплової енергії та реактивної електроенергії.

*Витрати на холодну воду та водовідведення.* До статті «Хімреагенти» включаються витрати, пов'язані з використанням хімреагентів для забезпечення технологічного процесу транспортування теплової енергії на ЦТП.

До складу прямих витрат на оплату праці включаються витрати на оплату праці виробничого персоналу ЦТП, ІТП, магістральних камер, насосних станцій, магістральних та місцевих мереж, нарахування єдиного внеску, амортизація. До складу прямих загальновиробничих витрат на транспортування включаються витрати, пов'язані з управлінням процесу транспортування теплової енергії, а саме витрати на оплату праці персоналу, який зайнятий управлінням, забезпеченням та обслуговуванням процесу транспортування теплової енергії (керівники, фахівці, технічні службовці та робітники), інші заохочувальні та компенсаційні виплати, нарахування до єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, оплата службових відряджень, витрати з підготовки та перепідготовки кадрів).

*Повна собівартість постачання теплової енергії* включає витрати, пов'язані зі збутом теплової енергії. До прямих матеріальних витрат з постачання теплової енергії включаються як витрати на електроенергію для освітлення приміщень теплозбутових підрозділів та витрати на холодну воду, водовідведення, на господарчо-побутові потреби теплозбутових підрозділів.

До складу прямих витрат на оплату праці включаються витрати на оплату праці персоналу, зайнятого збутом теплової енергії, нарахування єдиних внесків, амортизація. До складу прямих загальновиробничих витрат на постачання включаються витрати, пов'язані з управлінням та обслуговуванням процесу постачання теплової енергії, а саме – витрати на оплату праці персоналу, який зайнятий обслуговуванням процесу постачання теплової енергії (робітники та водії), нарахування до єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, оплата службових відряджень, витрати з підготовки та перепідготовки кадрів). Собівартість теплової енергії визначається, як сума витрат з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії. Формування одноставкових тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання здійснюється шляхом визначення вартості вироблення, транспортування та постачання одиниці (1 Гкал) теплової енергії, яка складається з планованих витрат, що включаються до повної собівартості, розрахованих відповідно до вимог Порядку, і планованого прибутку.

Розрахунок одноставкових тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання проводиться шляхом ділення суми річних

планованих витрат, що включаються до повної собівартості, та річного планованого прибутку на планований річний обсяг реалізації теплової енергії, визначений річними планами виробництва, транспортування та постачання теплової енергії.

Одноставкові тарифи на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії розраховуються ліцензіатами та встановлюються уповноваженими органами окремо для кожного виду ліцензованої діяльності, який провадить ліцензіат. Для ліцензіатів, які здійснюють реалізацію теплової енергії споживачам, встановлюються тарифи на теплову енергію за групами споживачів. Розрахунок одноставкових тарифів на виробництво теплової енергії, транспортування, постачання містить плановані річні витрати, що включаються до виробничої собівартості, адміністративні витрати, інші операційні витрати, фінансові витрати, що стосуються відповідного виду діяльності ліцензіата.

Розрахунок одноставкових тарифів на виробництво теплової енергії проводиться шляхом ділення суми планованих річних витрат, що включаються до повної собівартості, та планованого річного прибутку від діяльності з виробництва теплової енергії на планований річний обсяг її реалізації споживачам.

До окремих прямих витрат, що включаються лише до тарифів на виробництво теплової енергії, належать:

- витрати на паливо (газ, мазут, вугілля, торф, інші види технологічного палива), активну і реактивну електричну енергію, що використовуються для технологічних потреб під час виробництва теплової енергії;

- витрати на придбання теплової енергії в інших суб'єктів господарювання та/або встановлена НКРЕ повна планована собівартість теплової енергії, виробленої власними теплоелектроцентралями, тепловими електростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та такими, що працюють з використанням нетрадиційних або відновлюваних джерел енергії;

- витрати на холодну воду для виробництва теплової енергії (плануються відповідно до державних і галузевих нормативів (норм), визначених в установленому порядку для технологічних потреб, зокрема, підживлення та наповнення мереж, регенерацію фільтрів, гідравлічні випробування власних теплових мереж і обладнання, промивання теплових мереж і систем) та відповідні витрати на водовідведення.

До інших витрат, що включаються до повної собівартості тарифів на виробництво теплової енергії, належить решта прямих витрат, загальновиробничі витрати виробничої собівартості, адміністративні витрати, інші операційні витрати, фінансові витрати, що плануються для включення до



тарифів на виробництво теплової енергії відповідно до вимог цього Порядку. Витрати на збут не плануються.

Розрахунок тарифів на транспортування теплової енергії проводиться шляхом ділення суми планованих річних витрат, що включаються до повної собівартості, та планованого річного прибутку від ліцензованої діяльності з транспортування теплової енергії на суму планованих річних обсягів реалізації теплової енергії споживачам та корисного відпуску з власних мереж теплової енергії інших ліцензіатів.

*До окремих прямих витрат*, що включаються лише до тарифів на транспортування теплової енергії, належать:

– витрати на активну і реактивну електричну енергію для технологічних потреб транспортування теплової енергії;

– витрати на транспортування власної теплової енергії іншими суб'єктами господарювання;

– витрати на холодну воду для технологічних потреб транспортування теплової енергії (плануються відповідно до державних і галузевих нормативів (норм), визначених в установленому порядку для технологічних потреб, власних теплових мереж і обладнання, та відповідні витрати на водовідведення;

– витрати на обслуговування та ремонт теплових пунктів, які є власністю ліцензіата та/або знаходяться у нього в користуванні;

– витрати на періодичну перевірку, опломбування, обслуговування та ремонт (включаючи демонтаж, транспортування і монтаж після перевірки, опломбування та розпломбування) засобів обліку теплової енергії, які є власністю ліцензіата та/або знаходяться у нього в користуванні.

Розрахунок одноставкових тарифів на постачання теплової енергії проводиться виходячи з планованих річних витрат, що включаються до виробничої собівартості, адміністративних витрат, витрат на збут, інших операційних витрат, фінансових витрат, що стосуються лише цього виду діяльності ліцензіата, шляхом ділення суми планованих річних витрат, що включаються до повної собівартості, та планованого річного прибутку діяльності з постачання теплової енергії на планований річний обсяг реалізації теплової енергії споживачам, включаючи надавачів комунальних послуг із централізованого опалення та гарячого водопостачання. Окремими витратами, що включаються лише до повної собівартості тарифів на постачання теплової енергії, є витрати на збут теплової енергії. Решта витрат повної собівартості планується для включення до тарифів на постачання теплової енергії. Одноставкові тарифи на теплову енергію, що реалізується споживачам, є сумою тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії.

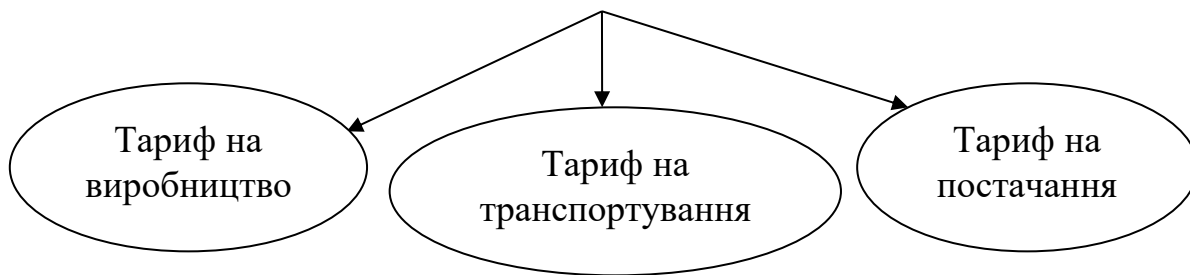


Рисунок 1.23 – Складова тарифу на теплову енергію

*Тарифна теплову енергію для споживача* визначається як сума тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії (рис. 1.23). Якщо ліцензіат здійснює одночасно виробництво, транспортування та постачання теплової енергії, тариф на теплову енергію повинен дорівнювати відношенню суми загальних річних планованих витрат, що включаються до повної собівартості, та загального річного планованого прибутку від ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії до річного планованого обсягу її реалізації споживачам, зокрема надавачам комунальних послуг із централізованого опалення та гарячого водопостачання.

Для встановлення одноставкових тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання ліцензіат подає уповноваженому органу в друкованому та електронному вигляді заяву і розрахунки тарифів на планований період за встановленими такими органами формами з відповідними розрахунками, підтвердними матеріалами і документами, що використовувалися під час їхнього проведення. Розрахунок необхідної кількості теплової енергії виконується на підставі Норм і вказівок по нормуванню витрат палива й теплової енергії на опалення житлових і суспільних споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні (КТМ 204 України 244-94), і з урахуванням фактичної температури зовнішнього повітря в місцевості за останні 5 років та температури холодної води, режимів теплоспоживання, фактичних теплових навантажень згідно з укладеними договорами з юридичними особами та коефіцієнта співвідношення фактичного споживання теплової енергії згідно з приладами обліку та розрахункової потреби для споживачів без приладів обліку.

Витрати теплової енергії на власні потреби розраховуються відповідно до Норм і вказівок по нормуванню витрат палива й теплової енергії на опалення житлових і суспільних споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні КТМ 204 України 244-94 (максимальний розмір запланованих витрат не повинен перевищувати 2,2 % від виробленої теплової енергії).

Втрати тепла під час транспортування теплової енергії в теплових мережах затверджуються відповідним Управлінням Облдержадміністрації регіону (далі – ОДА) на плановий рік та встановлюються у відсотках від обсягу відпущеної

теплоенергії в мережі, однак для розрахунку річного плану у деяких випадках приймаються у розмірі, узгодженому НКРЕКП.

*Формування статті витрат «Паливо»* здійснюється виходячи з планового обсягу виробництва теплової енергії та розрахункових загальновиробничих норм питомих витрат, затверджених ОДА (кг.у.п./Гкал), а також діючих цін на природний.

Теплотворна спроможність природного газу приймається на підставі листів постачальників природного газу, вугілля – на підставі звітності за попередній рік за Формою 11-мп. До розрахунку також включаються витрати палива на технологічні потреби, які відносяться в повному обсязі до виду ліцензійної діяльності з виробництва теплової енергії.

*Витрати на придбання теплової енергії в інших суб'єктів господарювання* плануються відповідно до укладених договорів, виходячи з необхідного обсягу покупної теплової енергії, передбаченого річним планом виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, і діючих цін підприємств-постачальників, а також встановленої НКРЕКП повної планової собівартості теплової енергії, виробленої власною теплоелектроцентраллю (у разі її наявності у складі підприємства).

Витрати на покупку теплової енергії повністю відносяться до ліцензійного виду діяльності з виробництва теплової енергії.

*Витрати на електроенергію* розраховуються відповідно до норм питомих витрат електричної енергії на плановий рік, які затверджуються відповідним Управлінням ОДА (питомі витрати електроенергії приймаються у розмірах, узгоджених НКРЕКП) на виробництво теплової енергії кВт/год/Гкал та на транспортування для забезпечення роботи технологічного устаткування.

Обсяг споживання активної електроенергії з розподілом за класами напруги на виробничі потреби приймається за обсягами на рівні фактичних за попередній рік, водночас фактичні витрати по статі «Електроенергія» визначаються виходячи з показань приладів обліку електроенергії, розташованих на об'єктах виробництва та транспортування теплової енергії. Тариф на активну електроенергію приймається за класами напруги за останній місяць перед поданням на розгляд документів щодо розрахунку тарифів до НКРЕКП.

*Витрати на воду та водовідведення* для власних потреб підприємства розраховуються на підставі існуючих нормативів, визначених в установленому порядку для технологічних потреб, зокрема, підживлення та наповнення мереж, регенерації фільтрів, живлення парових котлів, гідравлічних випробувань власних та технологічних мереж і обладнання, промивання теплових мереж і систем, охолодження технологічного обладнання та на водовідведення за встановленими тарифами на воду та водовідведення, які визначені

уповноваженими на це органами, а також укладеними договорами. Разом із тим обсяги води та водовідведення розподіляються за видами ліцензійної діяльності на такі цілі: *виробництво теплової енергії* – живлення парових котлів, регенерація фільтрів, компенсація втрат мережної води через нещільність теплових мереж та приєднаних до них систем на котельні, охолодження технологічного обладнання котельні; *транспортування* – наповнення мереж опалення і приєднаних до них систем після ремонтів та гідровипробувань, поповнення втрат води в мережах гарячого водопостачання і охолодження технологічного обладнання. Обсяг стічних вод визначається відповідно до обсягів спожитої води розрахунковим шляхом (відповідно до паспорту водного господарства об'єкта) або на підставі приладів обліку. До визначеного обсягу стічних вод додається обсяг стічних вод, що утворилися внаслідок атмосферних опадів, який визначається відповідно до площі об'єкта. Загальний обсяг водовідведення розподіляється по факту між видами діяльності відповідно до належності об'єкта з його територією до певного виду діяльності між основним виробництвом та загальноексплуатаційними витратами. Витрати на зливові стоки приймаються у відсотках до обсягів водовідведення згідно з фактичними даними за останні 5 років. До собівартості виробництва, транспортування, постачання теплової енергії можуть включатися витрати на утримання теплових пунктів, котелень та ін. (якщо такі є) на підставі підписаних договорів на експлуатацію. *Ці витрати розподіляються* між видами ліцензійної діяльності залежно від віднесення основних фондів до певного виду ліцензійної діяльності, а саме на виробництво теплової енергії (утримання котелень), на транспортування (утримання теплових пунктів та ін.).

*Витрати на матеріали (хімреагенти)* розраховуються згідно з існуючими нормативами, кошторисами витрат на придбання хімреактивів, фактичних витратних накладних та рахунків, а також режимних карт роботи на катионітних фільтрів по котельним тощо.

Розподіл витрат на матеріали (хімреагенти) між ліцензійними видами діяльності здійснюється з урахуванням відповідності технологічному процесу виробництва та транспортування теплової енергії та з віднесенням до конкретного об'єкта спрямування цих витрат. Витрати на хімреагенти для приготування мережної води, що використовується для підживлення теплових мереж теплопостачання та живлення парових котлів, відноситься до виробництва теплової енергії, заповнення мереж теплопостачання, поповнення втрат мережної води в мережах опалення після гідровипробувань та ремонтів – відноситься до транспортування теплової енергії. Витрати на хімреагенти для консервації котлів відносяться на виробництво теплової енергії. Витрати на хімреагенти для профілактичної дезінфекції баків-акумуляторів (резервуарів)

гарячої води розподіляється між ліцензійними видами діяльності відповідно до належності об'єкта до певного виду діяльності (на котельні – до виробництва теплової енергії, на ЦТП – до транспортування теплової енергії).

*Витрати на оплату праці* визначаються відповідно до Закону України «Про оплату праці» та виходячи з чисельності персоналу підприємств за штатним розписом безпосередньо зайнятого в технологічному процесі виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, встановлених тарифних ставок (посадових окладів), з урахуванням діючої системи оплати праці, визначеної в Колективному договорі та з урахуванням зміни рівня мінімальної заробітної згідно з Законом України «Про державний бюджет на рік»), а також коефіцієнтів співвідношення тарифної ставки 1 розряду по галузі до мінімальної заробітної плати відповідно «Галузевої угоди між Міністерством з питань житлово-комунального господарства України та Центральним комітетом профспілки працівників житлово-комунального господарства, місцевої промисловості, побутового обслуговування населення України на рік».

Розподіл витрат на оплату праці працівників підприємства між ліцензійними видами діяльності здійснюється залежно від фактичного розподілу персоналу підприємства за штатним розписом з прив'язкою персоналу до місця його безпосередньої роботи, назвою спеціальності (професії) та обов'язків, зазначених у посадовій чи виробничій інструкції. Перелік персоналу з розбивкою за видами діяльності може бути визначено у наказі «Про облікову політику». Чіткого розподілу витрат на оплату праці між видами діяльності Порядком не передбачено. Витрати на оплату праці приймаються до розгляду НКРЕКП у разі їхньої відповідності вимогам Постанови Нацкомпослуг від 18.05.2012 № 181 «Про затвердження механізму визначення витрат на оплату праці», який має певні недоліки.

*Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування* визначається у відсотках від фонду оплати праці на підставі Закону України «Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування». Сума витрат по цій статті розподіляється за видами ліцензійної діяльності відповідно до фонду оплати праці.

*Розрахунок амортизаційних відрахувань* виконується на підставі даних податкового обліку за групами основних виробничих фондів і матеріальних активів відповідно до Податкового кодексу України. Для достовірності наводиться Податкова декларація з податку на прибуток по підприємству з додатками.

Амортизація необоротних активів основних засобів (нематеріальних активів), які використовуються у разі впровадження кількох видів діяльності, зокрема здійснення виробничих процесів, технологічно пов'язаних з кількома

видами діяльності, розподіляються з використанням обраної бази розподілу, визначеною в наказі «Про облікову політику» підприємства.

Планова сума амортизаційних відрахувань на рік є одним з джерел фінансування Інвестиційної програми підприємства на плановий рік.

*Витрати на виконання ремонтів* визначаються згідно з пооб'єктним технічним планом на рік, затвердженим керівником підприємства-ліцензіата та раніше приймалися в межах, що не перевищували 10 % залишкової вартості основних фондів підприємства по податковому обліку станом на початок планового року відповідно до Податкового кодексу України (на цей час ця норма у Податковому Кодексі відсутня).

*Загальновиробничі витрати* визначаються з урахуванням витрат на оплату праці відповідно до рівня мінімальної заробітної плати на підставі Закону України «Про державний бюджет на рік» та на виконання вимог Постанови НКРРКП від 18.05.2012 № 181 зі змінами від 07.10.2020, а також відповідно до укладених договорів, за фактичними витратами й обсягами споживання послуг, палива, матеріалів, канцтоварів та інших, визначених Порядком. Загальновиробничі витрати розподіляються між видами діяльності на виробництво, транспортування, постачання теплової енергії пропорційне прямим витратам.

*Адміністративні витрати* розраховуються з урахуванням витрат на оплату праці відповідно до рівня мінімальної заробітної плати на підставі Закону України «Про державний бюджет на рік» та на виконання вимог Постанови НКРРКП від 18.05.2012 № 181 зі змінами від 07.10.2020, а також відповідно до укладених договорів, за фактичними витратами й обсягами споживання послуг, палива, матеріалів, канцтоварів та інших, визначених Порядком. До складу адміністративних витрат включаються загальногосподарські витрати, спрямовані на обслуговування та управління підприємством. Розподіл адміністративних витрат між видами ліцензійної діяльності здійснюється пропорційно до виробничої собівартості.

*Фінансові витрати.* До складу фінансових витрат включаються витрати на погашення частки відсотків за користування кредитами згідно з укладеними договорами з банківськими установами, виходячи з розрахункової суми кредитних коштів, що були спрямовані на відповідні цілі підприємством (наприклад, виплату заробітної плати працівникам, розрахунки з енергопостачальниками тощо). Витрати, які враховуються у статті «Фінансові витрати», розподіляються між ліцензійними видами діяльності пропорційно до фонду оплати праці у разі використання кредиту на виплату заробітної плати, або на виробництво чи транспортування теплової енергії, залежно до яких договорів з енергопостачальниками здійснювався розрахунок за рахунок кредитних коштів.

*Розрахунковий прибуток:* визначається як сума коштів понад суму повної планової собівартості, що передбачається для фінансування інвестицій за інвестпрограмою і погашення основної суми запозичень для здійснення ліцензованої діяльності.

*Формування тарифів на послуги з централізованого опалення* здійснюється на підставі річних даних щодо обсягів надання послуг із централізованого опалення, які визначаються окремо для житлових будинків із будинковими приладами обліку теплової енергії та для житлових будинків без будинкових приладів обліку теплової енергії, розрахованих відповідно до вимог КТМ 204 України 244-94, з приведенням розрахунків обсягів теплової енергії на опалення до умов ДСТУ-НБВ.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія».

*Формування тарифів на послуги з централізованого постачання гарячої води* підприємствами здійснюється відповідно до річних планів надання таких послуг, економічно обґрунтованих планових витрат, визначених на підставі державних нормативів (норм) витрат ресурсів, техніко-економічних розрахунків та кошторисів, ставок податків і зборів (обов'язкових платежів) та цін у плановому періоді. До складу тарифів на послуги з централізованого опалення входять: вартість теплової енергії, витрати на утримання абонентських служб (витрати на оплату праці, відрахування на соціальні заходи, інші витрати абонентської служби: амортизаційні відрахування, витрати на утримання, експлуатацію, страхування, операційну оренду основних засобів, утримання та експлуатацію транспортних засобів, витрати на охорону праці, витрати на послуги зв'язку та ін., податки та цільові збори), послуги банку, решта витрат.

*Тариф на послуги з централізованого постачання гарячої води* розраховується виходячи із вартості теплової енергії, затвердженої для відповідної категорії споживачів, та вартості послуг із централізованого водопостачання, що використовуються для надання послуг із централізованого постачання гарячої води, з урахуванням втрат теплової енергії та води в мережах централізованого постачання гарячої води, визначених в установленому законодавством порядку відповідно до міжгалузевих, галузевих та регіональних методик, інших документів щодо нормування витрат та втрат ресурсів, якими передбачені особливості технологічних процесів конкретного виробництва. До витрат на послуги з централізованого постачання гарячої води входять витрати на придбання води для послуг із централізованого постачання гарячої води, витрати на періодичну перевірку квартирних засобів обліку, послуги банку, утримання абонентської служби, решта витрат.

До повної планованої собівартості послуг із централізованого постачання гарячої води включаються визначені відповідно до вимог Податкового кодексу України витрати на амортизацію, ремонт та інше поліпшення основних фондів.

Витрати теплової енергії на циркуляцію у розподільних, внутрішньобудинкових мережах і рушникосушильниках визначаються за розрахунком окремо для кожного будинку, а за відсутності таких розрахунків – як стала частка загальної суми витрат теплової енергії, що припадає на будинок, у такому розмірі:

- 10 % – за відсутності рушникосушильників;
- 20 % – за умови підключення рушникосушильників до систем гарячого водопостачання.

Підприємства можуть застосовувати двоставкові тарифи на послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води з відповідним підтвердженням навантаження. Планування витрат, що включаються до повної собівартості послуг із централізованого опалення та постачання гарячої води, здійснюється з урахуванням витрат операційної діяльності та фінансових витрат, пов'язаних з основною діяльністю. Плановані витрати формуються відповідно до стандартів бухгалтерського обліку, затверджених Мінфіном.

*Формування тарифів на теплову енергію, послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води здійснюється ліцензіатами НКРЕКП відповідно до постанови Про встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та послуги з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню суб'єктами господарювання, які є виконавцями цих послуг від 25.06.2019 № 1174.*

З урахуванням зазначеного вище, постановою НКРЕКП від 01.07.2016 № 1214 затверджено Порядок урахування витрат теплової енергії в теплових мережах у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання, яким передбачено впровадження механізму стимулювання теплопостачальних підприємств до скорочення фактичних витрат теплової енергії до розрахункових значень з одночасним диференційованим врахуванням різниці між фактичними і розрахунковими втратами теплової енергії при встановленні тарифів на теплову енергію та затвердженням програми зниження фактичних витрат теплової енергії для кожного конкретного підприємства. Крім того, Наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 10.04.2018 № 86 було затверджено Методику визначення технологічних нормативів витрат та втрат гарячої води у системах централізованого постачання гарячої води, яка дає змогу проводити розподіл між обсягами технологічних нормативів витрат та втрат гарячої води при виробництві гарячої води у центральних або індивідуальних теплових пунктах та котельнях, транспортуванні та наданні послуг із централізованого постачання гарячої води.



Відповідно до діючого законодавства визначено розрахунковий тариф на виробництво, транспортування, постачання теплової енергії для різних категорій:

- для потреб бюджетних установ (рис. 1.24);
- для потреб інших споживачів (рис. 1.25);
- для потреб релігійних організацій (рис. 1.26);
- для потреб населення (виконавці послуг).

До структури тарифу на транспортування та виробництво входять такі матеріальні витрати, як вода на технологічні потреби та водовідведення (рис. 1.27).

Зокрема, ст.10 Закону України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», статтею 31 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» та статтею 20 Закону України «Про теплопостачання» визначено, що тарифи на комунальні послуги суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках повинні забезпечувати відшкодування всіх економічно обґрунтованих планованих витрат на їхнє виробництво з урахуванням планованого прибутку. Встановлення цін / тарифів на житлово-комунальні послуги нижче розміру економічно обґрунтованих витрат на їхнє виробництво не допускається.

Крім того, ст.15 Закону України «Про теплопостачання» визначено, що державне регулювання діяльності у сфері теплопостачання провадиться, зокрема у формі регулювання тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії з урахуванням змін цін на енергоносії та інших витрат.

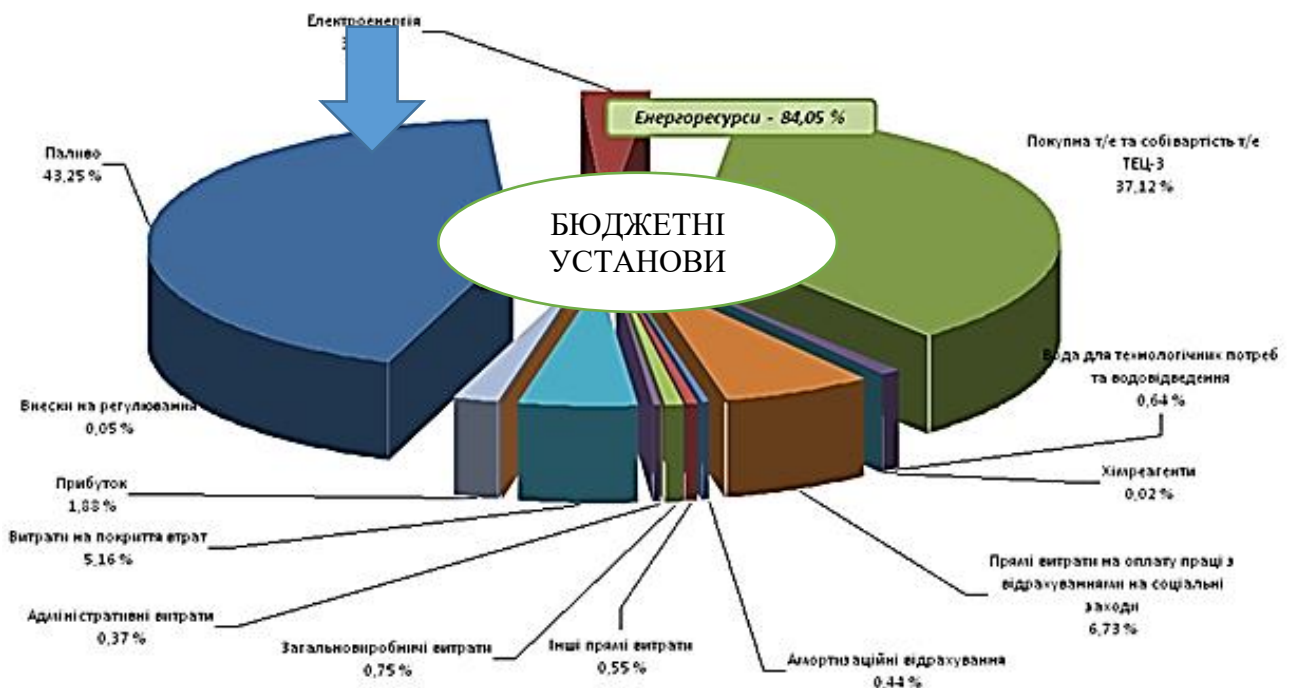


Рисунок 1.24 – Структура розрахункового тарифу на виробництво, транспортування, постачання теплової енергії для потреб бюджетних установ

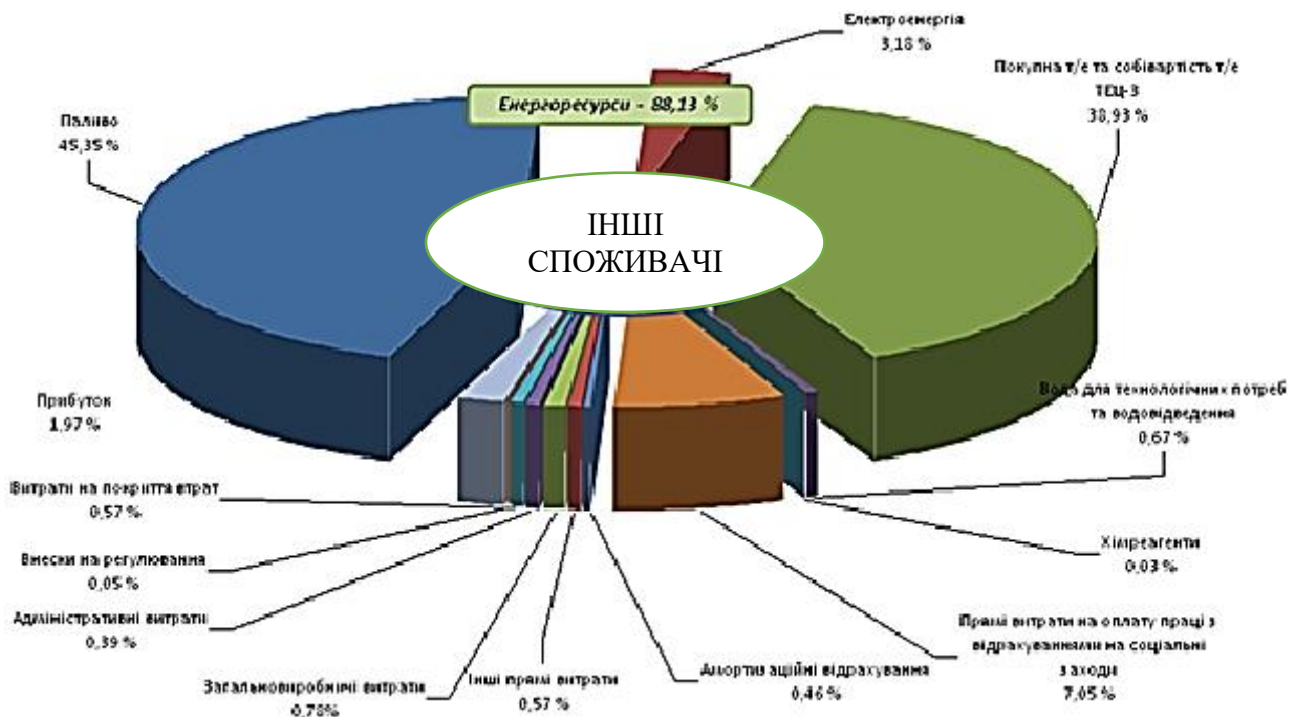


Рисунок 1.25 – Структура розрахункового тарифу на виробництво, транспортування, постачання теплової енергії для потреб інших споживачів

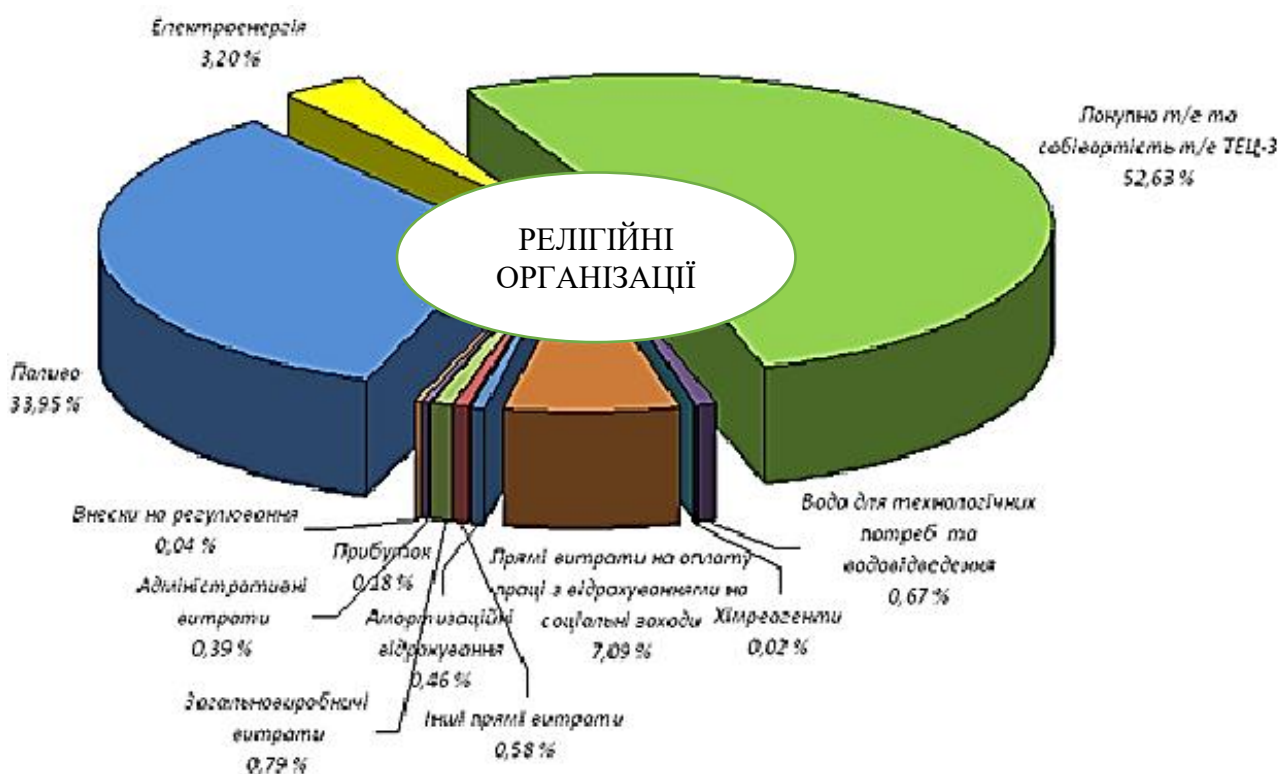


Рисунок 1.26 – Структура розрахункового тарифу на виробництво, транспортування, постачання теплової енергії для потреб релігійних організацій

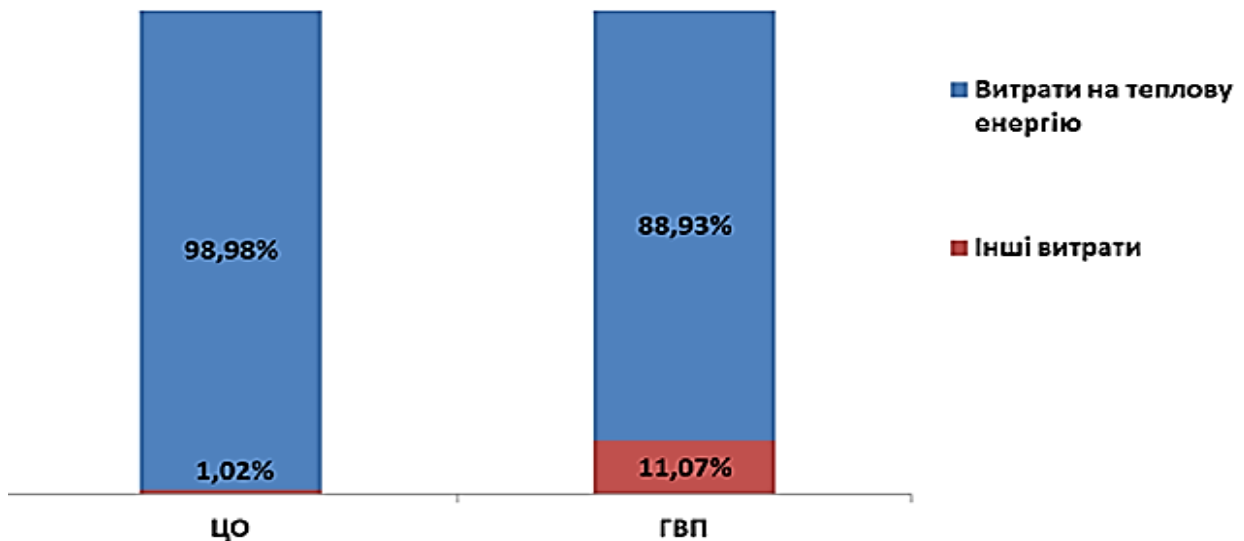


Рисунок 1.27 – Частка витрат на теплову енергію у структурі середньозважених тарифів на послуги централізованого опалення та гарячої води для потреб населення, % [186]

Таким чином, приведення тарифів на теплову енергію до економічно обґрунтованого рівня є необхідним заходом для належного функціонування суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, які забезпечують споживачів життєво необхідними послугами.

*Витрати та втрати в системах централізованого теплопостачання.* Окремо варто зазначити, що на сьогодні питома вага витрат на паливо (природний газ) та покупну теплову енергію, собівартість виробництва власних ТЕЦ, ТЕС, КГУ у структурі середньозваженого тарифу на теплову енергію станом на 01.01.2019 року для потреб населення складає більше 86 % для бюджетних установ 82 %, а для інших споживачів (крім населення) 85 % (діаграми), а частка вартості теплової енергії у структурі собівартості послуг із централізованого опалення та постачання гарячої води для населення складає, відповідно, близько 99 % та 89 % (рис. 1.27) [186].

Частка витрат на інші витрати для централізованого гарячого водопостачання складає 11,07 % порівняно 1,02 % для центрального опалення. Таким чином для відшкодування інших витрат необхідно мати обґрунтовані витрати та втрати в системі централізованого гарячого водопостачання для можливості їхнього подальшого відшкодування для підприємства.

Нами досліджено ситуацію щодо експлуатації системи централізованого теплопостачання м. Харкова. Харків є другим за розмірами містом України із населенням 1,5 млн чоловік. У старовинних кварталах більшість будинків одно- та п'ятиповерхові. У відносно сучасних районах міста зосереджені п'яти, дев'яти та шістнадцятиповерхові житлові будівлі. У місті переважно теплове навантаження припадає на житловий сектор. Окремі промислові зони

споживають незначну кількість тепла. Комунальне підприємство «Харківські теплові мережі» становить потужний теплоенергетичний комплекс з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії споживачам.

На сьогодні підприємство має на балансі та експлуатує:

- ТЕЦ-3 – виробництво теплової та електричної енергії – 1 шт.;
- локальні та квартальні котельні – 250 шт.;
- районні централізовані котельні – 4 шт.;
- центральні теплові пункти та ІТП – 297 шт.;
- насосні станції – 11 шт.;
- теплові мережі у 2-трубному обчисленні – 1 634,0 км;
- сумарна теплофікаційна потужність котелень та ТЕЦ-3 – 4 337,7 Гкал/год;
- зокрема теплофікаційна потужність ТЕЦ-3 – 1 031 Гкал/год.

До складу КП «Харківські теплові мережі» входять 11 експлуатаційних філій, які розміщені в адміністративних районах міста, Роганська філія та філія «Теплоелектроцентрально-3». «Теплоелектроцентрально-3» є виробничою одиницею підприємства, що здійснює виробництво електричної та теплової енергії, районні та Роганська філії є основними виробничими одиницями підприємства, які здійснюють експлуатацію теплових мереж, котельного устаткування, обладнання насосних станцій і теплових пунктів (центральної, індивідуальних), забезпечують їхню стабільну роботу й функціонування, а також постачання теплової енергії споживачам певного адміністративного району.

У м. Харкові прийнята замкнена схема теплопостачання. Сформована система теплопостачання містить у собі кілька видів схем, пов'язаних між собою і в той же час функціонуючих автономно та повністю автономних. Найбільш розвинена система централізованого теплопостачання (далі – СЦТ), що дозволяє здійснювати взаємодію різних джерел виробництва теплової енергії: теплоелектроцентралей з районними й квартальними котельнями. Централізованим теплопостачанням охоплені найбільш благоустроєні райони міста із забудовою переважно багатопверховими будинками. Від теплових джерел відходять магістральні теплові мережі за радіально-кільцевим принципом.

Теплові мережі СЦТ дозволяють взаємодіяти тепловим джерелам. При цьому кожне теплогенераторне має свою окрему зону теплопостачання. В експлуатації підприємства знаходиться 1 603 км теплових мереж у двотрубному вимірі діаметром до 1 200 мм, прокладених у підземних прохідних, напівпрохідних і непрохідних каналах, а також надземна на естакадах. Більшість теплотрас прокладено в непрохідних залізобетонних каналах з ізоляцією з мінеральної вати, яка часто пошкоджується з різних причин. Теплотраси не

всюди захищені від проникнення ґрунтових і інших вод, які пошкоджують теплоізоляцію, призводять до корозії металу трубопроводів та конструкцій, а також до появи свищів і розриву труб з витокom теплоносія. У СЦТ задіяні 11 НПС сумарною споживаною електричною потужністю більше 25 МВт, передбачених для збільшення пропускної здатності теплових мереж та забезпечення необхідних гідравлічних режимів у кінцевих точках. У складі підприємства знаходиться 9 теплопостачальних філій, які розташовані в кожному адміністративному районі міста, філія ТЕЦ-3 та допоміжні служби, які забезпечують стабільне функціонування підприємства. Встановлена теплова потужність власних джерел підприємства становить більше 4,5 тис. Гкал/год. Теплову енергію виробляють 249 котельні і ТЕЦ із загальною кількістю котлів – 601. Наразі всі котельні працюють на газоподібному паливі, основне теплове навантаження несуть котли великої та середньої теплової продуктивності: ПТВМ-180, ПТВМ-100, ПТВМ-50, ПТВМ-30, ТВГ, КВГ та і інші.

Найпотужнішими тепловими джерелами є ТЕЦ-3, з теплопродуктивністю 1 353 Гкал/год і районні котельні: Салтівського житлового масиву (780 Гкал/год), Шевченківського району (300 Гкал/год) і Слобідського (Комінтернівського) району (400 Гкал/год), а також ТЕЦ-4 (680 Гкал/год), що працює в режимі котельні. Споживачі, які розташовані поза зоною централізованого теплопостачання, обслуговуються локальними і квартальними котельнями в межах одного або декількох кварталів, а також вбудованими підвальними котельнями – у межах однієї або декількох будівель. До теплових мереж підключені 203 ЦТП та 86 ІТП, на яких здійснюється підігрів води на потреби централізованого гарячого водопостачання й розподіл теплоносія по внутрішньоквартальним тепловим мережам до теплових пунктів місцевих систем опалення споживачів. На потреби гарячого водопостачання використовується холодна вода якості «питна». У більшості теплових пунктів використовуються пластинчасті теплообмінники. Вода із системи гарячого водопостачання для більшості житлових та громадських будівель проходить підігрів на рівні теплових пунктів та розподіляється через систему трубопроводів. Термін експлуатації більшості теплових пунктів перевищує 20 років. За обсягами теплопостачання комунальне підприємство «Харківські теплові мережі» є одним з найбільших підприємств в Україні, а СЦТ залишається найбільш розвиненою, порівняно з іншими містами СНД. КП «Харківські теплові мережі» здійснює виробництво, транспортування й розподіл теплової енергії для всіх груп споживачів Харкова, підключених до централізованого теплопостачання, зокрема більш ніж 6 100 житловим будинкам. Послуги з гарячого водопостачання надаються більш ніж 880 тис. жителям. Річне виробництво

теплової енергії підприємством становить понад 5 млн Гкал, і ще близько 2 млн Гкал купується у інших виробників, здебільшого це Харківська ТЕЦ-5.

У м. Харків передбачені реконструкції за такими напрямками: будівництво 2 когенераційних станцій; виведення з експлуатації 12 котелень, встановлення теплових пунктів та реконструкція теплових мереж; реконструкція 58 котелень; ведення в експлуатацію парового турбогенератора та реконструкція парового котла на ТЕЦ-3; модернізація насосних станцій та котелень із реконструкцією розподільних пристроїв 6 кВ, заміною насосних агрегатів та встановленням перетворювачів частоти на електродвигунах насосних агрегатів.

На сьогодні зношеність трубопроводів теплових мереж становить більше за 70 %. Темпи старіння і зношення теплових мереж не можна порівняти з обсягами і темпами їхньої перекладки, тому існуюча динаміка має негативні показники. Відповідно до наданих даних КП «Харківські теплові мережі» (за період з 01.01.2018 до 31.12.2018), проведено аналіз стану теплопроводів залежно від діаметра для кожної філії, який наведено на рисунку 1.28–1.38.

Як показав аналіз даних, превалюють пошкодження у вигляді свища на теплопроводах діаметром 108 мм та 159 мм. Однією з причин пошкоджень може бути наскрізна корозія, що зумовлена, наприклад, підвищеною корозійною активністю опрісненої води, наявністю струмів витоку, невідповідністю якості вихідної води, впливом підвищеної температури (понад 60 °С), наявністю мікробіологічної корозії, низькою швидкістю руху води.

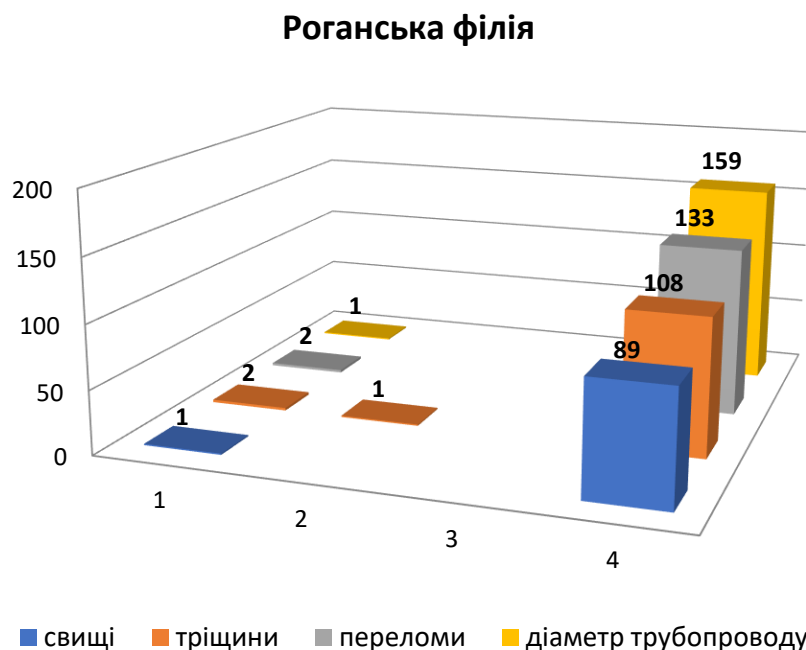


Рисунок 1.28 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Шевченківська філія

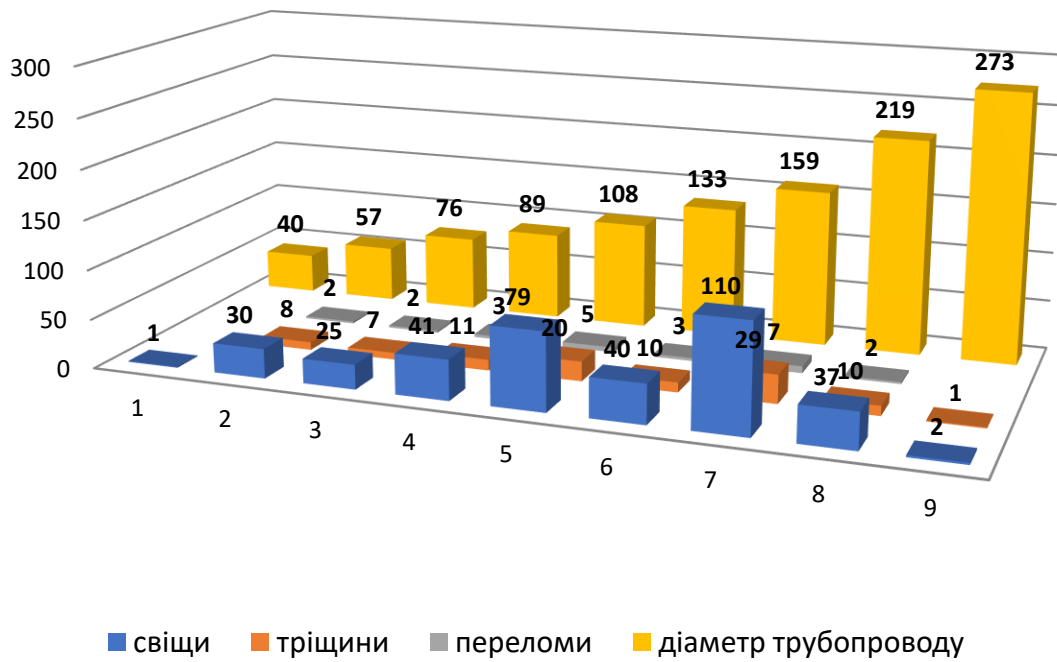


Рисунок 1.29 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Київська філія

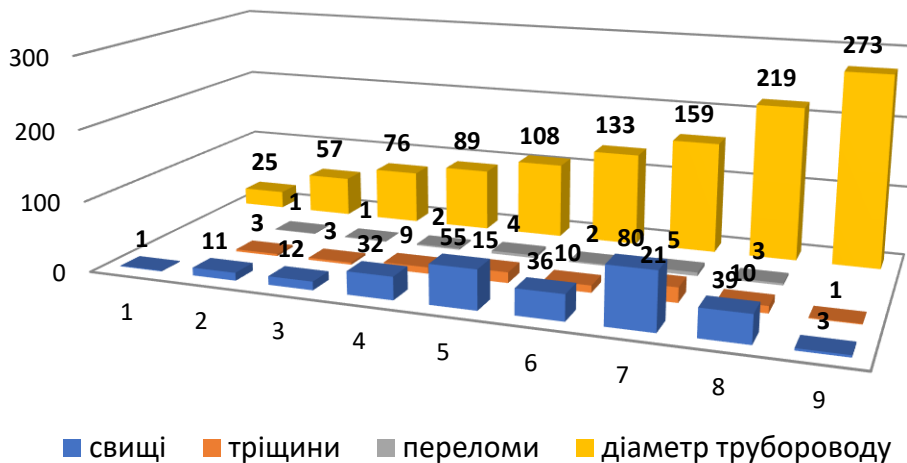


Рисунок 1.30 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Київська філія

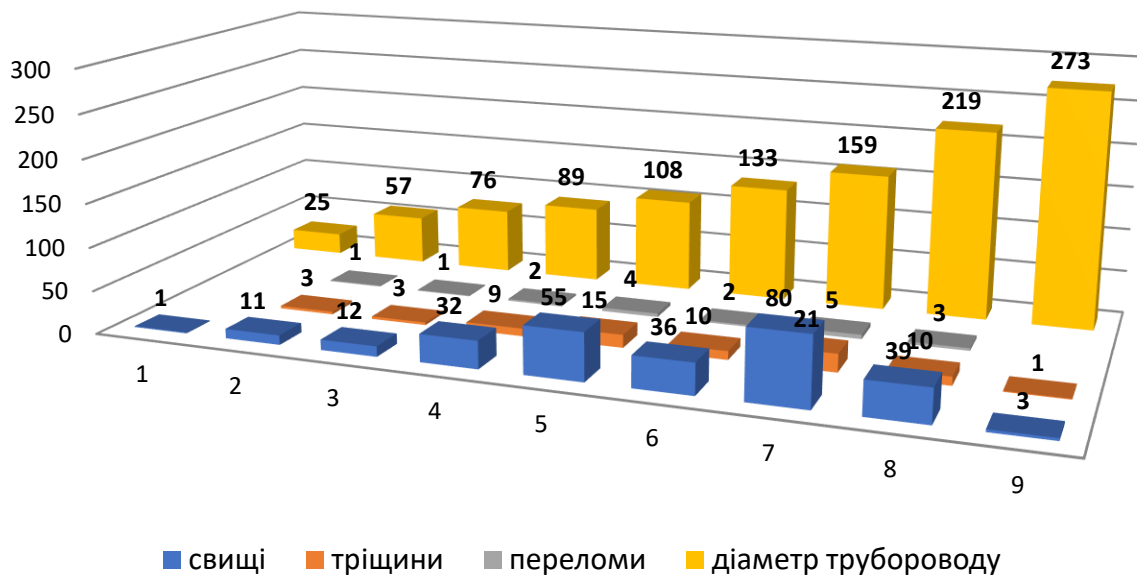


Рисунок 1.31 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Слобідська філія

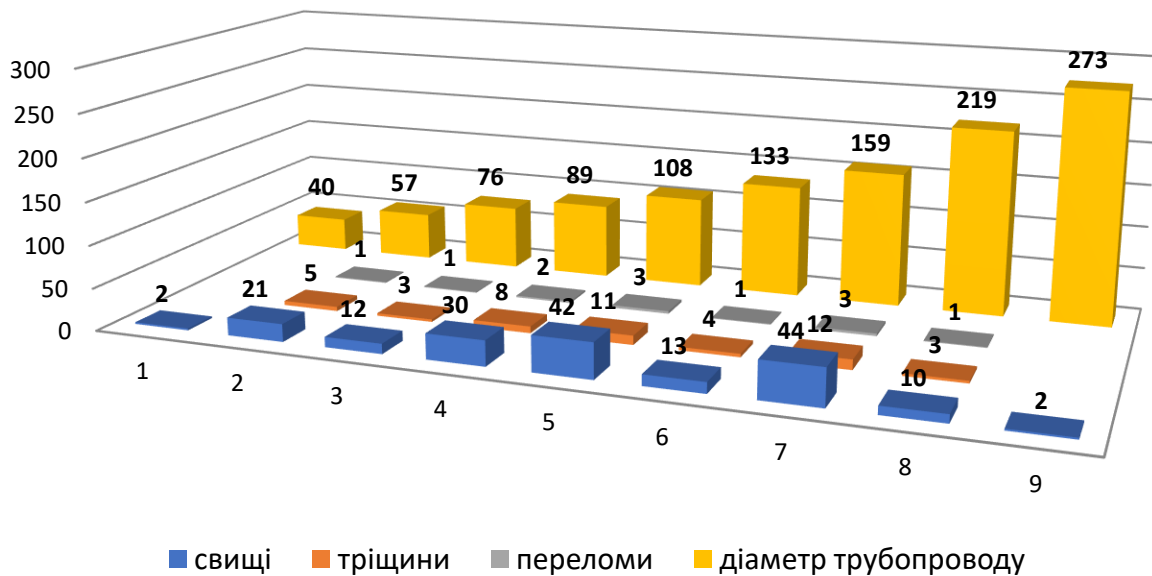


Рисунок 1.32 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання



### Холодногірська філія

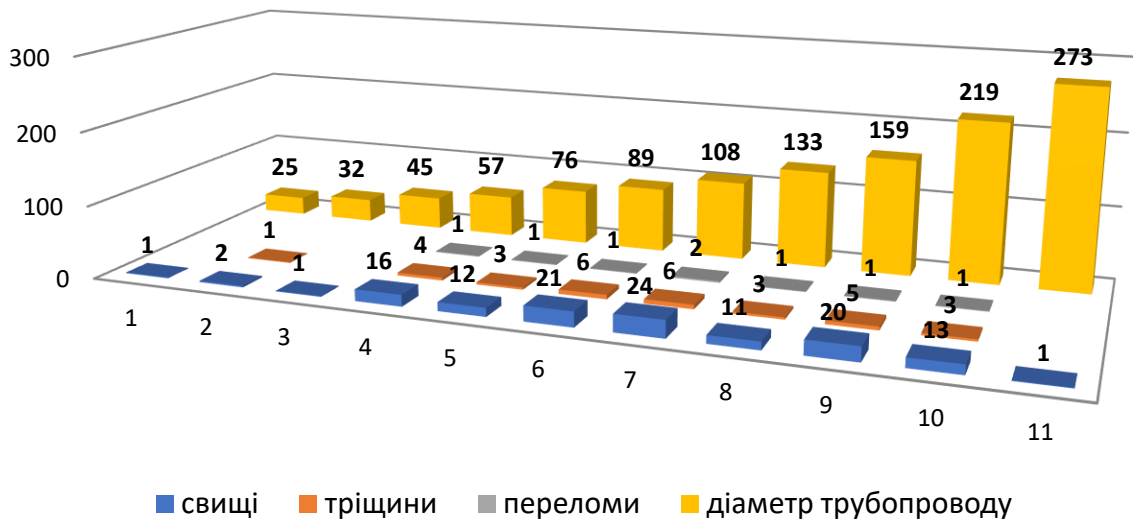


Рисунок 1.33 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Московська філія

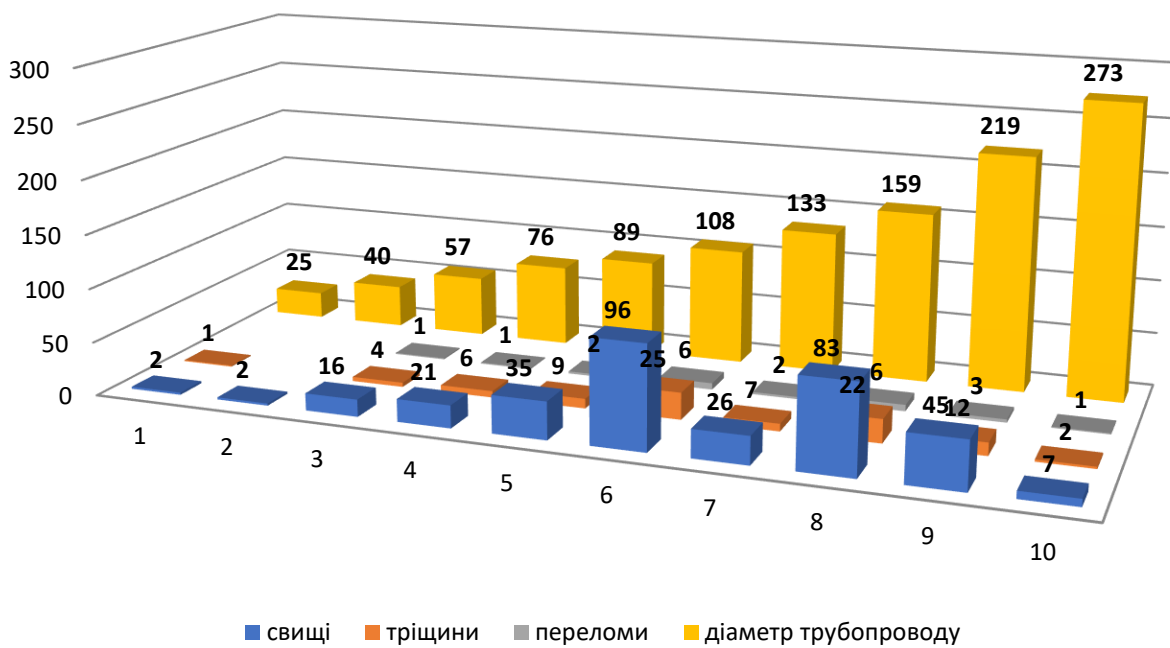


Рисунок 1.34 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Новобаварська філія



Рисунок 1.35 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Індустріальна філія

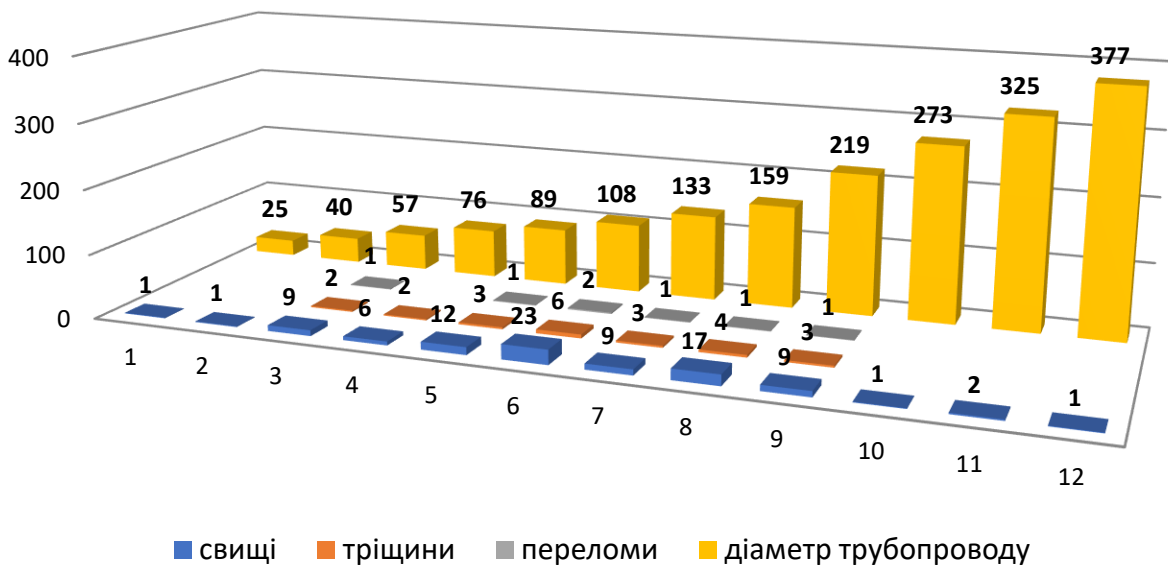


Рисунок 1.36 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Немишлянська філія

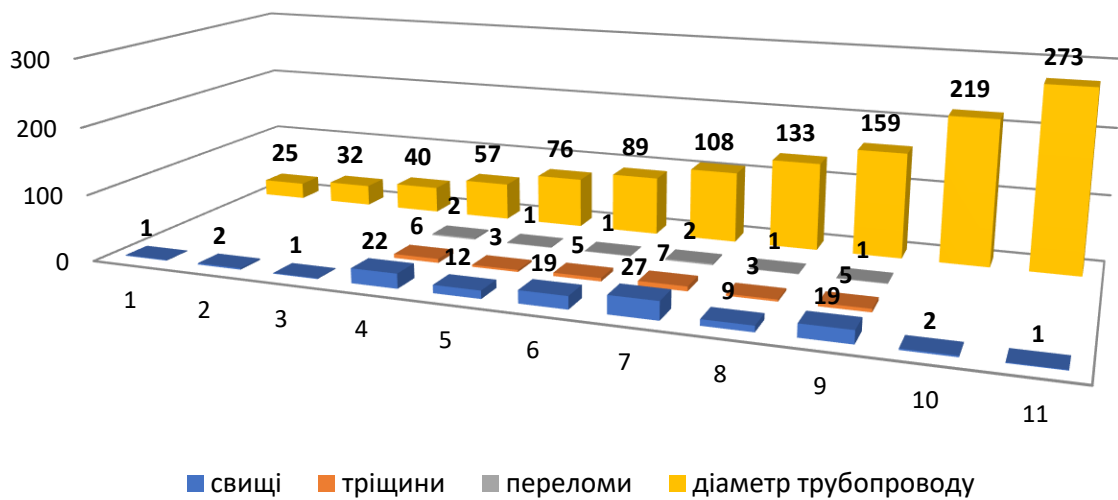


Рисунок 1.37 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

### Основянська філія

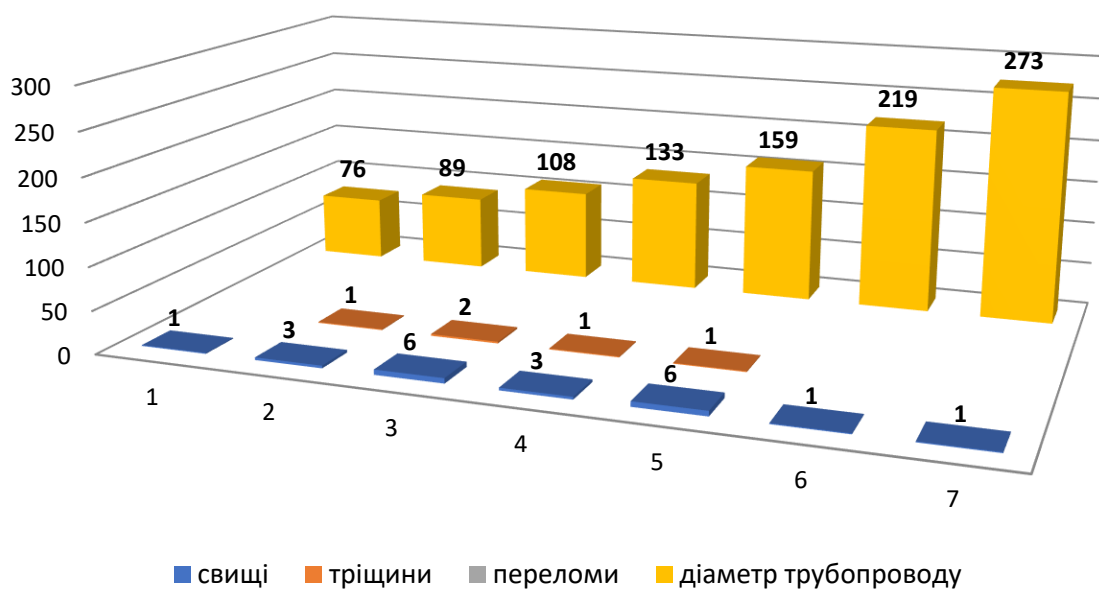


Рисунок 1.38 – Кількість аварій залежно від типу дефекту та діаметра теплопроводу гарячого водопостачання

Загальну кількість дефектів за період з 01.01.2018 до 31.12.2018 по районах подано на графіку (рис. 1.39). Виявлено, що основні витрати та втрати гарячої води складають саме витіки в результаті пошкоджень розподільних теплопроводів гарячої води (рис. 1.40).

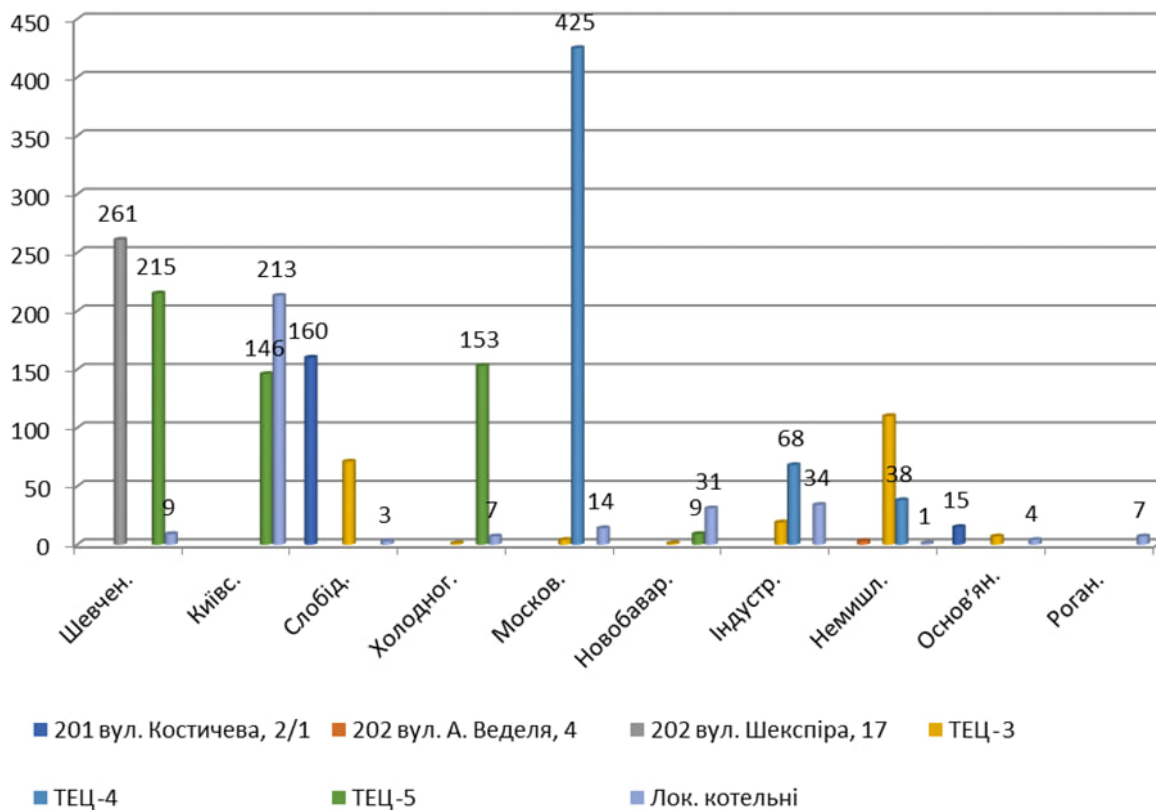


Рисунок 1.39 – Загальна кількість дефектів з 01.01.2018 до 31.12.2018 по районах внутрішньоквартальних мереж

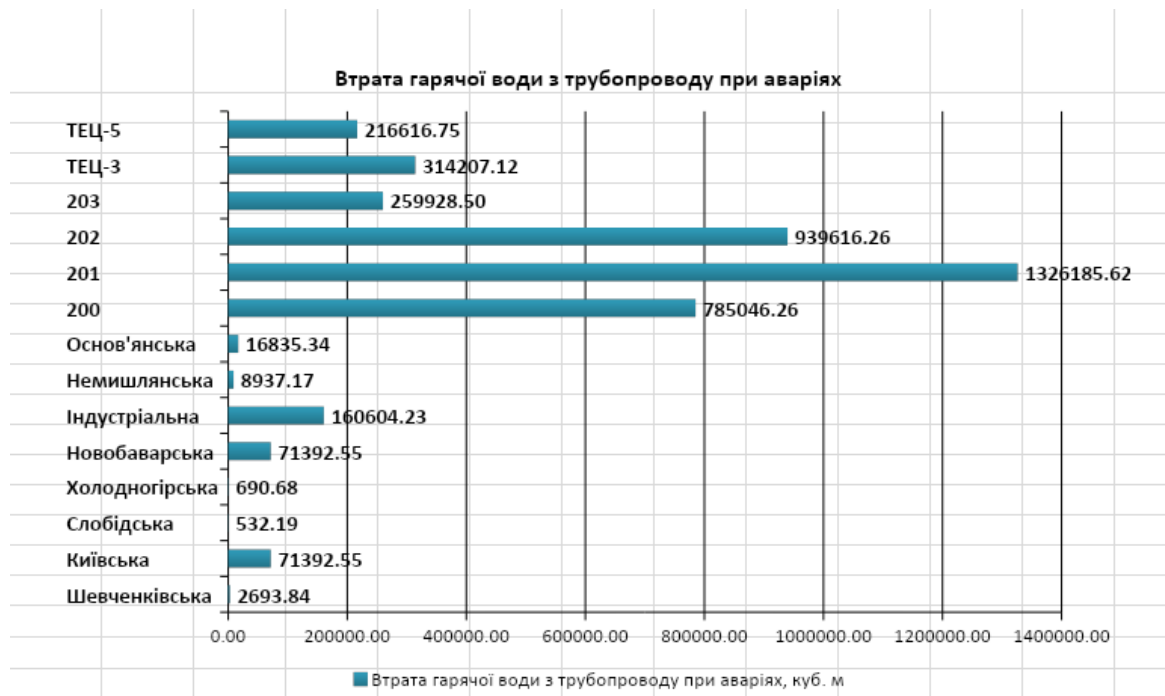


Рисунок 1.40 – Втрати гарячої води з трубопроводу при аваріях комунального підприємства «Харківські теплові мережі»

## **2 МОДЕЛІ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

### **2.1 Аналіз сучасних видів та схем підключення відновлювальних джерел енергії до систем централізованого тепlopостачання**

Для швидкого переходу мережі ЦТ на інші джерела енергії Директива про відновлювальні джерела енергії повинна забезпечити таке:

1. Сприяти розвитку системи ЦТ та стимулювати модернізацію вже існуючих мереж: більш активне впровадження ЦТ дозволить значно скоротити витрати на енергосистему завдяки використанню доступних місцевих ресурсів для опалення й охолодження, а також дозволить скоротити дорогий імпорт енергоресурсів. Більшість існуючих мереж Європи мають високі показники втрати тепла й потребують кращого регулювання розподілу тепла та холоду.

2. Визначити показник неминучих втрат тепла та холоду, що має дорівнювати показнику тепла і холоду, вироблених завдяки використанню ВДЕ. Такий підхід стимулюватиме ринок інвестувати в низькотемпературні мережі та відновлення значної кількості надлишкового тепла й холоду, наприклад, від холодильних систем і промислових процесів, яке в іншому випадку залишилось би невикористаним.

3. Забезпечити постачання в мережу надлишкового тепла, що виробляється такими комерційними суб'єктами, як супермаркети та центри обробки даних, за справедливу винагороду.

Уряд затвердив Методику розроблення схем тепlopостачання населених пунктів України від 02.10.2020 № 235, у якій визначено, що є ефективне ЦТ – система ЦТ, що використовує мінімум 50 % відновлюваної енергії, 50 % скидної теплової енергії, 75 % теплової енергії, виробленої у процесі когенерації, або 50 % сукупності такої енергії та тепла. Варто зазначити, що Енергетичною стратегією України до 2035 року передбачено збільшення ВДЕ до 25 %. За даними Енергетичного балансу 2019 року частка енергії, вироблена з ВДЕ, у кінцевому енергоспоживанні склала 8,1 %, зокрема: в електроенергетиці – 10,9 %; у системах опалення – 9,0 %; у транспортному секторі – 3,1 % (рис. 2.1).

Тепlopостачання через теплові мережі – важлива складова успіху теплового переходу в цілому, оскільки саме воно має низку переваг у щільно заселених агломераціях. Залучення екологічних джерел тепла інколи вимагає наявності великих площ, тому такі проєкти краще реалізовувати на навколишній місцевості. Оскільки через мережі можна розділити виробництво та споживання, можливим є використання площ і за межами щільно заселених агломерацій. Ефект масштабування уможливорює економічне та екологічне використання установок.

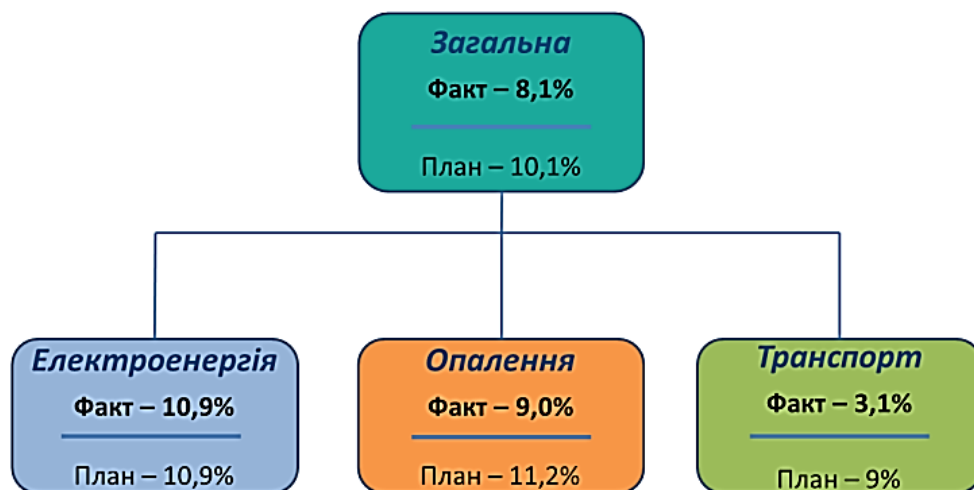


Рисунок 2.1 – Частка ВДЕ у кінцевому енергоспоживанні 2019 році, яку розраховано відповідно до вимог Директиви 2009/28/ЄС [171]

Крім цього, завдяки тепломережам і використанню технологій секторального об'єднання можна забезпечити ефективне об'єднання електричної енергії, газу, тепла та холоду. У майбутньому – особливо з огляду на зростання частки електроенергії з ВДЕ – більше уваги приділятиметься поданню в мережі тепла, виробленого з електроенергії на установках Power-to-Heat або на великих теплових насосах. Завдяки цьому створюється гнучка основа для використання різних технологій виробництва та різного палива, а також для секторального об'єднання, і все це сприяє системному підходу до інноваційного забезпечення теплом і електрикою. Шлях розвитку системи централізованого теплопостачання потребує переходу до систем четвертого та п'ятого покоління. Цей розвиток повинен враховувати розумну енергетичну систему, що охоплює також побудові системи опалення, вентиляції і кондиціонування, промислові процеси та електроенергію. Це означає, що агрегати повинні бути достатньо гнучкими, щоб забезпечити в майбутньому розумне налаштування. Ці та інші вимоги породжують кілька властивостей центрального опалення, гарячого водопостачання нового покоління, які було вивчено фахівцями. Ось деякі характерні риси систем 4-го і 5-го поколінь:

- забезпечення низькотемпературним централізованим теплопостачанням для потреб гарячого водопостачання і опалення приміщень;
- розподіл енергії в системі з мінімальними втратами в мережі;
- повторне використання відпрацьованої енергії та інтегрування поновлюваних джерел енергії;
- поєднання з розумними енергетичними системами;
- відповідне планування та визначення структури видатків, готових до майбутньої сталості енергетичних систем;
- накопичення більших об'ємів енергії;

– сприяння використанню централізованого теплопостачання для перетворення теплової енергії, застосування теплових pomp для підвищення ефективності мережі та їхнього використання одночасно з потребою в охолодженні.

Системи централізованого опалення й охолодження нового покоління схиляються до децентралізованого виробництва холоду і тепла з використанням усіх наявних місцевих джерел енергії.

Політику деяких місцевих органів влади зосереджено на дослідженні наступних питань з метою створення і просування колобійної економіки:

- вивчення використання низькопотенційного тепла від промисловості або житла;
- сприяння використанню тепла стічних вод або відпрацьованого тепла з очисних споруд;
- збільшення використання відпрацьованої енергії;
- сприяння використанню місцевої біомаси зі сталого її виробництва;
- інтегрування низькопотенційної геотермальної енергії, де це можливо;
- збільшення використання сонячної теплової енергії як частини повної мережі централізованого опалення;
- поєднання вітрової і сонячної фотоелектричної енергії з нагрівальними приладами (тепловими pompami або котлами);
- збільшене використання зберігання теплової енергії для значного зменшення споживання енергії з мережі;
- підвищення ролі нових споживачів. Просументи = виробники і споживачі в одній особі.

Нова концепція мережі базується на відкритій системі, де всі учасники можуть бути виробниками або споживачами теплової енергії. Це оптимізує всю систему виробництва тепла та зменшує загальний попит на енергію в мережі.

З погляду потенціалу включення ВДЕ у теплову генерацію показовим для України є приклад сусідньої Литви, де 2000 року частка енергії, виробленої за допомогою альтернативних видів палива, зокрема з твердої біомаси та відходів, складала 3 %, тоді як 2020 року це значення сягнуло вище 56 %. Джерела, що використовували природний газ як паливо, суттєво знизили роль у виробництві тепла – з понад 80 % у загальній структурі виробництва тепла у 2000-му році, до менш як 20 % у 2020 році. Загальна частка ВДЕ в системах централізованого теплопостачання Литви наразі становить більше 80 % [83].

Особливу увагу привертають можливості застосування великомасштабних ТН для розширення частки ВДЕ в ЦТ. Наприклад, можна використовувати ТН великої потужності для утилізації низькопотенційного тепла циркуляційної води

ТЕЦ. Для порівняння, витрата циркуляційної води на ТЕЦ-6 м. Києва для однієї градирні в зимовий період складає 28,500 м<sup>3</sup>/год, що може зробити теплонасосну станцію на базі цієї ТЕЦ однією з найбільших в Європі [60]. Така концепція реалізована на ТЕЦ Simmering (Відень), що знаходиться в управлінні Wien Energie GmbH, найбільшого постачальника енергії в Австрії. Теплонасосна станція складається з двох однакових компресорних установок компанії «FrioTherm». Використовуваний холодоагент – R1234ze. Теплова потужність установки 27-40 МВт. Таким чином, це найпотужніший ТН в Центральній Європі на сьогодні (початок монтажу – листопад 2017 року, введений в експлуатацію наприкінці 2018 року). Температура джерела тепла від 6 °С до 27 °С, самих джерел кілька: контур охолодження електростанцій і Дунайський канал. Температура на виході – 95 °С, що є стандартною температурою в радіаторній системі опалення. Середнє значення COP – 3. Сума інвестицій – 15 млн євро. Включення теплонасосної станції в систему централізованого тепlopостачання міста дозволило скоротити викиди CO<sub>2</sub> на 40 тис. т/рік.

Коротко зауважимо також, що низькопотенційне тепло технологічних процесів ТЕЦ є далеко не єдиним джерелом, що використовується ТН. Поступове загальне зниження температур мережі відкриває шлях для інших джерел низькопотенційного тепла, що раніше не використовувались. Для прикладу – геотермальної енергії та скидного тепла від промислових процесів – див. реалізований проєкт теплової насосної станції у м. Гельсінкі під парком Katri Vala, що у 2018 р. забезпечила 8 % виробництва тепла в місті [175].

Як і в системах другого покоління, у третьому поколінні ТЕЦ відіграють ключову роль, але тут до загальної конструктивної складової додається теплова акумуляція. Завдяки використанню акумуляторів тепла ТЕЦ може знизити комбіноване виробництво, коли в системі багато електроенергії від ВДЕ, але разом із тим споживачі будуть забезпечені необхідною кількістю тепла.

Перелічимо переваги теплової акумуляції, характерні для всіх видів ТЕЦ:

- великомасштабні теплові акумулятори можуть дозволити повністю зупинити ТЕЦ у вихідний день, коли в мережі присутня надмірна кількість електроенергії, а тепло може подаватися з акумуляторів;

- акумулятор компенсує добові коливання навантаження, які пов'язані не тільки з системою ГВП, але і з коливаннями, викликаними зниженням температури зовнішнього повітря в нічний час і, відповідно, з роботою індивідуальних теплових пунктів;

- скорочується час запуску і зупинки ТЕЦ, мінімізуються пікові потужності;

- уможлиблюється експлуатація ТЕЦ у номінальному режимі «найхолодніший день», коли частина навантаження може бути покрита з допомогою акумуляторів;



– акумулятор тепла може підтримувати статичний тиск у мережі централізованого теплопостачання і виконувати функцію розширювального резервуара, водночас ТЕЦ може працювати в базовому режимі навіть за серйозних аварійних ситуацій на мережі до їхнього усунення;

– підвищена динаміка ТЕЦ, можливість оптимальної роботи на енергоринку з високою часткою ВДЕ.

Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних енергосистемах (ЕС) на основі ВДЕ обумовлюється такими факторами:

- 1) рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їхнього потенціалу;
- 2) кліматометеорологічними умовами;
- 3) структурою систем постачання та використання енергії;
- 4) вимогами до якості електричної та теплової енергії;
- 5) типом та параметрами навантаження;
- 6) вимогами до погодинного графіка енергопостачання;
- 7) економічними та екологічними факторами.

Але відновлювані джерела енергії мають і суттєві недоліки, що гальмує прискорення їхнього використання. Основними із них є такі:

- а) низька густина енергії в одиниці об'єму;
- б) значні зміни їхнього енергетичного потенціалу в часі та географії користування;
- в) наявність суттєвих інженерно-технічних проблем у створенні ефективних технологій отримання енергії і, як наслідок, висока її собівартість.

Проект Національного плану дій до 2030 р. Цей план визначає, що частка енергоносіїв, вироблених з ВДЕ, у структурі загального кінцевого енергоспоживання має становити не менше як 27 % у 2030 році. Враховано стратегічну ціль із формування частки генерації з відновлюваних джерел енергії в загальному виробництві електроенергії на рівні 25 % у 2030 році, у виробництві теплової енергії об'єктами у сфері теплопостачання у 2025 році – 30 %, у 2035 році – 40 %; у транспортному секторі на рівні не менше 14 % до 2030 року.

Тепловий перехід на муніципальному рівні може відбутися лише за умови, якщо джерела відновлюваної енергії, відпрацьовані тепло та холод у майбутньому будуть інтегровані в місцеві комунальні мережі.

Розглянемо варіанти впровадження в Україні ВДЕ.

*Використання геотермії.* Використання потенціалу приповерхневого тепла землі вимагає наявності вільних площ і відбувається шляхом використання ТН, зокрема, у поєднанні з іншими генераторами тепла (наприклад, блочними ТЕЦ).



## Використання геотермії



Рисунок 2.2 – Використання геотермії та необхідна для цього техніка, а також можливий температурний діапазон [190]

Геотермічне опалення та охолодження відбуваються за допомогою геотермічних ТЕЦ і сорбційних холодильних установок. Обидві системи відповідають вимогам ринку і в поєднанні можуть поліпшити енергетичну систему, зробивши її сталою (рис. 2.2).

Вільні площі для цього в міському просторі є в наявності у вигляді приватних незабудованих територій у громадах із окремими або заблокованими будинками, здебільшого на окраїнах міст. У центрі міст використання приповерхневої геотермальної енергії практично неможливе у зв'язку зі ступенем запечаткування території або високої щільності забудови. Великі теплові насоси також надають можливості для кліматично нейтрального використання потенціалу тепла в міському просторі з залученням менших площ. Наявність конкретного потенціалу та економічність його використання великою мірою залежить від ситуації на місцях. Великий потенціал має, наприклад, використання річок і інших водойм. Саме в міському просторі привабливим і підходящим джерелом тепла для великих теплових насосів часто бувають стічні або шахтні води. Потенціал використання глибинної геотермії меншою мірою залежить від типу населеного пункту й більше – від геологічного потенціалу. Існує можливість надання глибинної геотермії в центр міст через підключення додаткових трубопроводів до мереж централізованого теплозабезпечення. Для цього необхідно здійснити реконструкцію інфраструктури тепломереж. Рівень температур відновлюваної теплової енергії від глибинної геотермії дуже різний

і залежить від локації. Це може стати перешкодою для її використання в економічних цілях. Глибинна геотермія насамперед слугує для постачання тепла в житлові будинки. Для забезпечення промисловості та малих виробництв необхідно визначити, наскільки температурний рівень і профіль навантаження може відповідати потребам у виробництві тепла та чи не варто поєднати геотермію, наприклад, з установкою, що працює на біомасі. Геотермію можна використовувати не тільки для забезпечення теплом, а і для отримання електричної енергії, у цьому разі необхідно передбачити наявність теплових і електромереж. В Україні існують дуже добрі передумови для експлуатації сорбційного холодильного обладнання, що працює на геотермії, якщо є великі потреби в холоді та високий потенціал геотермічного тепла. Потенціал ТЕЦ у поєднанні з центральними охолоджувальними мережами оцінюється в країні як помірний. Непоганим може бути і автономне використання, наприклад, сорбційних установок, підключених до центральної теплової мережі. Вони можуть знайти застосування на великих об'єктах, що потребують багато холоду, на кшталт універмагів і обчислювальних центрів. Як альтернатива використанню глибинного геотермічного тепла може розглядатися тепло, отримане за допомогою теплових насосів. Вони можуть використовувати приповерхнє тепло землі.

*Використання сонячного випромінювання.* Площа будівель, яку можна використовувати для отримання сонячної теплової енергії та фотовольтаїки, залежить – поряд із орієнтацією будинків по сторонах світу та сонячного випромінювання – від наявності дахових площ і незатінених фасадних площ. Площі даху збільшуються разом із збільшенням площі фундаменту, але зменшуються для отримання енергії. Разом із тим необхідно звертати увагу на конструкції даху та забезпечення статички будівлі. Це важливо передусім у історичних районах центру міста. Тут через вік будівлі в енергетичних цілях можна використати значно менше дахових площ. На відміну від цього даховими площами багатопверхових житлових будинків останніх десятиліть користуватися дуже легко, оскільки здебільшого такі будинки мають плоский дах, а тому їх можна практично повністю вкрити колекторами. Утім, нерідко площа даху може виявитися замалою відносно суми площ усіх поверхів. У такому разі додатково можна ефективно використати фасади, оскільки будівель із фасадами з великою площею є чимало, а якщо між будівлями відповідного населеного пункту достатня відстань, то вони менше затінені. У центрах міст будинки розташовані занадто щільно один до одного, через що відбувається затінення фасадів. Удільне отримання сонячного тепла з квадратного метра колекторів за розрахунками Федеральної асоціації енергетики та водного господарства становить у середньому 250 кВт · год/ (м<sup>2</sup> · рік).



## Геліотермальні колектори та їхнє типове використання

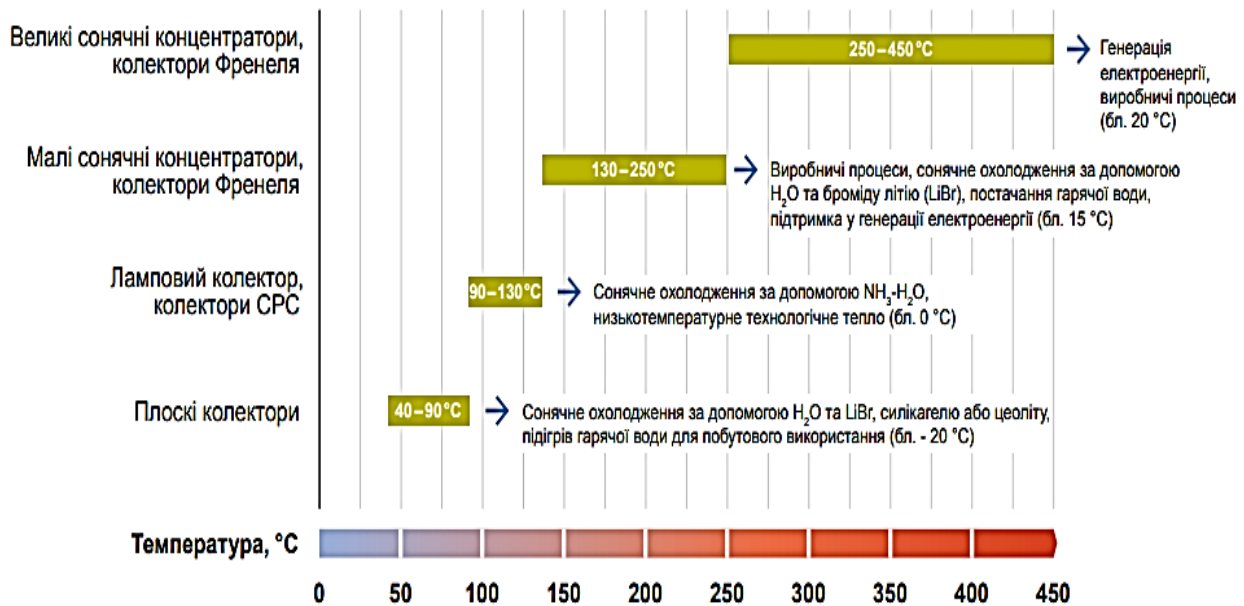


Рисунок 2.3 – Температурний діапазон сонячної теплової енергії для вироблення тепла та типові варіанти її використання [190]

Для першої оцінки геліотермального або фотовольтаїчного потенціалу певного району міста або певної будівлі в Німеччині існує так званий сонячний кадастр багатьох міст і регіонів. В Україні варто провести обговорення питання розробки такого кадастру для міст, у яких буває багато сонячних днів. Різні види геліотермальних колекторів і типові варіанти їхнього використання подані на рисунку 2.3.

Влітку сонячна тепла енергія може використовуватися для охолодження. Це відбувається за допомогою сорбційних холодильних і сонячних опалювальних установок. Обидва види обладнання відповідають вимогам ринку і в поєднанні можуть забезпечити сталий розвиток енергосистеми.

З огляду на концептуальне положення щодо використання ВДЕ в енергосистемі України, яке полягає в економії органічного палива, ВДЕ повинні заступати своєю потужністю теплові електростанції, які спалюють органічні види палива, зокрема блокові ТЕС. Ці ТЕС характеризуються поєднанням двох властивостей, які необхідні для ефективного впровадження ВДЕ в енергосистему, а саме:

- блочні ТЕС є електростанціями, що спалюють органічні види палива, і тому їхню потужність потрібно замінювати потужністю ВДЕ;
- блочні ТЕС є електростанціями, що завдяки мобільності регулювального діапазону потужності можуть повсякчасно звільняти від своєї генерації поле

навантаження при зростанні генерації ВДЕ і, навпаки, компенсувати своєю потужністю зменшення потужності ВДЕ, зберігаючи баланс потужностей генерації і споживання електроенергії.

*Використання біомаси.* Енергетичне використання біомаси передбачає різні варіанти (рис. 2.4). Водночас біомаса може бути у твердому (наприклад, пелети), рідкому (наприклад, біомазут) або газоподібному вигляді. Завдяки різним можливостям використання біомасу, як «гнучке» паливо, можна легко адаптувати до місцевих рамкових параметрів. При цьому рідка та тверда біомаса не потребує застосування інфраструктури енергозабезпечення. Це може бути перевагою особливо для територій без газових мереж.



Рисунок 2.4 – Оптимальні температурні режими для різних видів біомаси [190]

Біомасу можна використовувати в межах інтегрованих у будівлю концепцій або на теплоцентралях / у центральних котельнях для централізованого постачання тепла. При цьому комбіноване використання біомаси сприяє забезпеченню стабільності та гнучкості енергетичної системи. Завдяки енергетичному використанню біомаси, що утворюється в містах (зокрема, біологічних відходів, зелених і лісосічних відходів, уживаної деревини, побічних продуктів виробництва, шлаків), відбувається ефективно залучення наявного потенціалу. Для теплового переходу в сільській місцевості існують також рішення на основі біомаси. У поєднанні з великими сонячними опалювальними системами потреба в біомасі (наприклад, у деревині), особливо в літні місяці, може бути зменшена. Якщо установки відносно великі, необхідна наявність локальних тепломереж. Потенціал біомаси на місцевому рівні – особливо утворення біомаси – для постачання теплової енергії в міських громадах у цілому скоріше невисокий у зв'язку зі щільною забудовою.

Безпосереднє використання біомаси для теплопостачання на міських територіях часто нашоухується на спротив населення у зв'язку з навантаженням на атмосферу через експлуатацію установок і необхідність забезпечення площ

для зберігання палива. Використання біомаси в одноквартирних і двоквартирних будинках в принципі можливе, але не у великих масштабах. Але мережі централізованого теплопостачання та газові мережі дозволяють використовувати біомасу з приміських територій для забезпечення теплом міста, – якщо за містом є достатній потенціал.

Зараз в Німеччині відбувається детальне вивчення ролі біомаси в різних сценаріях. Значне збільшення теплопостачання завдяки біомасі в довгостроковій перспективі може створити проблеми з забезпеченням цього виду палива, оскільки біомаса – це сировина, кількість якої обмежена (хоча вона і належить до відновлюваних ресурсів). Особливо велику роль тут відіграє те, що конкуренцію застосуванню біомаси як палива становить її використання для виробництва продуктів харчування та в інших цілях, наприклад, як сировини для промислового виробництва або для забезпечення високотемпературних технологічних процесів. Тому кожна країна повинна розробити на національному рівні власну стратегію використання біомаси, на підставі якої можна буде визначити і роль біоенергетики як складової різноманітної та збалансованої структури теплозабезпечення. Метою має стати зважене використання сільськогосподарських площ. Крім цього, необхідно мінімізувати конкуренцію у використанні біомаси, подолати дефіцит і забезпечити її оптимальне використання в загальній системі забезпечення тепловою енергією.

*Використання електроенергії із джерел відновлюваної енергії на місцевому, регіональному та надрегіональному рівнях.* Крім того, використання електроенергії, виробленої на регіональних енергоефективних установках, наприклад, фотовольтаїчних або вітрових, відкриває можливості для кліматично нейтрального забезпечення теплом міських територій. Електроенергія може вироблятися в межах громади або в передмісті, наприклад, за допомогою установок для перетворення електроенергії в теплову (технологія Power-to-Heat/P2H), електродних котлів і теплових насосів і подаватися в будівлі централізовано або через інтегровані в будинки системи. Утім, тут необхідно враховувати можливі конфлікти щодо потенціального використання наявних площ. Поряд із цим потенціал використання теплової енергії з нульовим рівнем викиду вуглецю мають надрегіональні рішення, у яких використовується електроенергія офшорних вітроелектростанцій. При цьому перевага установок великої потужності полягає в тому, що їх можна ефективно застосовувати для недопущення проблем у мережах. Великі теплові насоси, що працюють від електрики, найвигідніше використовувати там, де є великі потужності. При цьому на вході має бути великий резервуар, наприклад, річка, чимале озеро або тепло землі. На виході краще забезпечити постійне базове навантаження у вигляді, наприклад, промислового використання (із процесом сушіння) або

плавального басейну. Викиди  $CO_2$  зменшуються за використання регенеративних джерел живлення електроенергією. В ідеальному варіанті вони мають бути постійними – так, як це буває у випадку гідроелектростанцій, насосно-акумулятивних електростанцій або біогазових установок.

*Використання відпрацьованого тепла.* У містах відпрацьоване тепло генерується у багатьох місцях. У межах промислового виробництва, утилізації відходів і процесів перетворення енергії (рис. 2.5). Частина його в деяких країнах із міркувань екологічної та економічної вигоди використовують безпосередньо в межах технологічних процесів, роботи систем або виробництва на підприємствах. Втрати якоїсь частини тепла вдається не допустити в межах енергоефективних заходів. Залишки відпрацьованого тепла температурою понад  $300\text{ }^\circ\text{C}$ , утворення якого не оминати, часто використовуються для перетворення на електричну енергію. Вважається, що наразі наявний потенціал використаний ще далеко не повністю. Оскільки в центрі уваги промислових компаній, малих підприємств, торговельних закладів і організацій, що працюють у сфері послуг, передусім перебувають їхні безпосередні справи, а не отримання тепла, використання цього потенціалу пов'язане з певними викликами. Відсутність знань про місцеві джерела відпрацьованого тепла в операторів тепломреж, зменшення відпрацьованого тепла на виробництвах, можливість нарахування тепла без  $CO_2$ , невпевненість у можливості оформлення угод і довготривала перспектива реалізації таких проєктів ускладнює проєктувальникам або операторам систем ЦТ розробку потенціалу. До того ж серйозним викликом є питання фінансового забезпечення, наявності необхідних температур і якості поставок. В усіх технологічних процесах краще не допускати утворення відпрацьованого тепла, ніж використовувати його. У довгостроковій перспективі скоротиться потенціал отримання тепла з відходів у зв'язку з їхнім зменшенням і повторним використанням (циркулярна економіка замкненого циклу), тому отримання відпрацьованого тепла від переробки відходів у сьогоднішніх масштабах буде ще можливим лише у короткостроковій або середньостроковій перспективі. Використання відпрацьованого тепла стічних вод може відбуватися або за допомогою установки з обробки технологічних вод, або безпосередньо при заборі з каналізації. Найбільший потенціал використання такого тепла існує в місцях компактного розташування багатоповерхових будинків у зв'язку з високою щільністю їхнього заселення. Тут достатньо стічних вод для того, щоб забезпечити рекуперацію тепла з каналізаційної системи, але для його використання необхідна наявність дуже високих енергетичних стандартів будівель, що часто не уявляється можливим через вік конструкцій і приписи щодо охорони історичних пам'яток у центрі міст або через соціальні структури.



## Використання відпрацьованого тепла/джерел відпрацьованого тепла

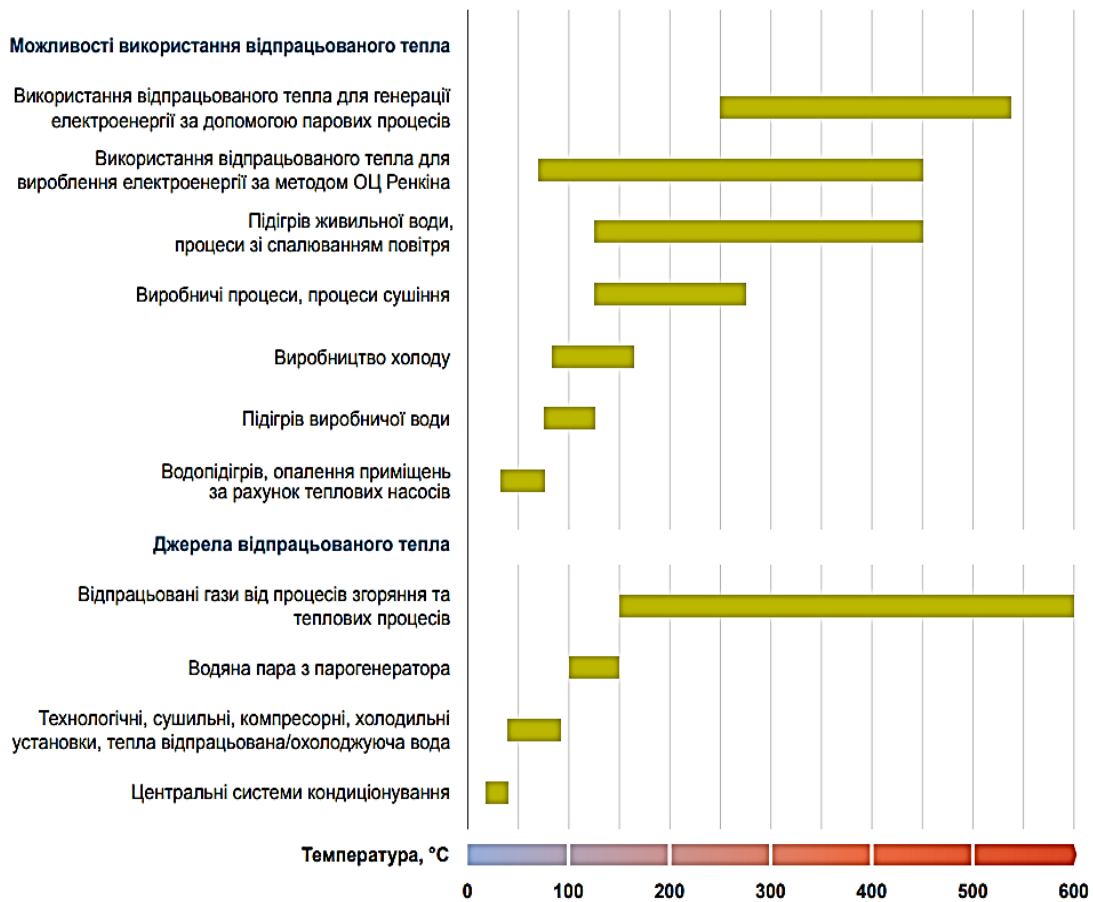


Рисунок 2.5 – Використання відпрацьованого тепла та джерел відпрацьованого тепла, типовий діапазон температур [190]

У районах менш компактної забудови використання тепла каналізаційних вод може бути цікавим хіба що безпосередньо в будинку. У більшості випадків пропускну здатність каналізації тут недостатня для використання тепла стічних вод. Тепло стічних вод може використовуватися і для охолодження, наприклад, офісних будівель, у майбутньому такий підхід набуватиме все більшого значення.

Така типологія будівель, як обчислювальні центри, у майбутньому також відіграватиме все більшу роль у зв'язку з розвитком діджиталізації, тобто потенціал використання відпрацьованого тепла таких споруд із часом зростатиме. В обчислювальних центрах тепло утворюється насамперед при охолодженні серверних приміщень. У більшій частині систем охолодження, що застосовуються тут, температура зворотного теплоносія після охолодження повітря становить 25–35 °C. У майбутньому в межах зростання виробництва водню стане можливим використання відпрацьованого тепла, що утворюється під час процесів електролізу. Низькотемпературні мережі також можна експлуатувати на рівні температур потоків відпрацьованого тепла.



Відновлюване джерело + відновлюваний перетворювач	Пряме використання (котел, Р2Н)	Тепловий насос	Газо-абсорбційний тепловий насос	Компресійний холод	Сорбційний холод	Сорбційне висушування
Електроенергія з ВДЕ	Б/М			Б/М		
Приповерхнева геотермія	Б/М	Б				
Глибинна геотермія	М	М			Б/М	Б
Виробниче відпрацьоване тепло	М	М				
Сонячна теплова енергія	Б/М	Б/М			Б/М	Б
Біомаса	М				Б/М	Б
Біогаз, водень	М		Б/М		Б/М	
Біогаз + рекуперація	М	Б/М		Б/М	Б/М	Б
Водень + паливний елемент	М	Б/М		Б/М		

■ Технології опалювання      **Б** Інтегровані в будівлю  
■ Технології охолодження      **М** Мережеві

Рисунок 2.6 – Поєднання технологій: Б – інтегрована в будівлю; М – мережі, кольори: червоний – опалення, синій – охолодження [190]

Водночас генерація тепла згідно з концепцією інтеграції в будівлю може відбуватися за допомогою децентралізованих теплових насосів. Реалізація такої концепції має переваги, зокрема, у нещільно забудованих районах (рис. 2.6). У виробничих процесах відпрацьоване тепло частково може використовуватися знову в тих самих процесах. Для цього застосовуються теплотрансформатори, у яких відбувається процес змішування відпрацьованого тепла з холодним потоком. Таким чином можна застосовувати відпрацьоване тепло з температурою нижче за 130 °С, при цьому холодний потік використовується для конденсації холодильного агента та подальшого випарювання з частиною відпрацьованого тепла. Політика підтримки ВДЕ має бути передбачуваною та стабільною, уникаючи частих або ретроспективних змін, які негативно впливають на інвестиції. Непередбачувані зміни підтримки ВДЕ впливають на витрати для фінансування проєктів і на загальну вартість реалізації таких проєктів. Отже, визначення варіанта впровадження ВДЕ в систему централізованого тепlopостачання для конкретної системи повинно обумовлюватися такими факторами:

1) рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їхнього потенціалу;

- 2) кліматометеорологічними умовами;
- 3) структурою систем постачання та використання енергії;
- 4) вимогами до якості електричної та теплової енергії;
- 5) типом та параметрами навантаження;
- 6) вимогами до погодинного графіка енергопостачання;
- 7) економічними та екологічними факторами.

Важливим питанням є також комбінування різних джерел ВДЕ з урахуванням технологічних характеристик об'єкта теплопостачання, потреб споживача, наявності надлишкового тепла, проведення енергетичного балансування.

## **2.2 Аналіз методів визначення теплової спроможності від відновлювальних джерел енергії**

### **2.2.1 Методи визначення теплової спроможності відновлювальних джерел енергії**

Сучасні методи визначення теплової спроможності ВДЕ включають низку методик і технологій. Найбільш очевидним з них є пряме вимірювання. Застосування цього методу передбачає використання спеціалізованих приладів і датчиків для визначення теплової потужності відновлюваного джерела енергії. Наприклад, у сонячних теплових системах можуть бути встановлені теплолічильники для вимірювання тепла, яке збирають сонячні панелі. Подібним чином витратоміри та датчики температури можна використовувати для вимірювання теплопередачі в геотермальних ТН. Пряме вимірювання надає точні дані про теплову потужність джерела в реальному часі. Недоліком такого підходу є складність прогнозування довготривалої поведінки системи, елементами якої є вимірюване відновлювальне джерело. Використання такого підходу недоречне в задачах проєктування систем опалення, оскільки передбачає наявність певного обладнання, характеристики якого потрібно визначити. У той же час експериментальні методи є необхідними для визначення характеристик обладнання, яке може бути складовою систем теплопостачання з інтегрованими ВДЕ. Отже, у задачах проєктування, модернізації та оптимізації такі методи мають допоміжну роль і можуть використовуватись для побудови імітаційних моделей складних систем і при верифікації числових моделей елементів таких систем.

Аналіз великих даних і методи машинного навчання (далі – МН) все частіше використовуються для оцінки теплової потужності ВДЕ. Масиви статистичних експлуатаційних даних, дані про погоду та дані про продуктивність систем опалення обробляються та аналізуються для розробки

прогнозних моделей. За такого підходу алгоритми МН використовуються для виявлення закономірностей та кореляції в даних, дозволяючи прогнозувати продуктивність системи. Такий підхід також зазвичай передбачає роботу з вже існуючою системою, що дещо обмежує можливості його застосування в задачах модернізації та оптимізації систем опалення. З іншого боку, методи МН можуть ефективно застосовуватись при побудові числових моделей зниженого порядку (ROM моделей) у ході проведення числових експериментів з використанням математичних моделей різної складності. З цього погляду вони є достатньо універсальним інструментом, але і в цьому випадку мають допоміжну роль, бо потребують попередньої розробки якісних математичних моделей як аналізованої системи, так і окремих її елементів.

З погляду універсальності та гнучкості найбільший потенціал у задачах проектування та оптимізації паливних систем мають методи математичного моделювання, що підтверджується стрімким зростанням кількості досліджень, пов'язаних із різними аспектами їхнього застосування в останні роки.

## 2.2.2 Методи математичного моделювання систем теплопостачання з інтегрованими відновлювальними джерелами енергії

Модель системи – це інструмент для відповідей на запитання про систему без експериментів. Математичні моделі, які використовуються для вивчення поведінки складних технічних систем, зазвичай пов'язані з розв'язанням більш або менш складних рівнянь. Існує два основних способи створення математичної моделі, яка описує складну систему. Перший використовує методи ідентифікації системи для пошуку відповідної системи рівнянь, які описують її поведінку. Цей тип моделей також відомий як модель «чорного ящика», оскільки він описує лише зв'язок між вхідними та вихідними параметрами без уваги до базових фізичних рівнянь. Такі моделі часто прості та дуже емпіричні [84]. Їхньою безумовною перевагою є швидкість роботи, яка дозволяє їх використовувати для імітаційного моделювання поведінки складних технічних систем практично в онлайн-режимі. З іншого боку, такі моделі зазвичай будуються на обмеженому обсязі даних і можуть призводити до значних похибок у разі спроби прогнозування поведінки модельованої системи для параметрів, які суттєво відрізняються від використаних під час її побудови.

За використання підходу «білого ящика» будуються математичні моделі елементів систем теплопостачання чи їхніх складових, які базуються на фундаментальних співвідношеннях тепло- та масообміну. Зазвичай при цьому використовуються системи рівнянь у часткових похідних, які більш або менш детально описують поведінку модельованого об'єкта. Перевагою такого підходу є теоретична можливість побудови моделей, які враховують практично всі

фактори, що впливають на поведінку досліджуваної системи. Це дозволяє створювати моделі, які адекватно відображають роботу системи при довільній комбінації вхідних параметрів. На практиці такий результат є зазвичай недосяжним. Це, з одного боку, викликано тим, що при моделюванні проблематично забезпечити повну ідентичність прийнятих та реальних крайових умов та характеристик матеріалів. З іншого боку, використання детальних моделей потребує великих обчислювальних ресурсів і для складних систем може потребувати занадто великого часу на отримання результатів. Тому застосування такого підходу в розрахунках із великою кількістю варіантів вхідних даних, що притаманно задачам проєктування та оптимізації, пов'язане з великими складнощами. Ці два крайні підходи часто об'єднують у те, що називається моделлю «сірого ящика», де модель побудована на основі основних фізичних принципів, а деякі параметри представляють невідомі значення системи. У таблиці 2.1 наведено опис основних типів математичних моделей, використовуваних для моделювання систем теплопостачання [84].

Розглянемо сучасний стан застосування математичних моделей названих типів у задачах дослідження, оптимізації та модернізації систем опалення з інтегрованими відновлювальними джерелами енергії.

### 2.2.3 Використання імітаційного моделювання в задачах дослідження сучасних систем теплопостачання

Вимоги до продуктивності та універсальності інструментів моделювання швидко зростають, оскільки для точного та надійного моделювання сучасних систем опалення, вентиляції та кондиціонування та будівельних систем потрібно більше функцій. З моменту прийняття та імплементації переробленої Директиви EPBD (2010/31/ЄС) системи виробництва відновлюваної енергії на місці та їхнє використання у виробництві енергії в будівлях для зменшення споживання первинної енергії необхідно вивчати більш ретельно [133]. Інструменти моделювання повинні відповідати цим новим вимогам для врахування локальних систем виробництва енергії з відновлюваних джерел. Для визначення характеристик обладнання для виробництва теплової енергії з використанням відновлювальних джерел достатньо часто використовують спрощені моделі типу «чорний ящик» у середовищі MATLAB Simulink [46]. Наприклад, у роботі [18] таким чином змодельовано динамічне поводження системи опалення з тепловим насосом повітря-повітря. У роботі [16] у середовищі MATLAB Simulink досліджено динаміку теплового насоса з водою та холодильним агентом як робочими рідинами. Взагалі опубліковано детальні огляди щодо застосування MATLAB Simulink для моделювання систем опалення з інтегрованими відновлювальними джерелами енергії.

Таблиця 2.1 – Характеристики моделей, що використовуються для моделювання систем теплопостачання

Тип моделі	Часова залежність входів / виходів системи	Комплексність моделі	Урахування природніх процесів	Тип рівнянь
Числова модель	Динамічний або квазістатичний стан	«білий ящик», детальна фізика	Висока	У частинних похідних, звичайні диференціальні
Імітаційна модель	Квазістатичний або стійкий стан	«сірий ящик», напівемпірична	Середня	Звичайні диференціальні, алгебраїчні
Імітаційна модель	Статичний або стійкий стан	«чорний ящик», емпірична	Низька	Алгебраїчні

Наприклад, у [110] розглянуто питання моделювання комбінованих систем опалення з особливою увагою до особливостей поєднання сонячних теплових колекторів з тепловими насосами, у [116] подано обширне дослідження моделювання та оптимізації систем централізованого опалення, у [27] – багаторічне моделювання системи опалення на основі ґрунтових теплових насосів для заданого погодинного профілю навантаження.

Програмний комплекс MATLAB Simulink є універсальним інструментом, який дозволяє моделювати поведінку різноманітних технічних систем. Як будь-яка універсальна система, вона є дещо обмеженою в можливостях моделювання порівняно зі спеціалізованими системами. Зокрема, на ринку представлено низку програм для проєктування систем опалення на базі ґрунтових ТН. Специфічні вимоги до такого програмного забезпечення обумовлені особливістю умов експлуатації таких ТН. Надійність і стабільність їхньої роботи переважно залежить від здатності відводити тепло до/від землі протягом тривалого періоду та уникнення надмірного накопичення тепла або втрати тепла в землі. Тому програма проєктування для ґрунтових теплових насосів повинна мати високу обчислювальну ефективність, яка дозволяє розраховувати перехідні ефекти протягом тривалих періодів часу [117].

Ранні програми для визначення розмірів вертикальних ґрунтових теплообмінників були представлені групою дослідників з Університету Лунда, Швеція [30, 29]. Алгоритми програм були розроблені на основі підходу Ескілсона, де температурний відгук поля свердловини перетворюється на набір безрозмірних факторів температурного відгуку. Основним недоліком програм

для інженерних додатків є недосконалий інтерфейс введення. Користувачі повинні добре знати вхідні параметри та заздалегідь виконати деякі розрахунки. Щоб полегшити використання програм Lund, була розроблена більш зручна програма «Earth Energy Designer» (EED) на тій самій основі [66]. У подальшому на базі цього підходу було розроблено програми GLNEPRO [128] та GeoStar [70]. Для моделювання теплообміну в цих програмах розрахункова зона поділялась на дві ділянки – грант поза свердловиною та область всередині свердловини. Для розрахунку температур у першій ділянці використовувались аналітичні розв'язки для напівпростору з лінійним стоком енергії, для другого – числові моделі різної складності – від одновимірних до квазітривимірних.

Загальна проблема з інструментами моделювання, які використовуються на цей момент, полягає в тому, що енергетичну ефективність систем теплових насосів та інших систем виробництва відновлюваної енергії важко точно змоделювати. Основною причиною цього є те, що інструменти моделювання зазвичай використовуються лише для моделювання чистого енергетичного попиту будівель, а також для вивчення та перевірки кліматичних умов у приміщенні. Для дослідження довготривалої сталості систем теплопостачання з відновлювальними джерелами енергії потрібні детальні та універсальні інструменти моделювання для моделювання більш складних систем виробництва енергії на додаток до чистої потреби в енергії [41]. На ринку є кілька спеціалізованих програм динамічного моделювання, наприклад, TRNSYS [114, 121], EnergyPlus [24], IDA ICE [68, 115] та ін., які можна використовувати для моделювання різних систем виробництва енергії на додаток до динамічного моделювання чистого енергетичного попиту будівель. Опубліковано детальні огляди, присвячені застосуванню та порівнянню такого програмного забезпечення [44, 125, 127]. Для вказаних програмних комплексів є характерною наявність розвинутої бібліотеки стандартних елементів та обладнання систем теплопостачання, представленого на ринку. Завдяки графічним інтерфейсам за допомогою цих бібліотек легко будуються розрахункові моделі систем теплопостачання практично довільної складності (рис. 2.7).

Незважаючи на такий розвинутий інструментарій, практичне використання вказаних програм, особливо при моделюванні складних систем, потребує ретельного налаштування розрахункових моделей, зокрема за даними натурних експериментів. Водночас розділяються задачі калібрування математичних моделей обладнання і валідації моделей систем загалом. Наприклад, у роботі [41] детально описано процес калібрування математичної моделі теплового насосу в середовищі програми IDA ICE. Для цього результати моделювання порівнювалися з реальними вимірними даними продуктивності, наданими фірмою-виробником теплового насосу.

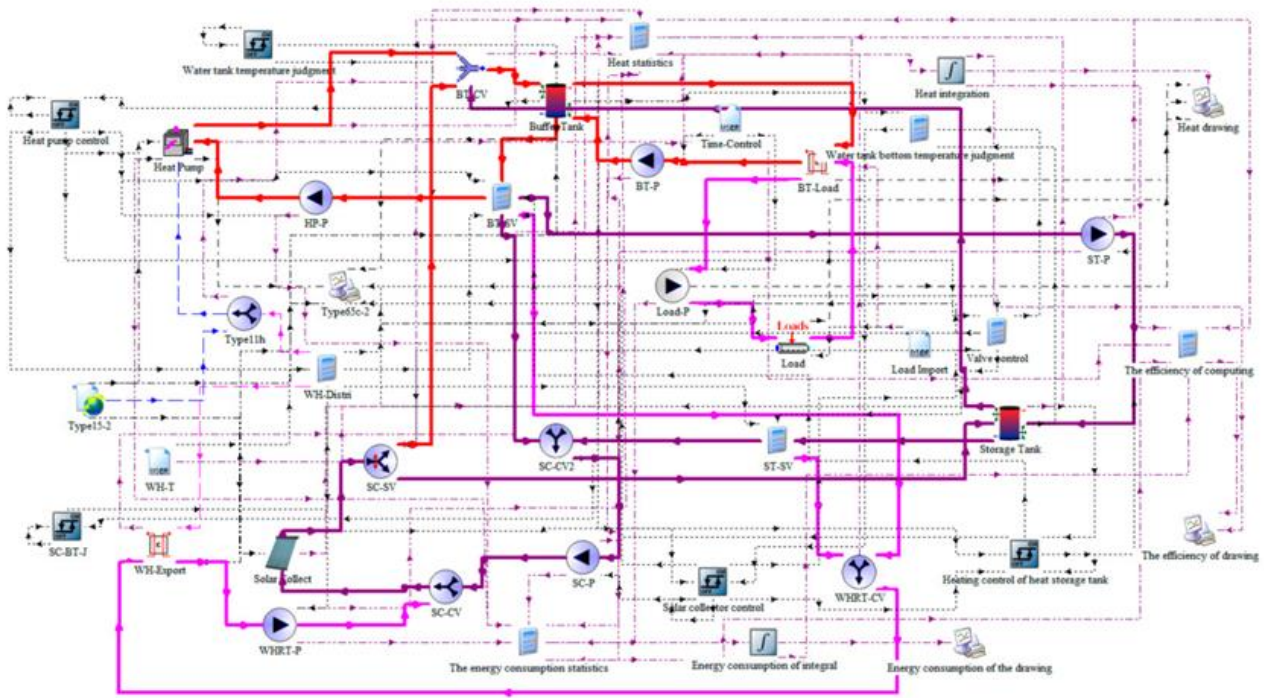


Рисунок 2.7 – TRNSYS модель теплового насосу з допоміжним сонячним колектором [94]

Калібрування загальної продуктивності системи теплового насоса з використанням кількох робочих точок можна здійснити за допомогою коефіцієнта сезонної продуктивності (SPF), який враховує роботу системи теплового насоса в різних робочих умовах. Налаштування калібрування та параметри калібрування імітаційної моделі ґрунтового теплового насоса подано на рисунку 2.8. Після налаштування досліджуваної імітаційної моделі в IDA ICE необхідно визначити параметри калібрування A-F. Найпростішим і найефективнішим способом визначення параметрів є використання сучасного інструменту оптимізації з ефективними алгоритмами оптимізації. Зокрема, у роботі [41] для цього використовувався вбудований у програму генетичний алгоритм (NSGA-II) із приблизно 700–1 000 ітераціями.

У роботі [112] розроблено процедуру валідації системи теплопостачання на основі ТН. На основі результатів випробувань для параметризації моделі вибрано більшість типових стандартних робочих точок, тоді як надлишкові робочі точки використовувались для дослідження екстраполяційного поведіння моделі. Результати польових вимірювань використовувались як еталон для перевірки. Для порівняння результатів моделювання з результатами польових вимірювань модель параметризувалась відповідними стандартизованими даними випробувань. Для польових досліджень використовувалась система датчиків, яка включала теплолічильники, витратомір води, датчики температури (температура подачі та зворотна), лічильники електроенергії на споживання ТН та управління.

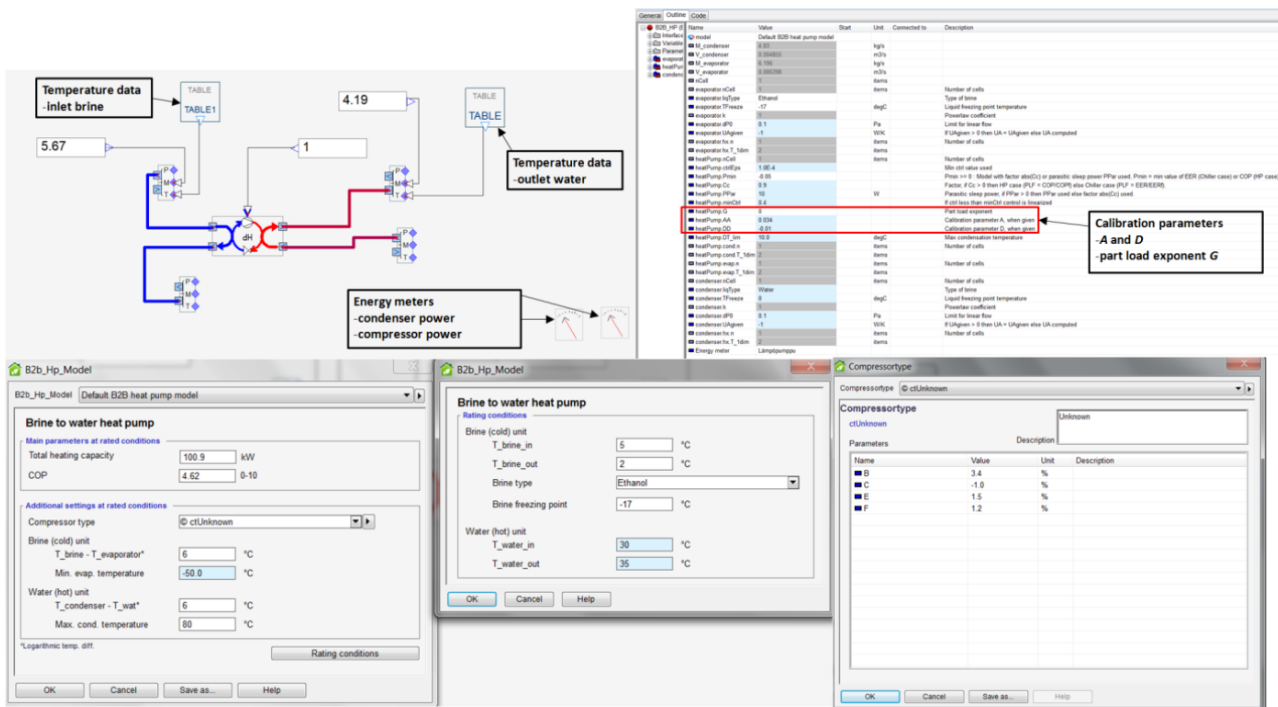


Рисунок 2.8 – Параметри калібрування моделі ґрунтового теплового насоса (ліворуч угорі), параметри калібрування A, D і G (праворуч угорі), параметри калібрування B, C, E та F (праворуч унизу), основні параметри та налаштування за номінальних умов (ліворуч унизу) та вхідні дані рейтингових умов (внизу по центру) у системі IDA ICE

У роботі [140], присвяченій моделюванню системи теплопостачання, що включає сонячний колектор та ТН, описано загальну послідовність калібрування математичної моделі в середовищі TRANSYS. Вона включає такі кроки:

- вибір математичної моделі, придатної для конкретних елементів для необхідного масштабу часу;
- ідентифікацію параметрів налаштування математичної моделі;
- порівняння даних моделювання та вимірювання та вираження відмінності між ними за допомогою функції похибок;
- визначення параметрів, що забезпечують найкращу відповідність моделі вимірюваним даним.

Метою процедури калібрування є знаходження параметрів моделі, які забезпечують мінімально можливе значення функції похибки. Невідповідність виражалась за допомогою базового статистичного виразу – середньозваженої середньоквадратичної помилки.

Таким чином застосування імітаційних моделей, побудованих здебільшого на алгебраїчних виразах, дозволяє вирішувати низку проблем визначення характеристик та оптимізації систем теплопостачання. Але такий підхід, як вже вказувалось вище, є дещо обмеженим. Такі моделі зазвичай оперують невеликою



кількістю параметрів (вхідна-вихідна температура теплоносія, його витрата, кількість спожитого тепла, витрати енергії). Цього може бути достатньо для побудови довгострокових прогностичних моделей, які можуть давати можливість оцінювати баланси енергії у системі при змінних кліматичних умовах і навантаженні з боку кінцевих споживачів. Але більш детальний аналіз поведінки систем, наприклад, моніторинг стану системи для встановлення періодичності ремонтів, за такої обмеженої кількості параметрів моделі неможливий. Такі можливості, а крім того розвинуті засоби оптимізації окремих елементів систем, які працюють у змінних, нестандартних експлуатаційних умовах, надають методи числового моделювання.

#### 2.2.4 Сучасні підходи в задачах числового моделювання систем тепlopостачання з відновлювальними джерелами енергії

Обчислювальна динаміка текучих середовищ (або CFD) – це аналіз систем, що включають потік рідини, теплопередачу та пов'язані явища, такі як хімічні реакції, за допомогою комп'ютерного моделювання. Завдяки інтенсивному розвитку можливості застосування методів CFD стрімко зростають і на цей час охоплюють широкий спектр промислових і непромислових сфер застосування, зокрема (але не тільки) [150]:

- аеродинаміка літаків і транспортних засобів;
- гідродинаміка суден;
- горіння в двигунах внутрішнього згоряння і газових турбінах;
- процеси у турбомашинах: потоки всередині обертових каналів, дифузорів тощо;
- електротехніка та електроніка: охолодження обладнання, зокрема мікросхем;
- хімічна техніка процесів: змішування та розділення, формування полімерів;
- моделювання зовнішнього і внутрішнього середовища будівель: вітрове навантаження, опалення та вентиляція;
- морська техніка: навантаження на морські конструкції;
- екологічна інженерія: розподіл забруднюючих речовин і стоків;
- гідрологія та океанографія: течії в річках, лиманах, океанах;
- метеорологія: динаміка атмосфери та прогнози погоди;
- біомедична інженерія: течія крові в судинах та внутрішніх органах.

Рівняння, що керують течією рідини, утворюють систему пов'язаних нелінійних диференціальних рівнянь у частинних похідних. Через зв'язану природу рівнянь і наявність нелінійних членів рівняння потоку рідини зазвичай не піддаються аналітичному розв'язанню. При числовому розв'язанні систем

рівнянь, що описують течію, тим чи іншим чином виконується дискретизація – заміна диференціальних рівнянь набором алгебраїчних рівнянь. Методи дискретизації, які зазвичай використовуються в аналізі CFD, – це метод кінцевих різниць, метод кінцевих об’ємів, метод кінцевих елементів і метод граничних елементів. Деякі спеціальні випадки задач потоку також можуть бути розв’язані за допомогою нестандартних методів, таких як методи граничного інтегрування, спектральні методи та псевдоспектральні методи.

З 1960-х років аерокосмічна промисловість інтегрувала методи CFD у проєктування, дослідження та розробки та виробництво авіаційних і реактивних двигунів. Зовсім недавно ці методи були застосовані для проєктування двигунів внутрішнього згоряння, камер згоряння газових турбін і печей.

Крім того, виробники автомобілів тепер регулярно прогнозують сили лобового опору, повітряні потоки під капотом і середовище в автомобілі за допомогою CFD. CFD все більше стає життєво важливим компонентом у проєктуванні промислових продуктів і процесів. Є кілька унікальних переваг CFD перед експериментальними підходами до проєктування рідинних систем:

- суттєве скорочення термінів і вартості розробки нових конструкцій;
- здатність вивчати системи, де проводяться контрольовані експерименти важко або неможливо виконати;
- здатність вивчати системи в небезпечних умовах, які виходять за межі нормальної продуктивності (наприклад, дослідження безпеки і сценарії аварій);
- практично необмежений рівень деталізації результатів.

На сьогоднішній день на ринку представлено кілька потужних програмних пакетів для CFD моделювання. Серед них за можливостями виділяється лінійка продуктів ANSYS: ANSYS CFX, ANSYS Fluent, Ansys Chemkin-Pro, Ansys BladeModeler, Ansys Rocky, Ansys Vista TF, Ansys TurboGrid, Ansys Polyflow. Продукти ANSYS дозволяють з високою точністю та ефективністю розв’язувати задачі моделювання практично довільної складності. Їх перевагою є наявність сертифікації в багатьох міжнародних агентствах. Окрім продуктів ANSYS на ринку представлено ще кілька потужних пакетів CFD-моделювання, серед яких можна виділити Autodesk CFD, Abacus, Comsol Multiphysics SimScale, Simcenter та пакет з відкритим кодом OpenFOAM. Дослідження в наукометричній базі даних Scopus показало, що зараз ANSYS є найбільш використовуваним з CFD-програм під час виконання наукових досліджень (понад 40 % загальної кількості публікацій), з обома основними кодами CFX та Fluent [92] (рис. 2.9). На другому місці за популярністю знаходиться програма з відкритим кодом, OpenFOAM (понад 23 % кількості публікацій), що скоріше обумовлено її доступністю, ніж розрахунковими перевагами.

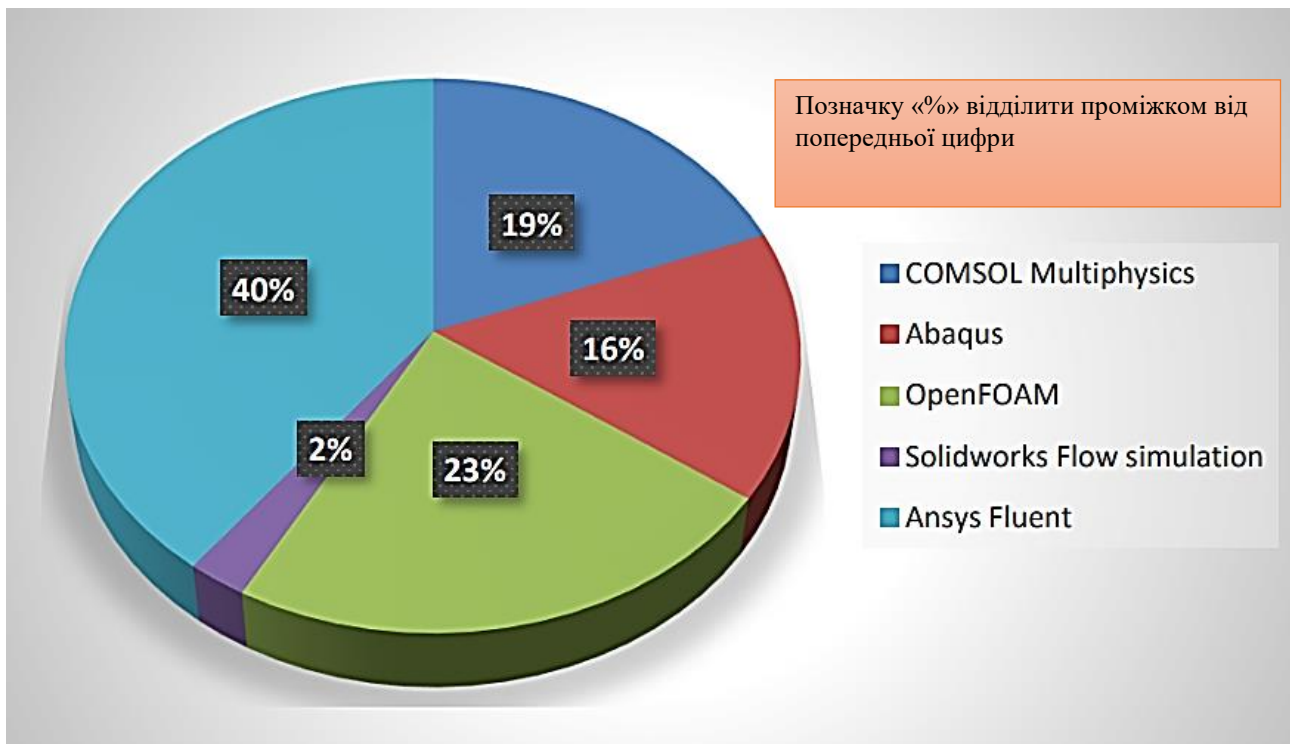


Рисунок 2.9 – Аналіз частоти використання програмних продуктів CFD в дослідженнях, опублікованих у Scopus [92]

Що стосується конкретних застосувань CFD-моделювання для проєктування та оптимізації обладнання систем теплопостачання з інтегрованими відновлювальними джерелами енергії, варто відзначити, що вони є дуже різноманітними.

Вочевидь це пов'язано з тим, що в тій чи іншій мірі всі такі системи включають елементи, в яких тече рідина, газ або двофазний матеріал, ідуть процеси теплообміну або хімічні реакції – тобто процеси, для моделювання яких і створено програмне забезпечення такого типу.

Наприклад, у роботі [150] здійснено огляд застосування ANSYS Fluent для моделювання робочих процесів у сонячних колекторах для нагрівання повітря. Зокрема, у роботі надаються практичні рекомендації з вибору моделей турбулентності для розробки сонячного повітрянагрівача. Перевірено вплив п'яти різних моделей турбулентності на якість отриманих результатів. На рисунку 2.10 показано типові результати розрахунку температур на пластині сонячного колектора з металевими ребрами, які використовуються для покращення теплопередачі.

У результаті аналізу відомих на момент написання роботи досліджень було зроблено такі висновки. Результати CFD-моделювання добре узгоджуються з експериментальними результатами та стандартними теоретичними підходами. Основним напрямком CFD-аналізу сонячних повітрянагрівачів є вдосконалення проєктування, який стосується теплопередачі до теплоносія.

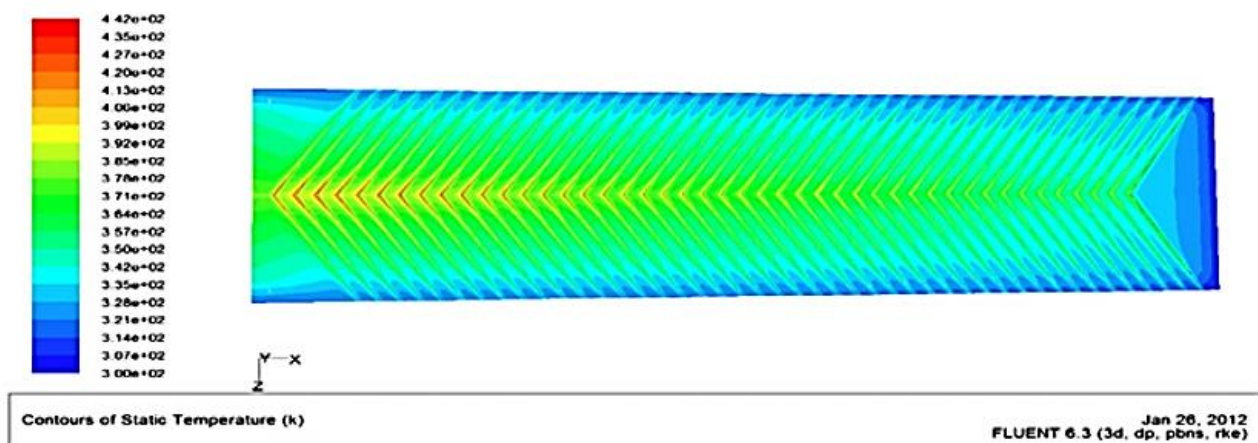


Рисунок 2.10 – Розподіл температур на шорсткій пластині сонячного колектора [150]

Однією з найбільших проблем під час проєктування сонячного повітрянагрівача з використанням підходу CFD є вибір відповідної моделі турбулентності. Розглядалися п'ять популярних моделей турбулентності, таких як:  $k - \epsilon$  модель турбулентності, Realizable  $k - \epsilon$  модель турбулентності, модель турбулентності RNG  $k - \epsilon$ ,  $k - \omega$  модель турбулентності та модель SST  $k - \omega$ . Результати моделювання порівнювались з даними натурних експериментів. На основі порівняння результатів розрахунків з різними моделями зроблено висновок про те, що для розглянутого випадку найбільш точною (3 % похибки за числом Нуссельта) є модель Realizable  $k - \epsilon$ . Варто відзначити, що такий висновок є недостатньо обґрунтованим, бо він базується на порівнянні результатів різних авторів, які здійснювали аналіз різних об'єктів. Крім того, поза увагою під час аналізу залишились питання якості використаних розрахункових сіток, які теж було різними у різних аналізованих роботах. Це, однак, вказує на те, що побудова розрахункових моделей навіть для достатньо простого випадку (у роботі розглядалося лише двовимірне моделювання) варто підходити кваліфіковано. Окремо варто зазначити, що з часу публікації огляду [150] минуло вже 10 років, протягом яких інструменти CFD-аналізу в ANSYS, зокрема моделі турбулентності, безперервно удосконалювались. Тому орієнтуватися на висновки щодо вибору моделі турбулентності, зроблені у ньому, потрібно з обережністю.

Огляд більш складних задач з оптимізації вітрових турбін з вертикальною віссю обертання був виконаний в роботі [61]. Розглядалися різні варіанти застосування CFD-моделювання: модифікація та оптимізація профілю лопаті турбіни; підвищення продуктивності вітрової турбіни за допомогою напрямних лопаток і кожухів; взаємодія кильватера вітрової турбіни на вітрових електростанціях; аероакустика вітрової турбіни; динамічний зрив, поведінка турбін при дії нестационарного і перекошеного вітрового потоку та

характеристики самозапуску. Було розглянуто вплив різних робочих і геометричних параметрів, таких як співвідношення обертів, швидкості вітру, кількості і форми лопатей на продуктивність вітрової турбіни та характеристики самозапуску. За результатами аналізу наявних на час виходу огляду результатів було показано, що групування вітрових турбін у вітрових електростанціях призводить до розподілених потоків за роторами зі зниженою швидкістю вітру (рис. 2.11). Таким чином, облаштування вітрової електростанції може збільшити вироблення електроенергії вітряною турбіною. Це збільшення потужності може бути пов'язане зі зміною бокової швидкості на вітровому шляху через наявність сусідньої турбіни та створення більш сприятливого напрямку місцевого потоку, що наближається до лопаті, для створення підйомної сили та крутного моменту.

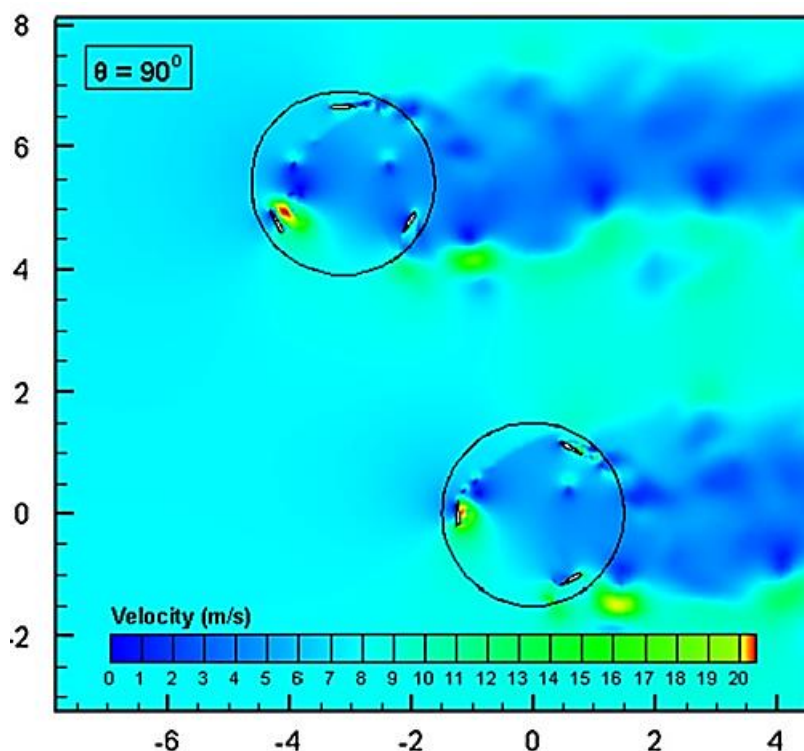


Рисунок 2.11 – Контур швидкості вітру навколо двох турбін

За допомогою CFD-моделювання можна ефективно проводити акустичні розрахунки. Для досліджуваних турбін за результатами моделювання вдавалося класифікувати аеродинамічний шум на шуми дискретної частоти, викликані аеродинамічними силами, і широкосмугові шуми, пов'язані з турбулентними структурами за вітровою турбіною.

Дані моделювання показали, що використання напрямних лопаток є гарною стратегією для підвищення продуктивності вітряних турбін і покращення їхньої здатності до самостійного запуску, особливо за низьких швидкостей вітру. Напрямна лопатка збільшує швидкість зустрічного вітру, змінює кут потоку для кращого кута атаки лопатей вітрової турбіни, мінімізує негативний крутний

момент і збільшує швидкість обертання та час роботи вітрової турбіни. Вхідний потік зазвичай спотворений, коливається та нахилений через наявність будівель та інших прилеглих перешкод у міському середовищі. Це спотворення потоку призводить до того, що досліджувані турбіни працюють у похилому потоці, а вітер не перпендикулярний до осі обертання вітрової турбіни. Турбіни можуть добре працювати в деяких умовах нахилу (рис. 2.12).

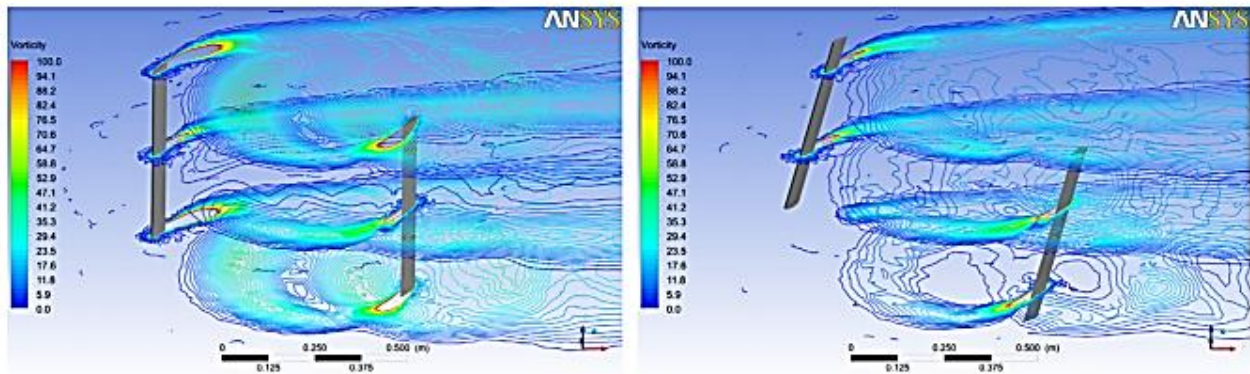


Рисунок 2.12 – Контури завихреності для вертикальної та нахиленої турбіни

Варто відзначити, що в огляді [61] на відміну від [92] під час аналізу підходів моделювання турбулентності окрім моделей RANS розглядалися моделі на базі методу великих вихорів (моделі LES). Такий вибір для моделювання турбулентності низкою дослідників був обумовлений специфікою розв’язуваних задач, в яких однією з цілей було дослідження вихрового сліду під час роботи турбіни. Це ще раз підтверджує важливість врахування специфіки модельованого об’єкта під час побудови розрахункових моделей методами CFD.

Одним із найпоширеніших застосувань методів CFD є моделювання хімічно реагуючих середовищ. Наприклад, у роботі [123] розглядалися задачі удосконалення процесу газифікації біомаси. Для моделювання була розроблена CFD-модель з урахуванням хімічної кінетики піролізу біомаси з псевдозрідженим шаром, при цьому результати моделювання показали добре співпадіння з даними натурних експериментів. Чисельно спостерігали переходи процесу псевдозрідження за часом для первинної фази для газу, вторинної фази для біомаси та іншої вторинної фази для псевдозрідженого піску. Відносно більше відхилення між симуляцією та експериментом спостерігалось, коли зміна фази була неочевидною за низької температури. Контури газоподібних продуктів показують (рис. 2.13), що нижня частина реактора містить високі концентрації  $CO$  і  $H_2$ , а метан з’являється в області надводного борту. Автори дослідження зробили висновок про те, що створена модель дає реалістичне уявлення про реактор для швидкого піролізу з псевдозрідженим шаром і може бути використана для його оптимізації реактора.

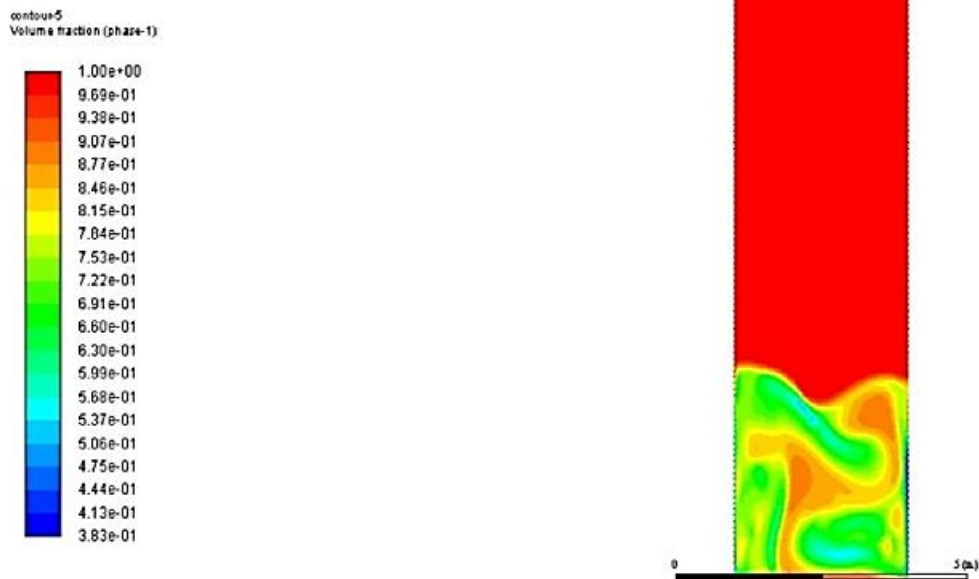


Рисунок 2.13 – Контури середньочасових об’ємних часток біогазу [123]

Програми CFD дозволяють не тільки моделювати характеристики різноманітних текучих середовищ, але й розв’язувати задачі розповсюдження тепла у твердих тілах. Завдяки цьому вони інтенсивно використовуються для розрахунків полів температур у ґрунтових теплових насосах. Наприклад, у роботі [54] проаналізовані експериментальні вимірювання та результати числового CFD-моделювання ґрунтового теплообмінника, що працює в холодному кліматі (Польща), який за кліматичними умовами дуже наближений до України.

Зокрема, детально досліджувався лютий як найхолодніший місяць аналізованого року. У середньому наземний теплообмінник забезпечив 24 % тепла для підігріву вентиляційного повітря в лютому, а з грудня до квітня середнє значення покриття було на рівні 15 % тепла для підігріву вентиляційного повітря в ці місяці. Моделювання CFD, виконане для теплообмінника, показало хорошу кореляцію з вимірними значеннями (рис. 2.14). Розрахована середньоквадратична похибка становить 0,62 %. Це дозволяє зробити висновок, що використаний інструмент CFD є гарним інструментом для моделювання теплового насосу досліджуваного типу. Для моделювання авторами використовувався код ANSYS Fluent. Варто відзначити, що під час побудови розрахункової моделі було штучно обмежено розміри розрахункової зони, а період моделювання в принципі не давав можливості врахування довготривалого впливу теплообмінника на розподіл температури у ґрунті. У той же час відомо, що в кліматі, де переважає опалення, використання ґрунтових теплообмінників може спричинити термічне виснаження тепла землі, що поступово знижує температуру рідини, що надходить у тепловий насос та знижує його ефективність.

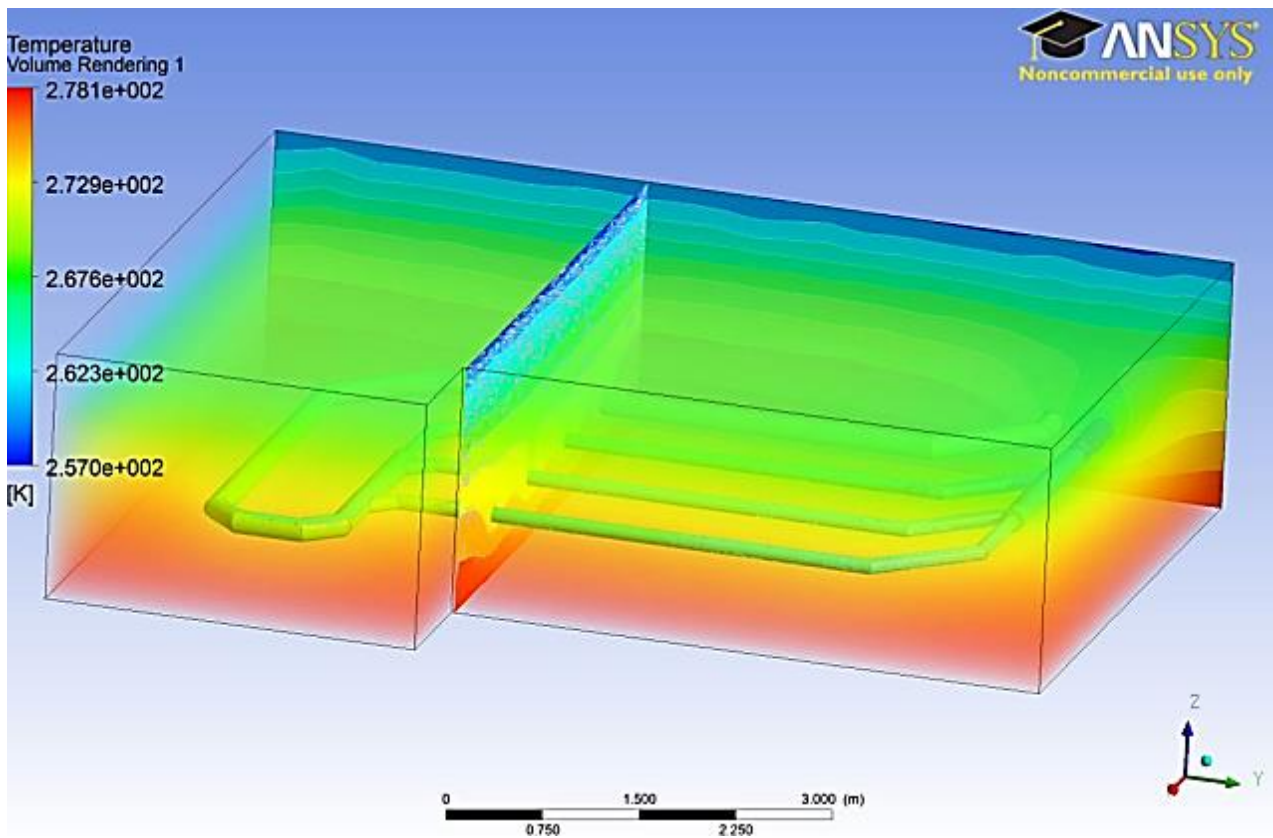


Рисунок 2.14 – Об’ємний рендерінг поля температур ґрунтового теплообмінника [54]

Такі ефекти також можуть досліджуватись за допомогою CFD-моделювання, хоча і потребують застосування більш складних розрахункових моделей, ніж та, що була використана у дослідженні [54]. Зокрема для цього можуть застосовуватись комбіновані аналітико-числові моделі. Детальний огляд таких досліджень для ґрунтових теплових насосів з вертикальними свердловинами наведено у роботі [63]. Як невирішені питання в огляді відзначено те, що вертикальні теплообмінники проникають через різні геологічні шари.

Як багат шаровий ґрунт, так і ґрунтові води мають великий вплив на теплообмін, що потребує врахування цих чинників. Крім того, необхідно удосконалювати моделі на випадки великомасштабних систем ґрунтових теплонасосів з багатьма свердловинами, які можуть впливати одна на одну. У нещодавньому огляді [8] проведено аналіз робіт з моделювання горизонтальних ґрунтових теплообмінників. Узагальнено оцінки та порівняння різних горизонтальних ґрунтових теплообмінників та надано рекомендації щодо напрямків майбутніх досліджень.

Загалом варто зазначити, що за допомогою методів CFD-моделювання можуть розв’язуватися задачі практично довільної складності. Але суттєвим обмеженням під час їхнього застосування є необхідні для розрахунків



обчислювальні ресурси. Зважаючи на великі розміри модельованих об'єктів розрахункова модель може мати такі розміри, що зробить необхідним або застосування надпотужних ЕОМ, або надмірного часу для отримання результатів моделювання. Це практично виключає можливість застосування прямого числового моделювання у середовищі CFD-пакетів у задачах проектування та оптимізації великомасштабних систем теплопостачання. Для таких задач альтернативою може бути застосування моделей типу «сірий ящик». При цьому стандартні елементи складних систем можуть моделюватися найпростішими імітаційними моделями, а для деяких нестандартних елементів застосовуватися блоки на основі моделей зниженого порядку (ROM-моделі), які будуються на базі детального числового моделювання. Такий підхід зараз активно розвивається в задачах побудови цифрових близнюків складних технічних систем. Варто зазначити, що для реалізації цього підходу пакет ANSYS має відповідний модуль – ANSYS Twin Builder. Однією з очевидних переваг такого підходу до створення розрахункових моделей є можливість урахування даних моніторингу модельованої системи за допомогою розподілених датчиків, що може в значній мірі зняти проблему адекватного врахування реальних крайових умов при числовому моделюванні, про яку вже говорилось вище. У цьому випадку корекція побудованої розрахункової моделі здійснюється безперервно протягом експлуатації системи теплопостачання з залученням методів машинного навчання. Вказаний підхід не тільки дозволяє отримати найбільш точні моделі для визначення параметрів систем, але й створювати прогностичні моделі для попередження аварій під час реалізації стратегії експлуатації систем за станом.

### 2.2.5 Напрямки оптимізації ефективності систем централізованого теплопостачання

У будь-якому варіанті побудови моделей опалювальної системи однією з головних задач, для якої такі моделі створюються, є оптимізація модельованої системи. І при такому застосуванні моделей одразу постає першочергове питання щодо вибору цільових функцій такої оптимізації. За останні роки було опубліковано достатньо велику кількість оглядів стосовно до оптимізації систем ЦТ, зокрема з інтегрованими ВДЕ [5, 95, 116, 129] та ін. Під час розв'язання задач оптимізації теплових систем виконуються як багатоцільові дослідження, так і оптимізація за однією цільовою функцією. Проблемою багатоцільового підходу є те, що він зазвичай не дає єдиного оптимального рішення. Результатом є низка рішень, перелік яких потім потрібно звузити на основі досвіду процесу прийняття рішень. Далі буде коротко описано найбільш вживані критерії оптимізації, як використовуються в задачах оптимізації централізованих систем опалення як при багатоцільовому, так і при моноцільовому підході.

*Ефективність і ексергія.* Аналіз якості енергії є ключовим аспектом у процесі оптимізації систем ЦТ. Наприклад, коли і де ВДЕ, такі як геотермальні свердловини та сонячні колектори, можуть бути підключені до системи або якою має бути температура подачі та повернення теплоносія. Ексергію часто використовують для оптимізації теплових енергетичних систем і виявлення неефективних компонентів системи [67]. Ексергія зазвичай відома як кількість доступної роботи, яку можна отримати, коли система та її оточення досягають термодинамічної рівноваги через оборотні процеси. Вона визначає термодинамічну ефективність системи, а також кількість генерації ентропії. Порівняно з аналізом енергоефективності, методи аналізу ексергетичної ефективності можуть ідентифікувати неефективні процеси в тепловій системі. Під час енергетичного аналізу не враховується необоротність в теплових процесах. Наприклад, у роботі [136] був застосований енергетичний аналіз для дослідження продуктивності невеликої системи централізованого опалення. З чотирьох розглянутих сценаріїв кінцева енергоефективність була майже однаковою для всіх сценаріїв. Ексергетичний аналіз, однак, продемонстрував, що низькотемпературна система (50 °C) з двома теплообмінниками виявилась на 25 % більш ексергетичною, ніж система з одним теплообмінником, з'єднаним із середньо температурною лінією подачі (100 °C). У роботі [62] було подано новий параметр оцінки ексергії. Замість аналізу рівнів ексергії на основі еталонної температури та зовнішньої температури було введено коефіцієнт використання, який визначається як відношення попиту кінцевого споживача на енергію до надходження ексергії в систему. Детальні дані щодо параметрів оптимізації різного роду систем з інтегрованими ВДЕ подано в огляді [67].

*Вартість.* Вартість інвестицій у виробництво тепла, експлуатацію та технічне обслуговування систем його передачі та розподілу може бути основним фактором під час проектування та модернізації систем ЦТ. Такі системи менш економічно ефективні у таких країнах, як Канада і Норвегія (принаймні станом на 2012 рік, про який йдеться в огляді [95]), де вартість опалення та електроенергії дуже низька. У більшості розвинутих країн опалення, охолодження та електрика доступні в усіх будівлях, отже, вартість часто є рушійною силою, щоб визначити, чи є заміна окремих систем кінцевого користувача на централізовану життєздатним рішенням. У районах, де мало забудови, централізована система може не надати економічних переваг. Для оцінки доцільності переходу до централізованої системи опалення запропонована концепція лінійної щільності тепла. У роботі [35] визначено, що централізовані системи є економічно не вигідними при лінійній щільності тепла нижче 1,5 МВт год/м на рік у контексті Канади. Існує багато досліджень, які демонструють методологію такого аналізу. Зокрема, використовують підходи

оцінювання переваг загальнодоступного виробництва тепла, вартості палива, інвестиційних витрат і витрат на розподіл тепла. Ця інформація в поєднанні з геоінформаційними даними може допомогти відобразити карту щільності витрат централізованих систем опалення. У роботі [10] запропоновано модель для проектування централізованих систем. Модель визначає сценарії, які є економічно ефективними, а також визначає потенціал для інтеграції фотоелектричних систем. Вона також показує оптимальну роботу та розмір елементів системи, таких як турбіни, холодильні установки, фотоелектричні установки та трубопроводи. Низкою дослідників показано, що вартісна оптимізація централізованих систем опалення має неперервну цільову функцію, і тому для неї краще працюють генетичні алгоритми. Інший підхід застосовує розгорнуті енергетичні моделі для оцінки споживання енергії всіма компонентами системи в експлуатації. При таких моделях використовують дворівневий підхід до оптимізації, коли цілі змінні визначаються генетичними алгоритмами, а безперервні визначаються за допомогою лінійного програмування. Відзначимо, що вартісний аналіз має враховувати не тільки особливості національного ціноутворення, але й брати до уваги можливі зміни вартості окремих ресурсів у довгостроковій перспективі, що саме по собі є задачею з великою невизначеністю. Окрім цього варто відзначити, що у більшості досліджень, які розглядалися у згаданих оглядах, розглядаються задачі доцільності переходу від індивідуальних систем опалення до централізованих, у той час як для випадку України більш актуальними є питання модернізації та оптимізації існуючих систем централізованого опалення.

*Ексергоекономічний / теплоекonomічний підходи.* Ексергоекономічний / термoeкономічний аналіз – це підхід, за якого економічне значення присвоюється різним енергетичним / ексергетичним варіантам досліджуваних систем, і він широко застосовувався протягом останніх 30 років [67, 95, 116]. Два типи такого аналізу – це методи обліку витрат і оптимізації. Перший тип включає метод ексергетичних витрат та підхід середньої вартості, тоді як другий тип включає термoeкономічний та інженерний функціональний аналіз. Багато процесів втрати ексергії / зменшення енергії, таких як виробництво тепла, транспортування тепла по трубах, обмін теплом між розподільною мережею та кінцевими споживачами, а також використання тепла кінцевими споживачами, можна віднести до грошової вартості. Наприклад, стосовно до систем ЦТ, у роботі [153] проведено ексерго-економічний аналіз системи центрального опалення та визначено, що, незважаючи на те, що більшість втрат енергії будівлею відбувається через стіни, найвищі втрати ексергії припадають на етап генерації та перетворення первинної енергії. Детальний аналіз комбінованих підходів до оптимізації систем ЦТ на основі комбінації ексергетичного / енергетичного та економічного аналізу наведено в оглядах [67, 95].

## 2.2.6 Зменшення викидів парникових газів та забруднюючих речовин

Сталою тенденцією останніх років є зростаючі зусилля розвинутих країн щодо скорочення викидів парникових газів. Додаткові стимули для цього були запроваджені Європейським Союзом, де викиди парникових газів необхідно було скоротити на 20 % до 2020 року порівняно з рівнями 1990 року. У багатьох дослідженнях пропонуються перехід до централізованих систем опалення для зменшення викидів парникових газів, оскільки вони дозволяють використовувати ТЕЦ на додаток до інших технологій. Навіть у такій країні, як Норвегія, де 60 % електроенергії виробляється на гідроелектростанціях, централізовані системи опалення встановлюються для використання біомаси з секторів обробки відходів і деревообробної промисловості. Результати досліджень, пов'язаних із централізованими системами опалення, часто показують вплив на навколишнє середовище у вигляді скорочення загального викиду  $CO_2$  завдяки знанню типу використовуваного палива та кількості виробленої енергії. Незважаючи на те, що  $CO_2$  найчастіше використовується як індикатор викидів парникових газів, деякі дослідження зосереджуються на інших забруднюючих речовинах.

Наприклад, у роботі [89] оцінювались енергетичні та екологічні аспекти заміни поточних систем опалення на системи ЦТ з використанням ТЕЦ шляхом моніторингу інших забруднюючих речовин, таких як оксиди сірки ( $SO_x$ ), оксиди азоту ( $NO_x$ ) і тверді частинки. Взагалі зважаючи на все більш прискіпливий підхід до урегулювання викидів парникових газів та забруднюючих речовин, включення цих характеристик систем опалення до цільових функцій оптимізації може стати сталою тенденцією як в наукових дослідженнях, так і під час виконання практичних робіт із проектування та модернізації систем опалення. Окрім описаних підходів до оптимізації систем ЦТ, варто відзначити ще один фактор, значення якого проявилось під час збройної агресії РФ проти України. Цілеспрямовані атаки на цивільну інфраструктуру показали, що одним із значущих факторів, які потрібно враховувати при розвитку та оптимізації систем опалення, є надійність їхньої роботи в умовах техногенних та природних аварій. Забезпечення зв'язності мережі, наявності резервних потужностей генерації тепла з можливостями швидкої компенсації втрачених джерел, перехід до систем опалення з декількома центрами генерації тепла, включаючи ВДЕ, і нарешті створення інтегрованих систем електро- тепло- та газопостачання стали в умовах військових дій невідкладними потребами. Відповідно до цього до цільових функцій при оптимізації систем централізованого опалення доцільно включати параметри, які б дозволяли враховувати характеристики надійності та можливості реконфігурації системи опалення при тимчасовій втраті окремих ланок генерації чи розподілу тепла.

### **2.3 Методологія проєктування моделей індивідуальних теплових пунктів з використанням відновлюваних джерел енергії при приєднанні до низькотемпературних систем централізованих теплових мереж**

Далі розглянемо методологію побудови моделей та оптимізації при проєктуванні ІТП з використанням ВДЕ для низько-температурних систем тепlopостачання. Методологія може бути розбита на такі етапи:

1) проєктування загальних низькотемпературних гідравлічних з'єднань мережі ЦТ для постачання та попиту (включаючи варіанти каскадного підключення та різні принципи приготування ГВП із застосуванням ІТП з ТА або ТАМ);

2) на основі конкретних граничних умов для кожного конкретного об'єкта дослідження (доступні джерела енергії, дизайн мережі, характеристики попиту), а також регулювання побутової гарячої води, можливі з'єднання подачі та попиту вибираються для різних низькотемпературних сценаріїв ЦТМ для кожного об'єкта, до того ж конкретні різні сценарії можуть базуватися на їхньому поетапному втіленні з метою поетапного впровадження інвестування;

3) проводиться вибір та оптимізація теплообмінного обладнання для ІТП з розглянутих сценаріїв;

4) за допомогою математичних моделей аналізується динамічна реакція теплогідравлічної поведінки мереж низько-температурних систем тепlopостачання, як результати отримуються ключові показники ефективності для можливості порівняння моделей та сценаріїв;

5) на основі результатів виконується економічна оцінка різних сценаріїв для досягнення цільових критеріїв, які можуть включати економічні, екологічні та енергетичні показники;

б) як останній крок ідентифікація бізнес-моделей підтримує найбільш перспективні екологічні та/або енергетичні рішення, надає опис та параметри обладнання та рекомендації до обслуговування та сталої роботи запропонованих систем. Надається можливість поетапного впровадження запропонованих технічних рішень або їхніх варіантів з поетапним удосконаленням енергетичної ефективності будинків, індивідуальних теплових пунктів та втіленням відновлюваних джерел енергії.

Для впровадження та втілення низько-температурних систем тепlopостачання в Україні на сучасному етапі, необхідно розглянути типові схеми застосування відновлюваних джерел енергії для потреб опалення та ГВП. Найбільш перспективним на основі досвіду північних країн Європи є використання теплових насосів разом із фотоелектричними елементами, схеми підключення яких розглянуті нижче.

## 2.4 Використання теплових насосів для опалення та гарячого водопостачання

Технологія ТН включає опалення, кондиціювання повітря, охолодження; він охоплює багато застосувань у житлових і комерційних будівлях і промисловості. Провідний світовий досвід встановлення ТН у системи ЦТ розглянуто в [65]. ТН, що працюють на відновлюваних джерелах, пропонуються як крок для заміни котлів на викопному паливі. Як показано на рисунку 2.15, агрегати ТН з механічним приводом можуть живитися невідновлюваною електроенергією (наприклад, від електростанцій) або відновлюваною електроенергією (наприклад, фотоелектрична, гідро-, вітрова енергія тощо). Для абсорбційних ТН рушійна енергія може надходити з різних джерел: спалювання викопного палива (вугілля, газу, нафти та похідних), використання відновлюваних джерел енергії (геотермальна, сонячна, біопаливо) та відпрацьованого тепла (тверді відходи, промислові відходи).

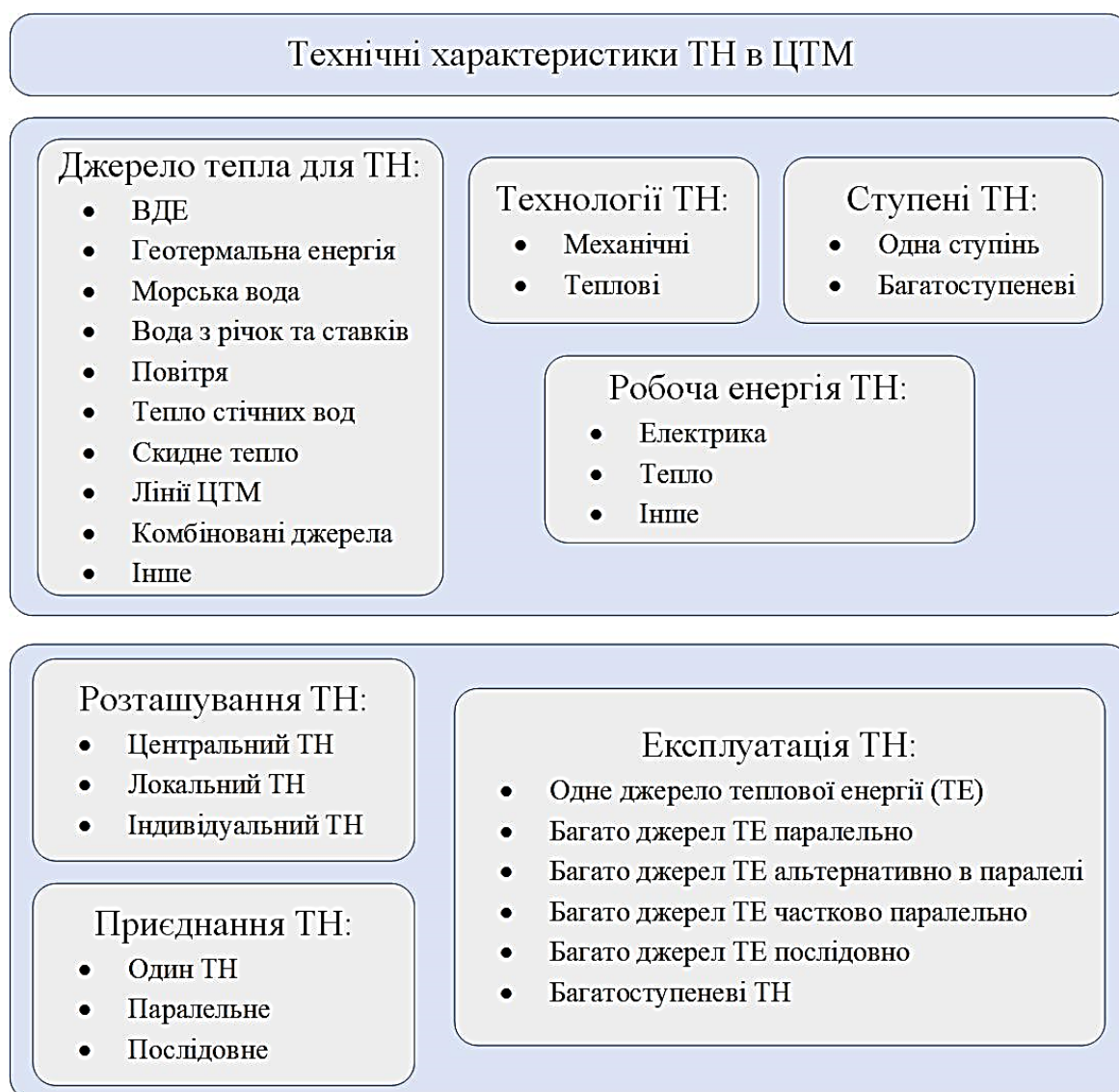


Рисунок 2.15 – Використання ТН у ЦТМ

#### 2.4.1 Інтеграція теплових насосів у централізоване теплопостачання

Можна виділити принаймні чотири основні сценарії інтеграції теплового насоса в мережі ЦТ:

- 1) розміщення теплового насоса в існуючій мережі без суттєвих змін;
- 2) розміщення теплового насоса в розширеній мережі;
- 3) глибока реконструкція існуючого централізованого теплопостачання;
- 4) проєкт нової системи централізованого опалення, що живиться тепловим насосом.

Кожен із цих сценаріїв допускає роботу в різних діапазонах із різними технічними параметрами та конструктивними рішеннями [87]. У сценарії (1) розміщення ТН в існуючій мережі залежить здебільшого від технічних параметрів мережі та доступних джерел тепла для ТН. Існують дві критичні перешкоди в існуючих системах централізованого теплопостачання: високі температури для централізованого теплопостачання та відсутність відповідних джерел тепла для ТН в урбанізованих районах. Загальним рішенням є розміщення ТН біля існуючого центрального джерела тепла (звичайна ТЕЦ або котел лише для опалення) або біля локального джерела тепла. Розміщений таким чином ІТП з ТН взаємодіє з існуючим джерелом тепла в режимі кількох джерел, у послідовному або паралельному з'єднанні, з різними частками теплової потужності. Перевагою такого розміщення є підвищення ефективності централізованого теплопостачання, збільшення використання відновлюваних джерел енергії та зменшення викидів парникових газів. Це рішення дає змогу забезпечувати більш чисте централізоване опалення на основі відновлюваної енергії через існуючу мережу вже підключеним споживачам без суттєвих змін з їхнього боку. Така схема приєднання також задовольняє приєднанню ІТП з ТН до НТТП.

Для сценарію (2), коли ТН розміщено в розширеній мережі, така інтеграція ТН збільшує теплову потужність для задоволення потреб нових споживачів в опаленні. Сценарій (3) залежить від глибокої реконструкції існуючої системи таким чином, щоб технічні параметри мережі та профіль потреби в опаленні могли бути перепроєктовані з метою максимізації надходження від ТН. Ці зміни потребують величезних витрат і потребують багато часу для змін у компонентах централізованого теплопостачання (таких як джерела тепла, мережа трубопроводів, підстанцій та ІТП) і навіть для реконструкції будівель споживачів. Витрати на реконструкцію залежать від технічних умов існуючої системи, від масштабу змін на стороні пропозиції та попиту та особливо від необхідності додавання нових джерел тепла для ТН. Останній сценарій (4) – це проєктування нової системи централізованого опалення, що постачається ТН, або

так званого централізованого опалення на основі ТН. Для такого сценарію будуть підготовлені всі технічні параметри та технології для постачання тепла від ТН, включаючи генерацію, передачу та тепловідвід. Для таких систем можна досягти високої ефективності та майже нульових викидів.

Інтеграція ТН у мережі ЦТ потребує визначення підключення та режиму роботи ТН. Режим підключення стосується трубопроводного з'єднання ТН і мережі, географічного розташування та специфікації джерел тепла, типу технології ТН, необхідних додаткових джерел тепла для покриття пікових потреб в опаленні тощо. Іншими словами, це залежить від фізичної конфігурації необхідних джерел тепла в системі ЦТМ. Режим роботи пов'язаний із профілем сезонної потреби в опаленні, сезонною поведінкою джерел тепла та їх гнучкістю щодо виробництва тепла. Поєднання режимів підключення та роботи визначає роль інтеграції технології ТН в систему ЦТМ.

Досягнення повного потенціалу технології ТН у системах централізованого опалення є складним інженерним завданням, яке вимагає багатокритеріального технічного аналізу з урахуванням як виробництва тепла, так і попиту на тепло, на додаток до національної енергетичної політики, законодавства та рівня економіки України. Вибір відповідного ТН для системи централізованого опалення України залежить від трьох основних технічних характеристик:

- джерело тепла для ТН;
- технологія ТН, яка буде застосована;
- профіль потреби в опаленні.

Джерела тепла, доступні для ТН (місцева доступність, розрахункова теплова потужність, термічна стабільність тощо), технологія ТН (розміщення, підключення та режим роботи, рушійна енергія, теплова потужність тощо) і вимоги до опалення для застосування (теплова потужність і профіль, можливі модифікації, теплові характеристики радіатора, параметри конструкції мережі централізованого теплопостачання тощо) є ключовими моментами, які варто враховувати при інтеграції теплового насоса в систему централізованого теплопостачання. Рисунок 2.16 ілюструє взаємозв'язок між усіма цими параметрами, а трикутник сформований, щоб показати їхні взаємозалежності. Цей технічний трикутник є ефективним інструментом для визначення всіх суттєвих взаємозалежностей для вибору технології теплового насоса для централізованого теплопостачання на основі відновлюваної енергії.

Поки що не існує комплексного підходу для зв'язку трьох основних параметрів джерел тепла, вимог до опалення та технології ТН, хоча є деякі конкретні приклади окремих рішень для теплових насосів у системі ЦТ.



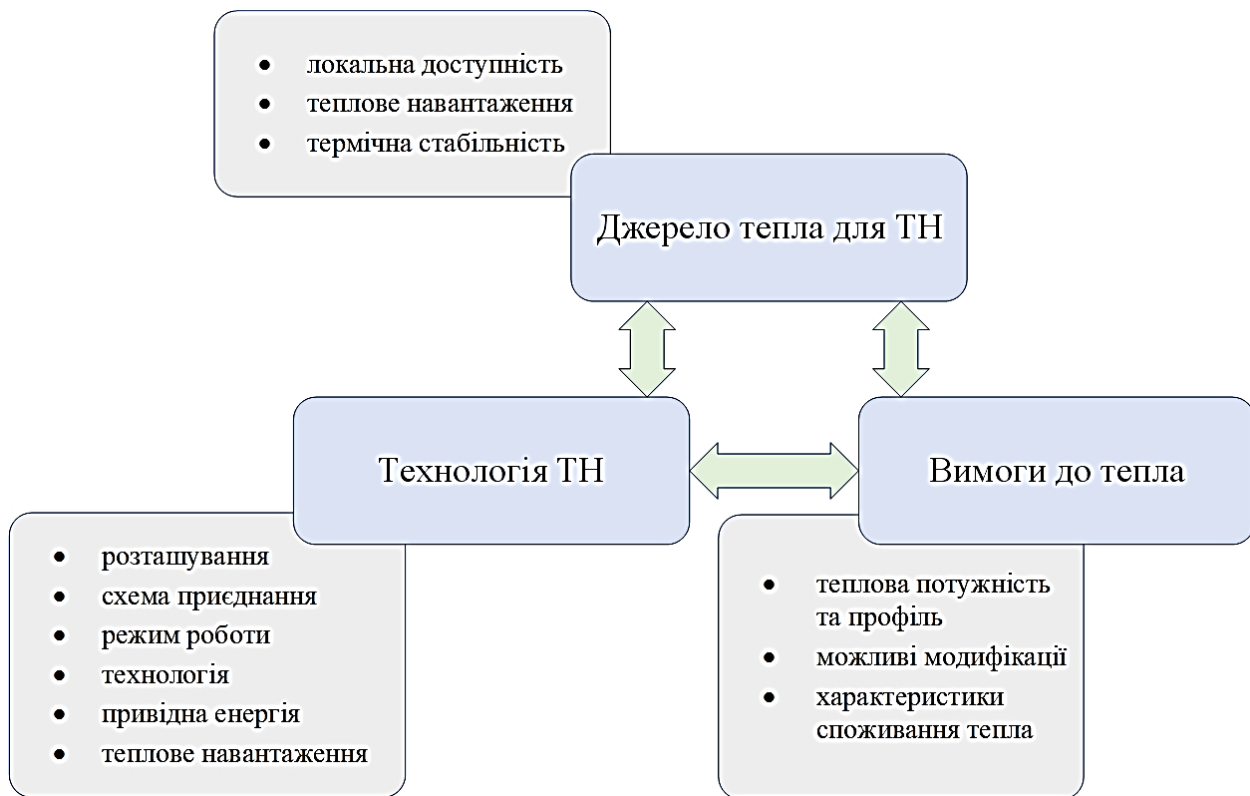


Рисунок 2.16 – Технічний трикутник інтеграції ТН у ЦТМ

У країнах ЄС не існує послідовного способу проектування відповідного розміщення теплового насоса, підключення або режиму роботи в мережах централізованого тепlopостачання [65]. Підхід технічного трикутника є універсальною структурою, що дає вказівки для проектування централізованого опалення на основі ТН. Це ключовий підхід для уникнення непотрібних інвестицій або нових інвестиційних стратегій і планів щодо розширення мережі. Це допомагає створити технічні заходи для вибору енергії або запропонувати конкретні теплові заходи для зменшення дорогих пікових потреб в опаленні в будівлях, що завжди є вигідним; таке довгострокове бачення має вирішальне значення для впровадження успішних рішень з містобудування.

Це також корисно для залучення різних заходів з реконструкції будівель і нових технологічних інвестиційних рішень у довгостроковій перспективі в містах або урбанізованих районах, які приймають централізоване опалення на основі ТН та стратегії стійкої міської енергії. Відповідно до технічного трикутника на рисунку 2.16, доступні джерела тепла для ТН мають великий вплив на вибір відповідної технології ТН, розміщення установки ТН, задовільне виконання вимог до опалення, адекватне підключення ТН і режими роботи, зручну теплову потужність ТН та відповідний діапазон робочих температур для системи. Профіль потреби в опаленні визначає необхідну теплову потужність ТН та необхідність будь-якого додаткового джерела тепла для покриття пікової потреби в опаленні. Технологія ТН та режим роботи мають бути розроблені так, щоб забезпечити

високу ефективність теплових характеристик, щоб покрити необхідні потреби в опаленні за допомогою доступних джерел тепла. Усі згадані міркування, джерела тепла, вимоги до опалення та технологія теплового насоса мають двосторонню залежність.

#### 2.4.2 Розміщення теплових насосів у системі централізованих теплових мереж

Розміщення ТН сильно залежить від місця розташування та наявності джерела тепла. У мережах централізованого теплопостачання є три основні варіанти розміщення, як показано на рисунку 2.17, б: центральний ТН, локальний ТН та індивідуальний тепловий насос.

Центральний ТН має високу теплову потужність і є частиною основної електростанції, як показано на рисунку 2.17, б-1. Місцевий ТН може мати високу або середню теплову потужність і його розміщують поблизу доступного локального джерела тепла, далеко від основних електростанцій (як на рисунку 2.17, б-2). Нарешті, індивідуальні – або так звані розподілені – ТН мають середню та низьку теплову потужність, вони встановлюються в будинках споживачів і підключаються прямо чи опосередковано до мережі централізованого теплопостачання. Пряме з'єднання включає трубопроводи між ТН і мережею централізованого теплопостачання, як показано на рисунку 2.17, б-3. У режимі непрямого підключення теплонасосні агрегати живляться електроенергією, виробленою когенерацією, як показано на рисунку 2.17, б-4. Усі індивідуальні теплонасосні установки є частиною централізованої енергетичної системи з централізованим управлінням теплом та електроенергією як для постачання, так і для попиту.

Центральні ТН повинні мати високу теплову потужність, тому вони вимагають високого теплового споживання від джерела тепла, щоб покрити потребу в опаленні. Вони можуть працювати з одним або декількома режимами підключення джерел тепла, а також в одноступінчастому, багатоступінчастому, багатопаралельному або багатосерійному режимах роботи. У режимі одного джерела тепла теплонасосна установка самостійно подає тепло в ЦТМ. У системах з кількома джерелами тепла ТН є основним джерелом тепла, а інше джерело або джерела (наприклад, викопне паливо або відновлювані джерела енергії) використовуються для покриття пікових потреб в опаленні.

Один або кілька локальних ТН можуть бути інтегровані в ЦТМ, забезпечуючи високу або середню, стабільну або змінну теплову потужність. Місцеве розміщення ТН залежить від місцевих джерел тепла. ТН, розміщені локально, працюють з декількома джерелами тепла і в режимах паралельного або послідовного підключення.

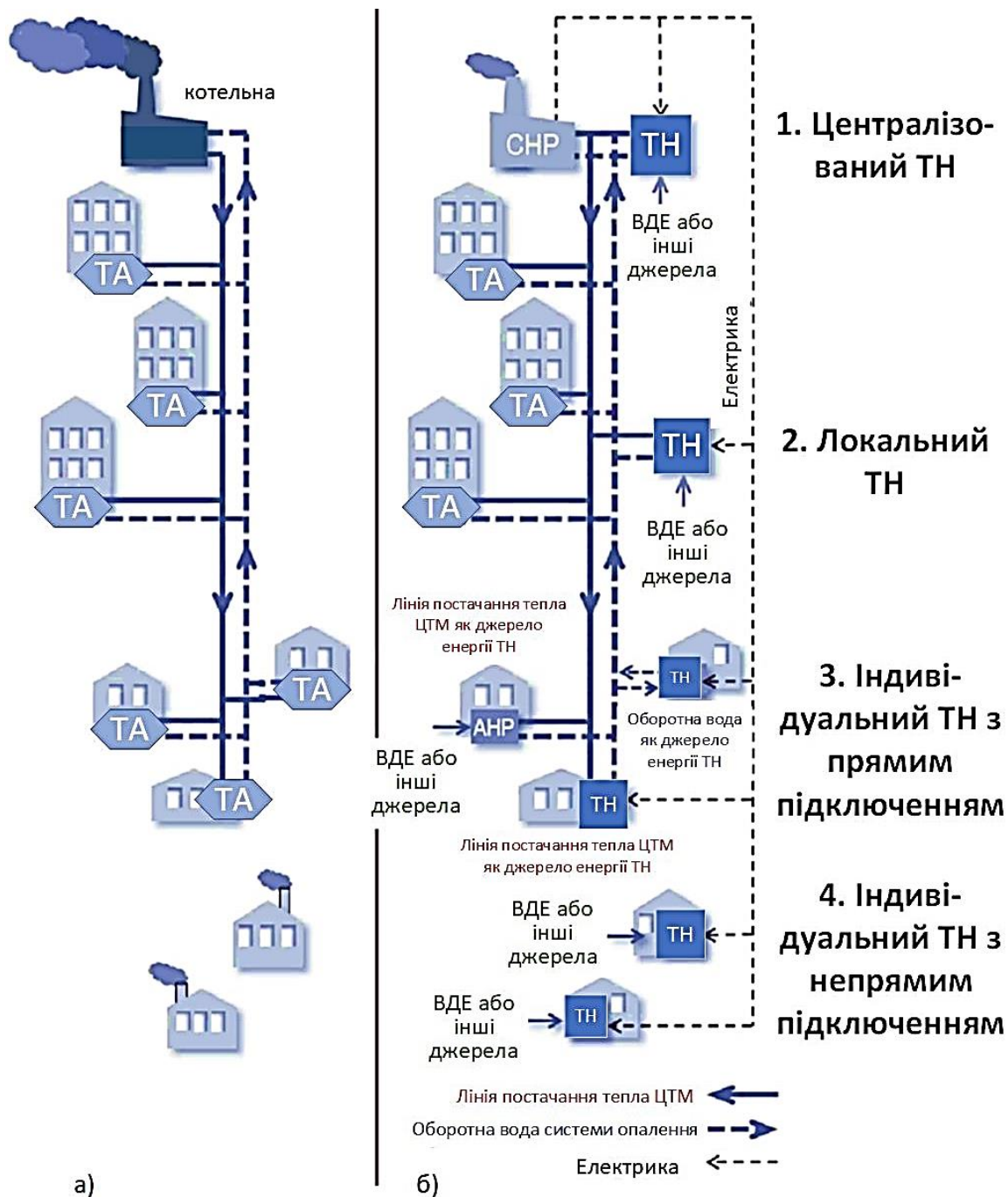


Рисунок 2.17 – Схеми для: *a* – традиційної ЦТМ на основі викопного палива; *б* – варіантів розміщення ТН в удосконаленій ЦТМ (ТА – теплообмінний апарат, ТН – тепловий насос, ВДЕ – відновлювальні джерела енергії, АНР – абсорбційний ТН)

Використання локальних установок може збільшити теплову потужність ЦТМ, оскільки вони використовують різні місцеві джерела тепла для покриття потреб в опаленні. Крім того, вони можуть підвищити гнучкість системи, використовуючи різні технології, різні джерела тепла та рушійну енергію.

Індивідуально розміщені ТН, підключені безпосередньо до мережі, постачають тепло в окремі будівлі в режимі роботи з одним або кількома джерелами тепла. Малі ТН можуть використовувати як джерела тепла місцеві

відновлювані джерела енергії та лінії ЦТМ або зворотного водопостачання, як показано на рисунку 2.17, б-3. Абсорбційний ТН може використовувати лінію централізованого теплопостачання як джерело енергії. Використання різних індивідуальних ТН є наступним доступним варіантом (після локального ТН) для збільшення теплової потужності ЦТМ шляхом використання відновлюваних джерел невеликої теплової потужності.

Індивідуальні теплові насоси, опосередковано підключені до мереж централізованого теплопостачання, використовують місцеві відновлювані джерела енергії для забезпечення тепла окремих будівель і живляться від електроенергії ТЕЦ. ТЕЦ може збільшити виробництво тепла, щоб задовольнити зростаючі потреби в опаленні в мережі централізованого опалення, так що когенерація електроенергії споживатиметься окремими установками ТН і може зберігатися як тепло в резервуарах гарячої води для побутових потреб, установках опалення приміщень тощо. Таким чином, велика кількість окремих ТН може підвищити ефективність когенерації та використовувати додаткову відновлювану електроенергію (наприклад, енергію вітру).

Існує два основні аспекти інтеграції ТН у ЦТ: режим підключення та режим роботи. Тип джерела тепла для ТН визначає змінність їхньої теплової потужності протягом року. Теплова потужність може бути стабільною цілий рік або може збільшуватися або зменшуватися взимку. Джерела тепла, такі як геотермальна, промислові відходи та геотермальна глибоководна вода, можуть забезпечити стабільну теплову потужність ТН протягом усього року. Джерела тепла з повітря, озер, річкової води та мілководної морської води зменшують потужність ТН взимку. Коли централізоване опалення може використовуватися як джерело тепла для ТН, їхня теплова потужність збільшується протягом опалювального сезону разом із робочою температурою ЦТМ.

На рисунку 2.18 показано можливе поєднання режимів роботи та підключення для різних розміщень ТН у ЦТМ. Існує два основних режими підключення для генерації тепла: одне джерело тепла та кілька джерел тепла. Режим підключення єдиного джерела тепла означає одне центральне джерело тепла для забезпечення всієї потреби в опаленні централізованого теплопостачання, яке може постачати тепло лише в одному режимі роботи. Режими підключення кількох джерел тепла означають два або більше джерел тепла для паралельної або послідовної подачі тепла. У цьому режимі підключення є два режими роботи (одиначний і багаторазовий) з трьома можливостями розміщення ТН (центральний, локальний і індивідуальний). Кілька джерел тепла з повністю паралельною роботою означають співпрацю всіх джерел тепла для централізованого теплопостачання протягом цілого року, а ТН можна розмістити централізовано, локально та окремо.

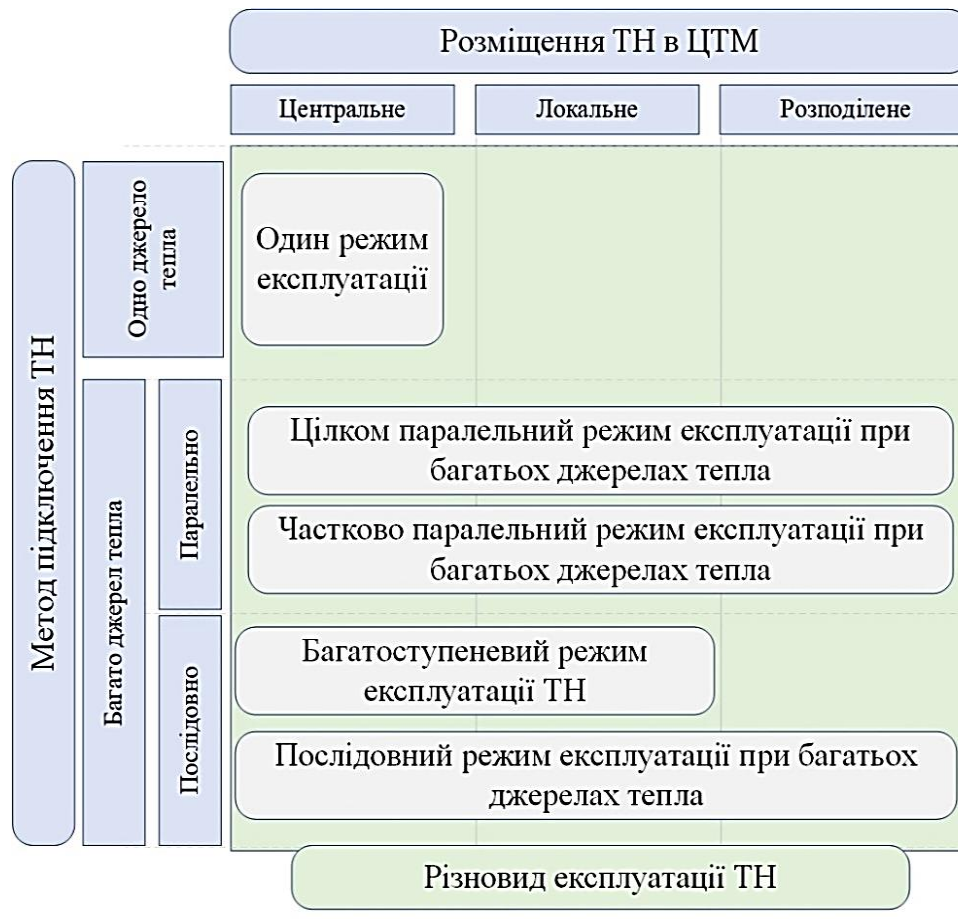


Рисунок 2.18 – Можливі види експлуатації та схеми приєднання ТН до ЦТМ

За часткової паралельної роботи джерела тепла співпрацюють лише протягом частини опалювального сезону, протягом решти сезону окреме джерело тепла постачає мережу зазвичай ТН (розміщений централізовано, локально або окремо). За послідовного з'єднання кількох джерел тепла є два режими роботи з двома або трьома можливостями розміщення теплового насоса. У багатоступінчастому режимі роботи кожен ступінь теплових насосів робить свій внесок у постачання централізованого опалення, і вони є залежними. ТН в багатоступеневому режимі роботи можуть бути розміщені як центральні або локальні джерела тепла. У режимі серії з декількома джерелами два або більше джерел тепла з'єднані послідовно, щоб працювати разом цілий рік, і ТН може бути розміщений центрально або локально.

Застосування ТН у системі централізованого опалення підсумовано в схемі джерел тепла, рушійної енергії та режимів підключення, поданих на рисунку 2.19, яка ілюструє загальний діапазон технічно можливих сценаріїв.

Існує три основні типи технологій ТН, які використовують різні джерела енергії: механічний ТН, що працює від електроенергії (як від мережі, так і від відновлюваної енергії); тепловий ТН (тобто абсорбційний ТН), що працює від високотемпературних звичайних, відновлюваних, відходів або кількох джерел тепла; ТН насос, що працює від високотемпературного тепла з лінії ЦТМ.

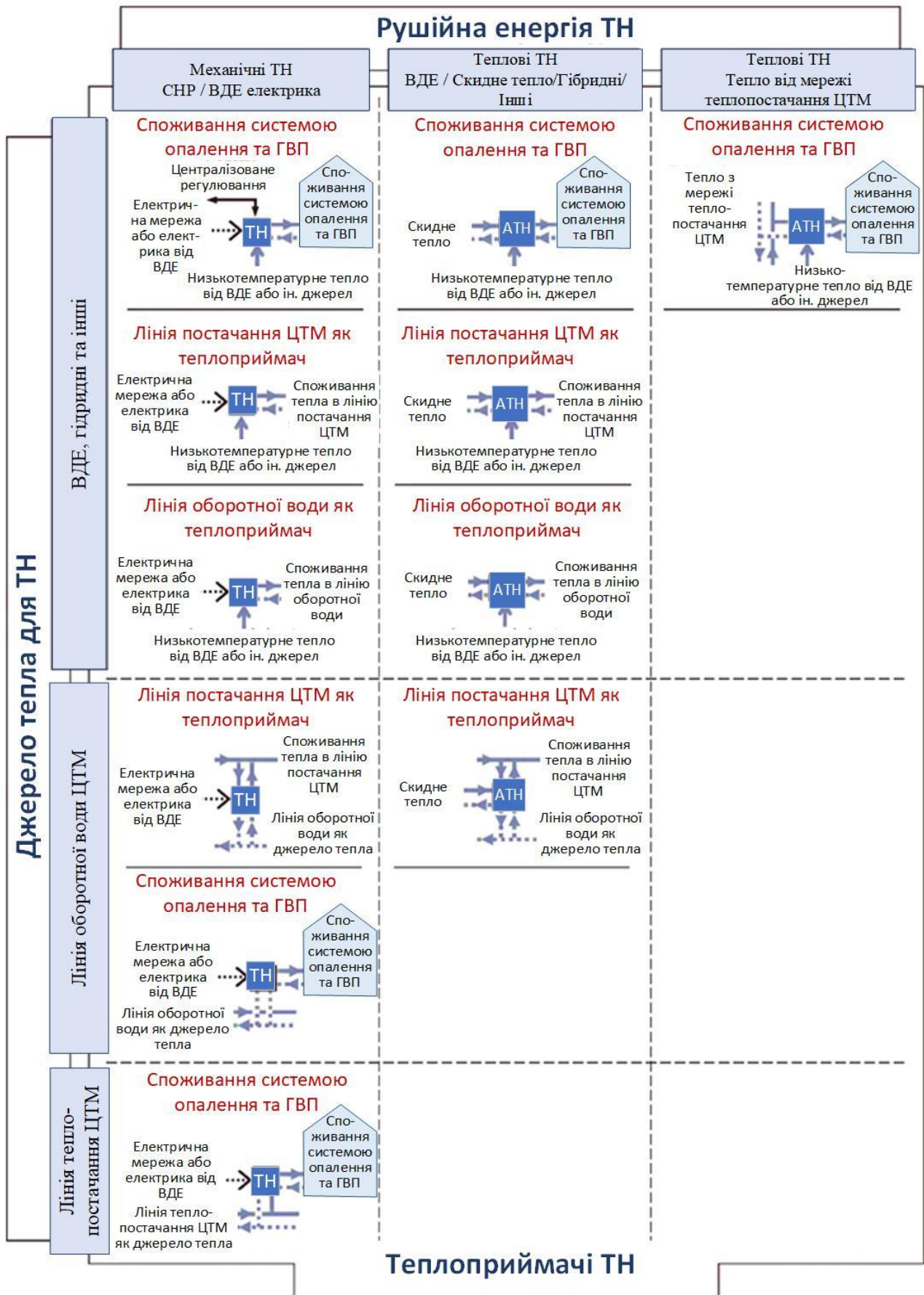


Рисунок 2.19 – Розташування джерел тепла, рушійна енергія та моделі підключення для інтеграції ТН у ЦТМ (АТН – абсорбційний ТН, ТН – тепловий насос)

Необхідна рушійна енергія визначає, чи підходять джерела тепла для ТН. Механічні ТН з електричним приводом можуть використовувати широкий спектр джерел тепла. Теплові ТН, що працюють від високотемпературних відновлюваних джерел енергії або відпрацьованого тепла, можуть отримувати тепло з іншого відновлюваного джерела або зворотної лінії ЦТМ. Тепловий ТН, який використовує тепло з лінії ЦТМ як рушійну енергію, може використовувати відновлюване джерело як джерело тепла.

Тепловідвід є наступним важливим компонентом для інтеграції ТН в систему ЦТМ: тепло, яке подається ТН, може надходити до лінії подачі, лінії повернення або безпосередньо до будівель для опалення приміщень і потреб у гарячій воді. Для кожного радіатора необхідний певний температурний діапазон і теплова потужність. Вибір технології ТН суворо пов'язаний з наявними джерелами тепла, необхідною рушійною енергією та технічними характеристиками радіатора.

Наведені нижче сценарії роботи та підключення показують гнучкий діапазон можливих рішень для інтеграції технології ТН в систему централізованого опалення [65].

*ТН з одним джерелом тепла.* За такого розташування ТН розміщується по центру, як показано на рисунку 2.20. З технічного трикутника ТН як єдине джерело тепла повинен мати достатню та гнучку теплову потужність, щоб повністю задовольняти потреби в опаленні протягом року.

Завдання тут полягає в тому, щоб забезпечити достатню теплову потужність джерела тепла для покриття пікових потреб в опаленні. Потреба в опаленні в розрахункових умовах виникає рідко і навіть протягом дуже коротких періодів часу, тому такий режим роботи не є економічно ефективним і зменшує використання встановленої теплової потужності ТН.

*ТН як єдине джерело тепла з накопичувачем теплової енергії.* Забезпечення сезонного накопичення теплової енергії для попереднього централізованого опалення на основі єдиного ТН зменшить необхідну теплову потужність ТН до рівня, меншого за максимальну потребу в опаленні.

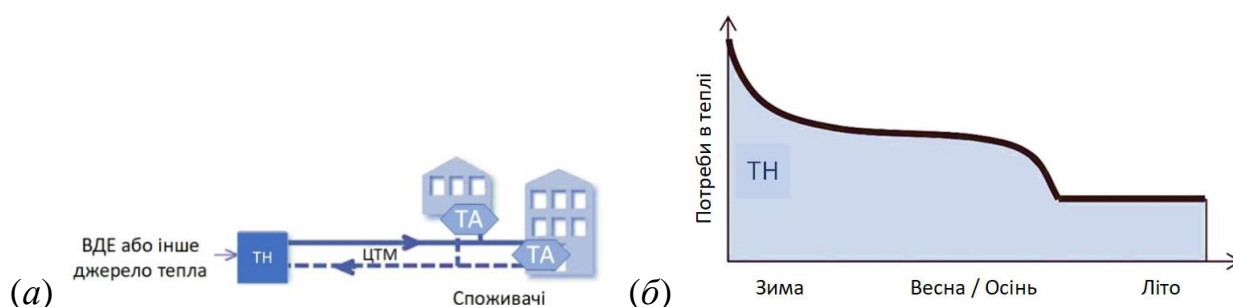


Рисунок 2.20 – ТН з одним джерелом тепла: *а* – розміщення теплового насоса та режим підключення; *б* – профіль вимог до тепла та режим роботи

Акумулятор теплової енергії відіграє роль буфера для стабілізації роботи мережі. Такий режим роботи дозволяє одному ТН працювати на повну потужність протягом цілого року, як для випадків стабільної, так і для змінної потужності (як показано на рис. 2.21, б і 2.21, в), відповідно до характеристик джерела тепла. У випадку стабільної теплової потужності ТН в цьому робочому режимі є три області застосування. В області I потреба в опаленні забезпечується ТН і накопичувачем теплової енергії, а накопичена енергія розряджається. В області II лише ТН забезпечує централізоване опалення. В області III ТН забезпечує централізоване опалення та заряджає накопичувач енергії.

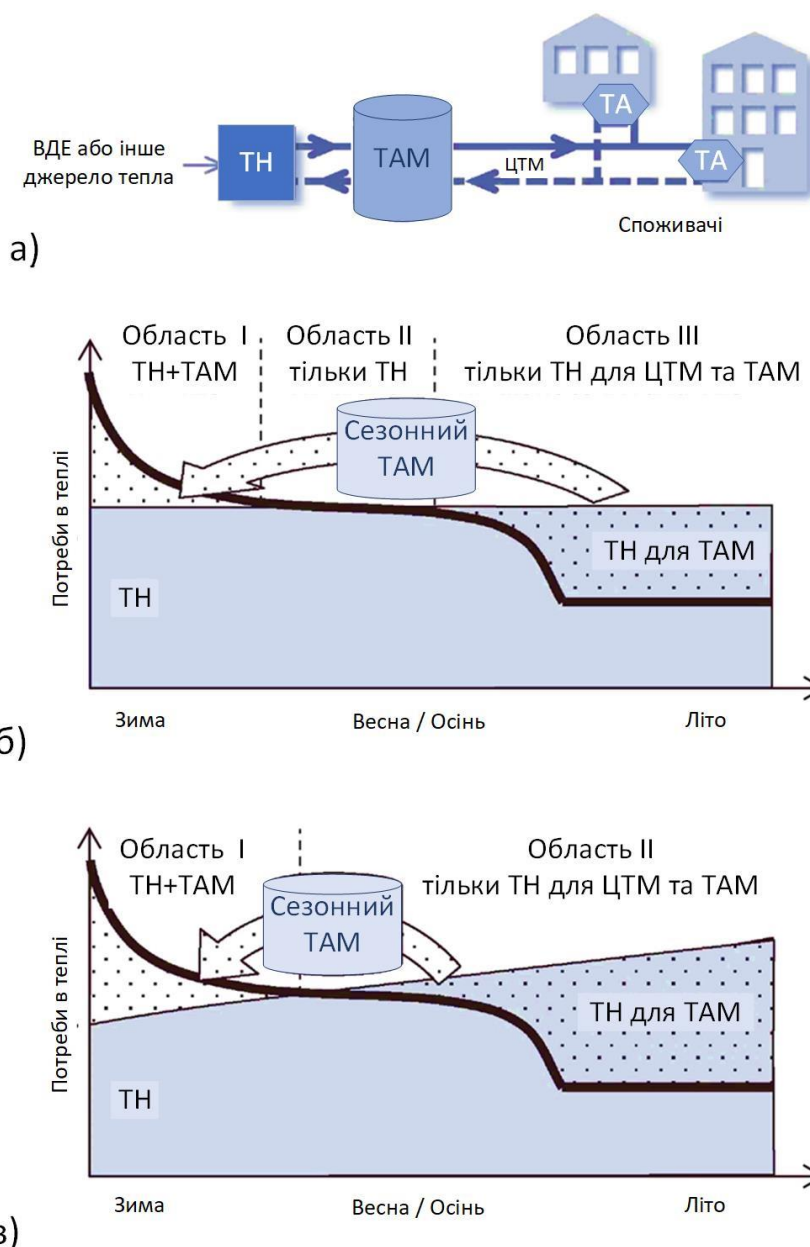


Рисунок 2.21 – ТН з одним джерелом тепла з ТАМ: а – розміщення ТН та режим підключення; б – профіль потреби в теплі та режим роботи для стабільної теплової потужності ТН; в – профіль потреби в теплі та режим роботи для змінної теплової потужності ТН



Конструкція теплових потужностей для ТН та ТАМ може в такому робочому режимі задовольнити річну потребу в опаленні, як показано на рисунку 2.21. Варто зазначити, що використання сезонного ТАМ в мережі є кращим, але це є дорогим варіантом через велику необхідну ємність для зберігання тепла; також потрібно враховувати теплоакумулювальну ефективність такої установки.

*ТН з одним джерелом тепла та багатоступеневою роботою.* Для найкращого задоволення потреб в опаленні можна використовувати багатоступеневе підключення для ТН. ТН послідовно впливають на температуру води в лінії централізованого тепlopостачання. На рисунку 2.22, а показано приклад триступеневого підключення. Кожен ступінь призначений для роботи тільки в певному температурному діапазоні, що призводить до збільшення сезонного коефіцієнта продуктивності, але вони не є універсальними для роботи в різних технічних параметрах.

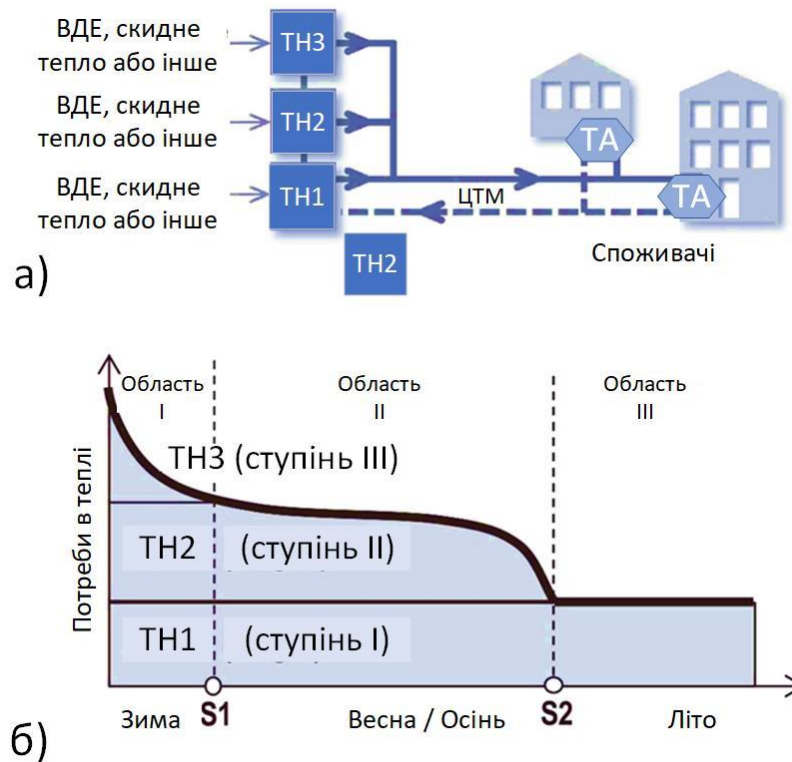


Рисунок 2.22 – ТН в одному джерелі тепла з багатоступеневою опцією:  
 а – розміщення ТН та режим підключення; б – профіль потреби в теплі та режим роботи

Етапи роботи є залежними і не можуть бути змінені. Як показано на рисунку 2.22, б, для області I усі три ступені ТН працюють разом (ТН1 + ТН2 + ТН3), щоб задовольнити потребу в опаленні до точки S1. В області II блок ТН3 вимикається, залишаючи блоки ТН2 і ТН1 виконувати знижені потреби в нагріванні до точки S2. В області III блок ТН1 продовжує самостійно

виконувати зменшені потреби в опаленні поза опалювальним сезоном. Конструкція багатоступеневих ТН може узгодити теплопостачання з профілем потреби в опаленні протягом року, як показано на рисунку 2.22, б.

*ТН з кількома джерелами тепла, підключеними паралельно.* ЦТ з декількома джерелами тепла означає систему, яка забезпечується двома або більше традиційними або ВДЕ. Ці джерела тепла можуть бути з'єднані паралельно або послідовно, і вони можуть працювати повністю або частково паралельно. У разі взаємодії ТН з джерелами тепла на викопному паливі ТН завжди має пріоритет для подачі тепла в мережу. У випадку взаємодії ТН з ВДЕ пріоритет постачання залежить від витрат, викидів і технічних вимог. З цією опцією ТН зазвичай працює як основне джерело тепла з повною тепловою потужністю якомога довше. Такий режим роботи забезпечує вищий сезонний коефіцієнт продуктивності, краще використання встановленої теплової потужності ТН, що економічно та екологічно безпечно. У системі ЦТМ, що постачається ТН, підключеним паралельно до традиційного джерела тепла, є два можливі режими підключення: обидва джерела тепла розташовані по центру, як показано на рисунку 2.23, а, або джерела тепла знаходяться далеко одне від одного, напр. центральне звичайне джерело тепла, яке взаємодіє з місцевим ТН, розташованим поблизу місцевого джерела тепла (наприклад, річки чи озера), як на рисунку 2.23, б. В обох підключеннях ТН може працювати з постійною або змінною тепловою потужністю. Блок постійної теплової потужності може працювати в повністю паралельній роботі, як показано на рисунку 2.23, в, де в області I як ТН, так і звичайне джерело тепла забезпечують ЦТ до точки S3. В області II звичайне джерело тепла вимикається, і лише ТН продовжує забезпечувати зменшену потребу в опаленні поза опалювальним сезоном. Помітно, що ТН цілий рік працює на повну теплову потужність.

На рисунку 2.23, г ТН із змінною потужністю працює в частково паралельному режимі роботи. В області I тільки звичайне джерело тепла забезпечує потребу в опаленні, необхідну в опалювальний сезон до точки S4, після чого в області II, де робота ТН стає прибутковою та ефективною, ТН доповнює джерело тепла, щоб задовольнити потребу в опаленні до точки S5. В області III додаткове джерело тепла вимикається, і лише ТН продовжує виконувати знижені потреби в опаленні влітку. У цьому режимі ТН і звичайне джерело тепла не варто розміщувати разом; це дозволяє забезпечити низький рівень локального джерела тепла для ТН, навіть якщо він розташований далеко від традиційного джерела тепла. Можна підключити більше ніж одну теплову насосну установку з різними місцями, різними тепловими потужностями та технологіями ТН. Це допомагає збільшити теплову потужність, що забезпечується відновлюваною енергією, і заощадити споживання викопного палива.

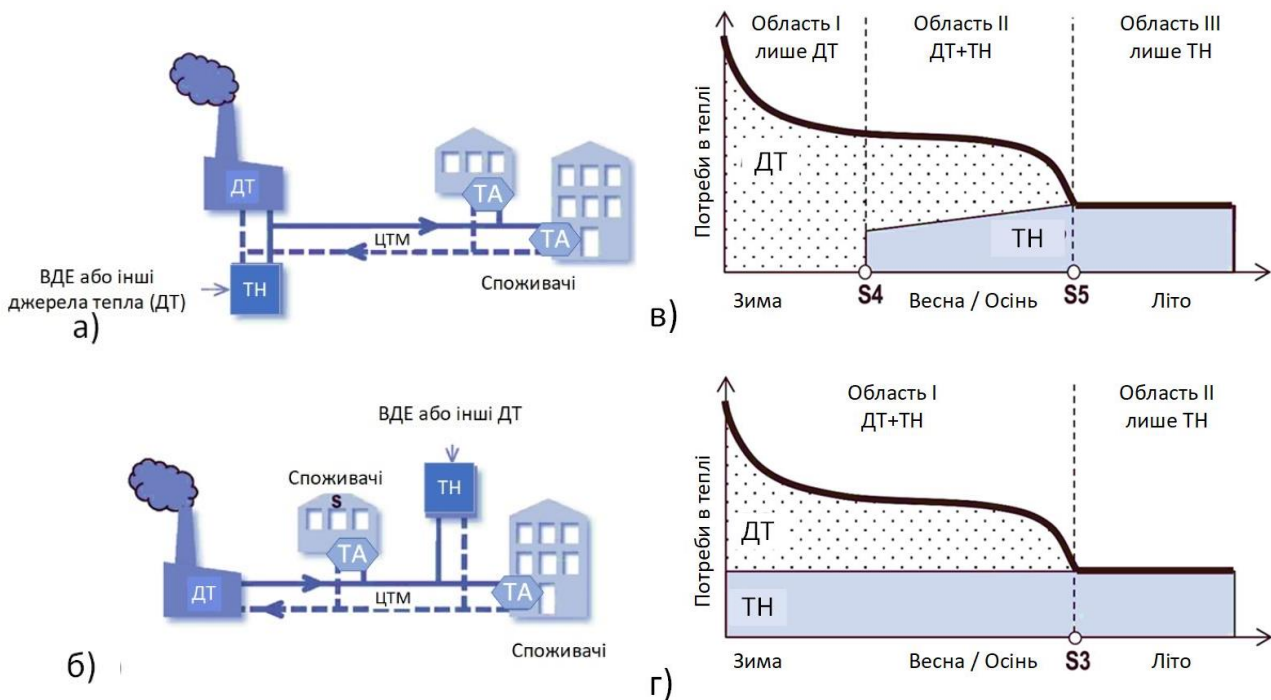


Рисунок 2.23 – ТН із кількома джерелами тепла (ДТ), підключеними паралельно: *а* – центральне підключення ТН; *б* – локальне підключення ТН; *в* – профіль потреби в теплі для повністю паралельного режиму роботи (стабільна теплова потужність ТН); *г* – профіль потреби в теплі з частково паралельним режимом роботи (змінна теплова потужність ТН)

*ТН з кількома паралельно підключеними джерелами тепла з сезонним накопиченням теплової енергії.* Несприятливу мінливість відновлюваних джерел для постачання централізованого опалення можна усунути за допомогою кількох джерел тепла, з'єднаних паралельно (наприклад, ТН із сонячними тепловими колекторами), використовуючи сезонний накопичувач теплової енергії. Як показано на рисунку 2.24, резервуар зберігає тепло від обох джерел: від ТН та джерела відновлюваної енергії.

Варто зазначити, що ТН, ВДЕ та накопичувальний бак повинні бути розташовані разом. Існує багато можливих режимів роботи, і основні режими описані в трьох сферах: область I, де ТН і накопичувач теплової енергії забезпечують централізоване опалення, в області II ТН, накопичувач теплової енергії та джерело відновлюваної енергії відіграють роль у системі централізованого опалення, тоді як в області III ТН постачає централізоване опалення та разом із відновлюваним джерелом одночасно заряджає накопичувач теплової енергії. Очевидно, що в області III ТН стягує надлишок тепла в накопичувач, і це накопичення тепла дозволяє ТН працювати з повною тепловою потужністю протягом усього року, забезпечуючи високий сезонний коефіцієнт продуктивності та ефективне використання теплової потужності ТН.

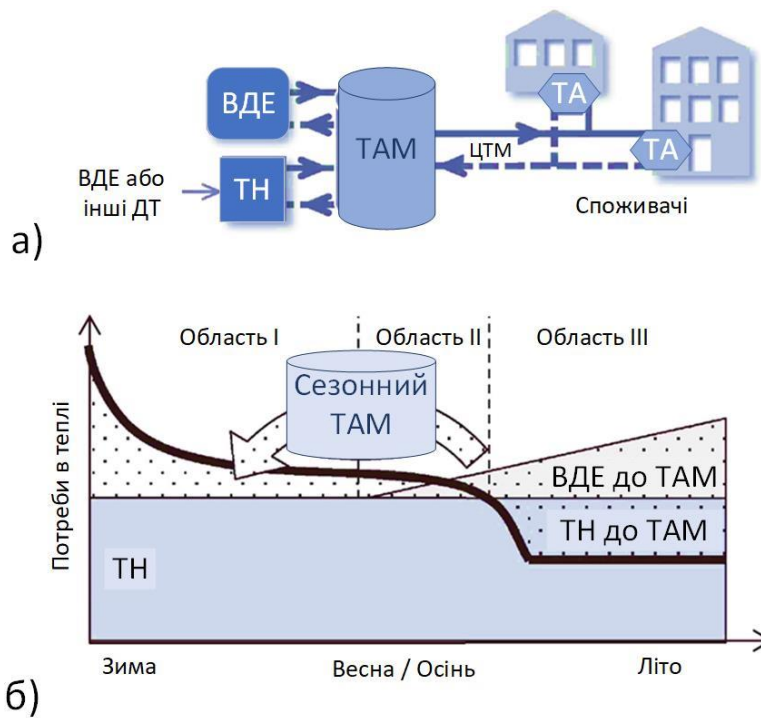


Рисунок 2.24 – ТН із кількома джерелами тепла, підключеними паралельно з ВДЕ та накопиченням теплової енергії (ТАМ): а – розміщення ТН та режим підключення; б – профіль потреби в теплі та режим роботи

Такий режим підключення дозволяє використовувати відновлювані джерела енергії для забезпечення центрального опалення та краще використовувати теплову потужність ТН, але використання сезонного накопичення теплової енергії є дорогим варіантом. Варто також враховувати сезонну ефективність накопичення тепла.

*ТН з кількома послідовно з'єднаними джерелами тепла.* У цьому режимі ТН та звичайні джерела тепла з'єднані послідовно, щоб працювати разом протягом усього року, послідовно підвищуючи температуру подачі води в системі централізованого тепlopостачання. За допомогою цієї опції ТН можна розмістити як центрально, так і локально. Зазначається, що ТН працює на повну теплову потужність цілий рік. На рисунку 2.25, а показаний пристрій як частина центрального джерела тепла. ТН підвищує температуру води у зворотній лінії ЦТМ, а потім звичайне джерело тепла підвищує температуру до рівня, необхідного для задоволення вимог опалення.

Варто підкреслити, що таке підключення дозволяє ТН спільно постачати централізоване опалення з вищою температурою, ніж це було б можливо за допомогою одного ТН. На рисунку 2.25, б показано центральне джерело тепла, з'єднане послідовно з ТН, розміщеним локально поблизу доступного місцевого джерела тепла (наприклад, річка чи озеро тощо). У цьому режимі підключення ТН підвищує температуру води в лінії ЦТМ, що означає збільшення загальної теплової потужності системи централізованого тепlopостачання.

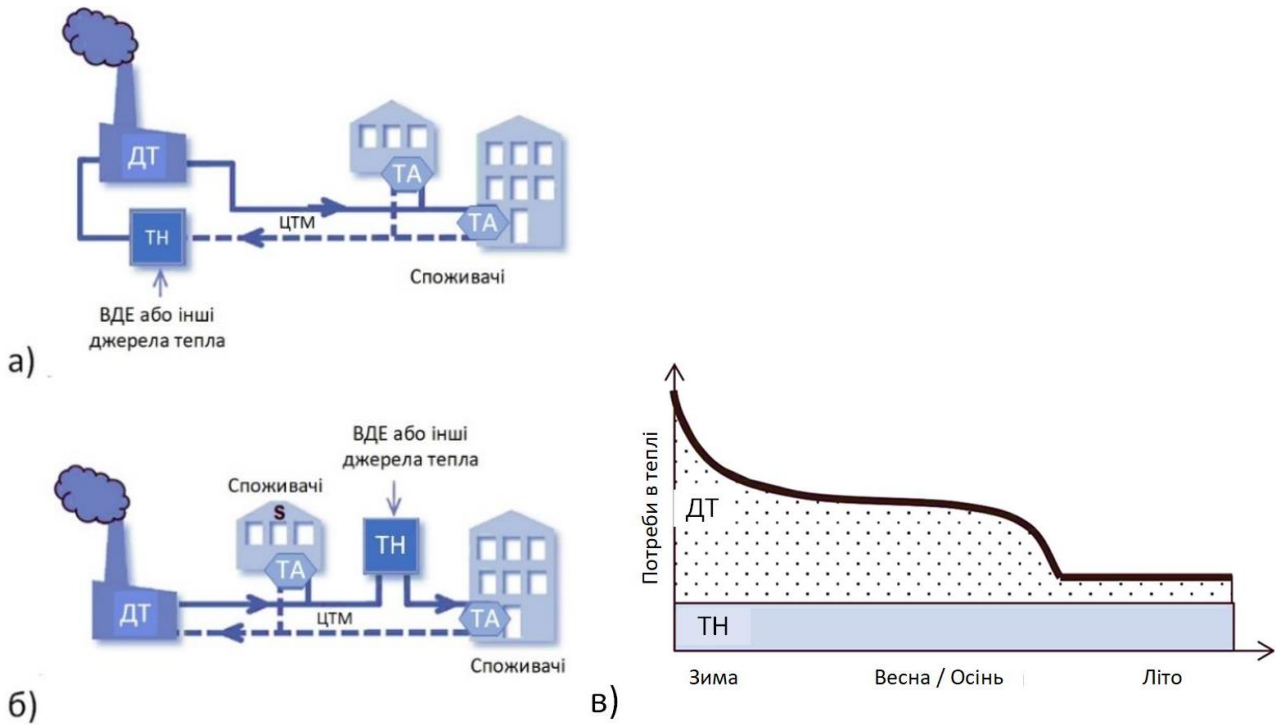


Рисунок 2.25 – ТН із кількома джерелами тепла, з'єднаними послідовно: а – центральне розміщення ТН в послідовному з'єднанні; б – послідовне з'єднання для центрального джерела тепла та локального ТН; в – профіль потреби в теплі та режим роботи

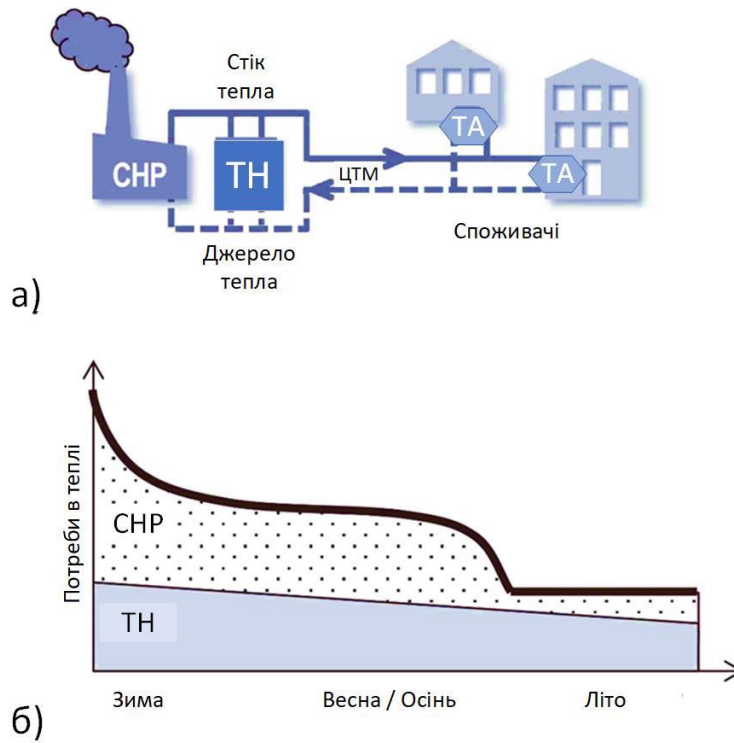


Рисунок 2.26 – ТН із кількома джерелами тепла, з'єднаними послідовно (тепловий насос в режимі живлення): а – центральне розміщення ТН в послідовному з'єднанні, б – профіль потреби в теплі та режим роботи

Це дозволяє підключати нових споживачів без збільшення теплової потужності центрального джерела тепла. Такий режим підключення дозволяє встановлювати в мережу більше одного ТН в різних місцях, з різною тепловою потужністю, але такий варіант буде зручний лише для низькотемпературного централізованого теплопостачання.

*ТН із кількома джерелами тепла, з'єднаними послідовно за допомогою зворотної лінії.* У цьому випадку ТН використовує зворотну лінію ЦТ як джерело тепла, а лінію подачі як тепловідвід. Агрегат розміщений біля центрального джерела тепла та з'єднаний послідовно з когенераційною станцією, як показано на рисунку 2.26. Традиційно у випадку підвищеної потреби в опаленні в системі централізованого теплопостачання когенераційна установка виробляє необхідне тепло та надлишкову електроенергію одночасно.

ТН частково замінить виробництво тепла на когенераційній установці, щоб уникнути надмірного виробництва електроенергії, або додаткову електроенергію можна споживати як енергію для роботи теплового насоса. Зазначається, що теплонасосна установка, що живиться від власної ТЕЦ, підвищить її ефективність і покращить енергоменеджмент у системі централізованого енергопостачання.

*Індивідуальні теплові насоси в системі централізованого теплопостачання.* На рисунку 2.27 показано п'ять прикладів режимів підключення для інтеграції індивідуальних теплових насосів до централізованого теплопостачання: (а) індивідуальні ТН замість теплообмінників у вибраних будівлях; (б) індивідуальні ТН, що використовують зворотну лінію ЦТ як джерело тепла; (в) індивідуальні ТН, підключені опосередковано до мережі централізованого теплопостачання та живляться від ТЕЦ; (г) індивідуальні абсорбційні ТН як єдине джерело тепла в будівлях; (д) індивідуальні абсорбційні ТН, з'єднані паралельно з теплообмінниками в будівлях.

Як показано на рисунку 2.27, а, використання окремого ТН замість теплообмінника в будівлі дозволяє знизити температуру всієї мережі, і таким чином мережа стає низькотемпературною ЦТМ. ТН використовує лінію централізованого теплопостачання як джерело тепла та подає гарячу воду для побутових потреб і опалення приміщень за вищої температури. На рисунку 2.27, б показані окремі ТН, які використовують тепло від зворотної лінії централізованого опалення як джерело тепла, таким чином знижуючи температуру зворотної лінії. Такий режим підключення та роботи покращує енергоефективність та теплоємність системи. На рисунку 2.27, в індивідуальні ТН не підключені до мережі централізованого теплопостачання, але вони живляться від ТЕЦ. Усіма ТН можна керувати централізовано та контролювати як частину інтелектуальної мережі або системи централізованого енергопостачання.

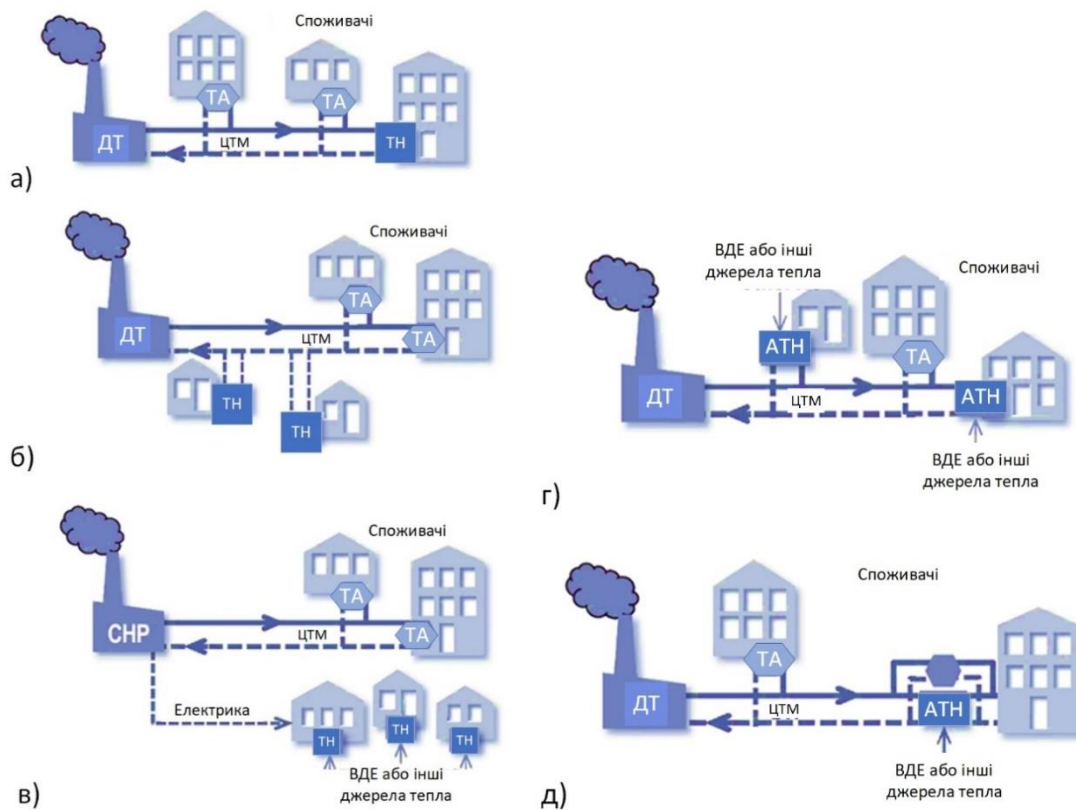


Рисунок 2.27 – Режими розміщення та підключення індивідуальних ТН:  
*а* – ТН замість теплообмінника; *б* – ТН, що використовують зворотну лінію централізованого опалення як джерело тепла; *в* – ТН, що живляться від ТЕЦ і не підключені до ЦТМ; *г* – абсорбційні ТН замість теплообмінників у будівлях; *д* – абсорбційні ТН, підключені паралельно до теплообмінників у будівлі

Когенераційна станція може збільшити виробництво тепла, оскільки додаткову вироблену електроенергію можна споживати як споживану енергію в окремих ТН і зберігати у формі тепла в баках для гарячої води для побутових потреб, опалення приміщень тощо. На рисунку 2.27, *г* індивідуальні абсорбційні ТН працюють замість теплообмінників у вибраних будівлях і використовують тепло з лінії подачі за високої температури як рушійну енергію; так само відновлювані джерела енергії або інші джерела тепла можуть використовуватися для живлення абсорбційних ТН. Як показано на рисунку 2.27, *д*, індивідуальні абсорбційні ТН, підключені паралельно теплообмінникам, використовуються в окремих будівлях. Теплообмінники забезпечать тепlopостачання для потреб опалення, коли абсорбційні теплові насоси генерують недостатню теплову потужність або вимкнені. Інтеграція теплообмінника може покращити застосовність абсорбційних теплових насосів у ЦТМ з вищим діапазоном робочих температур.

Інтеграція ТН у мережі централізованого опалення забезпечує підвищення ефективності та гнучкості, декарбонізацію сектора та може допомогти досягти цілей сталого розвитку України. ТН з'єднують тепловий та електричний сектори,

які можуть відігравати ключову роль в енергетичній інфраструктурі завдяки здатності збалансувати попит на тепло та електроенергію, забезпечуючи таким чином гнучкість системи централізованої енергетики. Ця перевага сприятиме і заохочуватиме інтеграцію виробництва енергії з відновлюваних джерел. Майбутні цілі ЄС щодо енергетики та клімату зосереджені на малому або мікромасштабному централізованому теплопостачанні та електрифікації сектора теплопостачання, переважно за допомогою технології ТН, що можна також застосовувати і в умовах України. Низькотемпературне централізоване теплопостачання зараз є можливим варіантом і практичним застосуванням для поточних мереж централізованого теплопостачання.

Вибір технології ТН для інтеграції в мережі централізованого теплопостачання є складним і багатокритеріальним. У світі немає послідовного способу створення централізованого опалення на основі ТН. Розглянуті моделі включають розміщення ТН, режими підключення та роботи, а також джерела тепла, доступні для ТН. Розглянуто багато можливих сценаріїв і технологічних рішень із технічного трикутника, які дають дуже широкий спектр застосувань і можливостей централізованого опалення на основі ТН. Технічний трикутник – це інструмент, здатний визначати двонаправлені взаємозалежності технології ТН, джерел тепла для ТН і профілів потреби в теплі. Технічний трикутник дає змогу здійснювати багатий на технології аналіз систем із ТН, відновлюваними джерелами енергії та накопиченням теплової енергії.

Сценарії розміщення, підключення та режими роботи ТН у системі централізованого теплопостачання та їхні викиди підтверджують, що неможливо створити універсальне рішення для всіх країн Європи щодо інтеграції ТН у систему централізованого теплопостачання. Кожну країну потрібно аналізувати окремо, беручи до уваги всі технічні характеристики та міркування щодо особливостей систем опалення та вимог до викидів.

## **2.5 Моделі використання фотоелектричних теплових колекторів для опалення та гарячого водопостачання**

Фотоелектричний тепловий колектор (далі – PVT) є однією з найцікавіших технологій перетворення сонячної енергії, яка поєднує виробництво електричної та теплової енергії в одному пристрої. Парокомпресійний ТН уже вважається найбільш придатною екологічно чистою технологією для потреб будівель у тепловій енергії. Поєднання цих двох технологій в інтегрованій системі «фотоелектричний-тепловий сонячний тепловий насос» (Photovoltaic-thermal solar-assisted heat pump systems PVT-СТН) дозволяє задовольнити значну частку теплових потреб будівлі завдяки відновлюваним джерелам енергії та покращити продуктивність як фотоелектричного, так і теплового колекторів і ТН. Перший



охолоджується, підвищуючи його ефективність перетворення енергії, одночасно надаючи низькотемпературну теплову енергію другому, який виграє від вищої температури випаровування.

Більш детально в останні десятиліття дослідники приділяли велику увагу сонячним тепловим насосам (далі – СТН), здебільшого парокompресійним ТН у поєднанні з плоскими пластинчастими сонячними тепловими колекторами [26]. Незважаючи на те, що звичайні теплові панелі зазвичай застосовуються, використання фотоелектричних теплових (PVT) сонячних колекторів розширюється завдяки їхньої здатності виробляти як електричну, так і теплову енергію, яка може використовуватися ТН, з перевагами для обох систем [21]. Електроенергія з відновлюваних джерел PVT може самостійно споживатися ТН, яка залежить від електромережі, коли постачання електроенергії PVT недостатньо. Тепло, рекупероване гібридним колектором, може використовуватися безпосередньо для побутових потреб або передаватися тепловому насосу, який потім може працювати за вищої температури, з наступними перевагами щодо загальної ефективності системи. Окрім того, що фотоелектрично-теплова сонячна система теплового насоса (PVT-СТН) є дуже конкурентоспроможним рішенням, вона також є однією з найбільш придатних для відповідності стандартам будівель з майже нульовим енергоспоживанням як у кліматі, де переважає опалення, і в помірних регіонах, що характеризуються потребою в опаленні та охолодженні [69].

Багато факторів впливають на продуктивність ТН, але найважливішим є різниця температур між випаровуванням і конденсацією, тобто робоча температура джерел низької та високої енергії. Джерела тепла в навколишньому середовищі, такі як зовнішнє повітря та земля, часто доступні за низьких температур, що впливає на продуктивність теплового насоса. Це робить використання сонячної енергії цікавим у цьому сенсі. Кілька дослідників досліджували способи поєднання систем ТН і сонячних систем для «допомоги» ТН шляхом використання сонячної енергії у формі електрики або теплової енергії.

Фотоелектрична (PV) електроенергія може постачати компресор, який зазвичай живиться від змінного струму, тому потрібен інвертор постійного / змінного струму між PV системою та машиною. У науковій літературі нещодавно були представлені деякі приклади ТН, що живляться від постійного струму, що спричинило нове покоління систем PV-ТН із перевагами щодо загальної ефективності перетворення. Навіть якщо деякі автори класифікують системи PV-ТН як «сонячні теплові насоси» [7], більшість літератури визначає «теплові насоси з сонячними променями» як комбінацію сонячних теплових технологій (наприклад, традиційних сонячних теплових і PVT) і ТН [26].

У системах СТН сонячна енергія використовується як джерело тепла для машини, окремо або в поєднанні з іншими джерелами навколишнього середовища, забезпечуючи тепло за вищої температури порівняно з іншими джерелами. Вища температура випаровування зменшує споживання електроенергії та підвищує продуктивність ТН, а також покращує відбір тепла від сонячних колекторів [20]. Крім того, інтеграція ТН і сонячних технологій дозволяє подолати багато технічних обмежень автономних сонячних теплових систем (наприклад, залежність від клімату та сонячної доступності, високі втрати тепла, низька ефективність і труднощі з досягненням високої температури подачі взимку). ТН можуть використовувати низькотемпературну енергію від сонячних колекторів, також у поєднанні з вторинним джерелом тепла, коли радіація низька або відсутня, забезпечуючи високотемпературну енергію для побутових потреб без будь-якої резервної системи. Можливі різні конфігурації СТН, залежно від інтеграції сонячних колекторів і ТН. Паралельні та послідовні конфігурації є найбільш відомими, будучи першими більш міцними та надійними для меншої складності з погляду гідравлічних з'єднань, дизайну та оптимізації, навіть якщо другий варіант є більш досконалим та продуктивнішим [32]. Системи з подвійним джерелом, коли сонячна енергія поєднується з іншим джерелом тепла, незабаром були визнані багатообіцяючими і були додатково досліджені на предмет їхньої високої продуктивності та енергозбереження щодо простих паралельних і послідовних конфігурацій.

*Фотоелектрично-теплові теплові насоси з сонячною енергією.* Гібридна фотоелектрично-теплова технологія становить цікаве рішення для спільного виробництва опалення та електроенергії, оскільки вона виробляє більше відновлюваної первинної енергії на квадратний метр встановлених колекторів, ніж окреме виробництво за допомогою традиційної фотоелектричної та сонячної теплової енергії. На жаль, впровадження гібридних сонячних колекторів стикається з основним обмеженням у робочій температурі, особливо у високих широтах і в зимовий сезон [93], тому вони не можуть задовольнити весь попит на опалення. І навпаки, коли PVT поєднані з накопичувачами ГВП, виробництво фотоелектричних елементів залежить від високої робочої температури, особливо в періоди з великою сонячною радіацією, низьким споживанням води або при використанні закритих PVT. Поєднання PVT з ТН дозволяє покривати теплові потреби, використовуючи сонячну енергію та підтримуючи фотоелектричні елементи за низької температури. Можливі конфігурації PVT з ТН подані на рисунку 2.28. ТН можуть використовувати теплову енергію, вироблену PVT, для покриття потреби будівлі в енергії, тоді як електроенергія PVT живить компресор ТН, зменшуючи споживання первинної енергії. У такій цифрі збільшується частка відновлюваної енергії, виробленої та самостійно спожитої на місці, з перевагами

з погляду скорочення викидів. У той же час активне охолодження фотоелектричних елементів дозволяє підвищити продуктивність як PVT, так і ТН, відносно розділених систем, з економією чистого споживання електроенергії, відбору тепла з навколишнього середовища та площі даху.

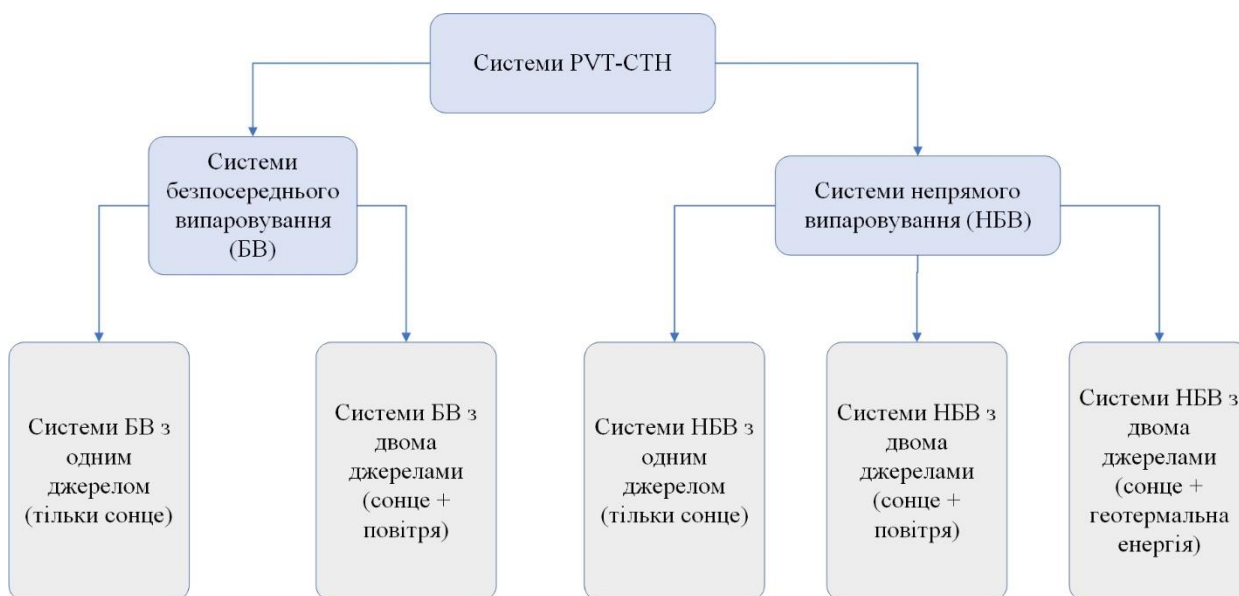


Рисунок 2.28 – Існуючі конфігурації систем PVT-СТН

*Системи прямого розширення.* Теплонасосні системи з прямим розширенням (або безпосереднім випаровуванням) – це перший тип конфігурації СТН, розроблений і досліджений багатьма авторами протягом багатьох років як комбінація звичайних сонячних колекторів і теплових насосів.

*Ододжерельний БВ-PVT-СТН.* Ододжерельний БВ-PVT-СТН для нагріву води є найпростішим і вперше дослідженим застосуванням гібридного PVT з ТН. У цій конфігурації гібридний колектор є єдиним джерелом енергії для машини, як показано на рисунку 2.29. Система може виробляти гарячу воду з різними рівнями температури, відповідно до конструкції, для опалення приміщення або гарячої води, тоді як охолодження зазвичай не передбачено в такій конфігурації. Керування частотою компресора в режимі реального часу є основним у системах БВ-PVT-СТН. Автори [79] розробили інтегрований метод керування в реальному часі для регулювання робочої частоти компресора відповідно до випромінювання в реальному часі. Запропонована стратегія керування продемонструвала відповідні покращення з погляду виробництва фотоелектричної електроенергії та COP системи щодо використання загальної стратегії керування, керованої попитом. Автори [51] також зосередились на зменшенні обміну електроенергією з мережею, отримуючи хороші результати з погляду енергоефективності, використовуючи компресор частотно-регульованого приводу (VFD) із зворотним зв'язком, який може працювати відповідно до наявного навантаження.

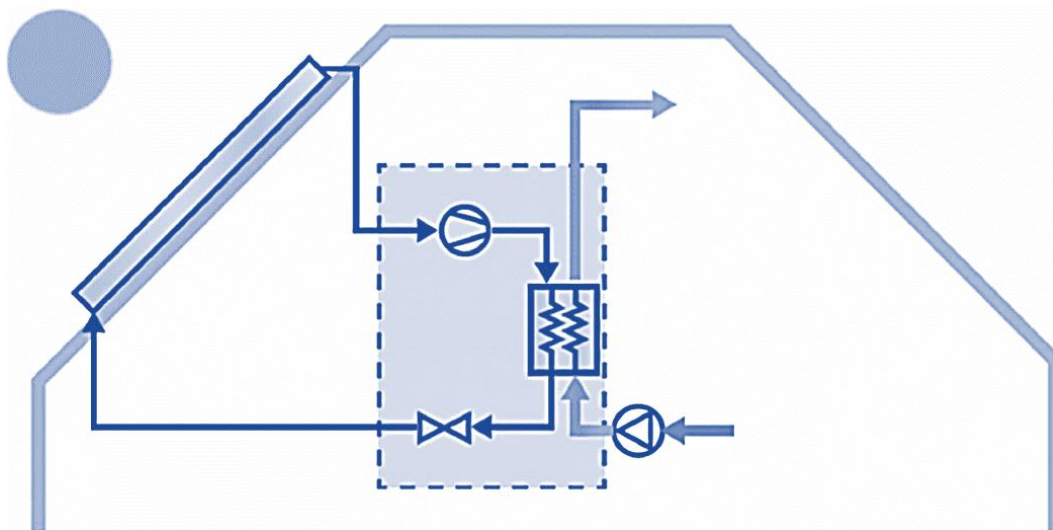


Рисунок 2.29 – Схема одноджерельного БВ-РVT-СТН

Для виробництва гарячої води зазвичай використовується БВ-РVT-СТН з одним джерелом, але в науковій літературі є кілька прикладів колекторів РVT, які працюють як конденсатор у нічний час. Автори роботи [50] експериментували з БВ-РVT-СТН, здатним охолоджувати холодильну камеру вночі до утворення льоду. Автори отримали холодильну продуктивність із середнім добовим EER між 1,86 і 2,84 під час різних експериментальних випробувань, незважаючи на те, що ця конфігурація вимагає високої температури конденсації (до 80 °C) і більшу ємність для холодного зберігання (600 літрів), ніж для гарячого зберігання (150 літрів), щоб задовольнити всі потреби в охолодженні протягом дня.

*БВ-РVT-СТН з подвійним джерелом.* Системи БВ-РVT-СТН можуть покладатися на друге джерело тепла завдяки використанню другого випарника, що працює паралельно з колекторами РVT, як показано на рисунку 2.30. Наявність додаткового джерела тепла, зазвичай повітря, покращує продуктивність системи за несприятливих умов експлуатації, коли рекуперації сонячної енергії недостатньо для роботи машини [4]. Вітка РVT холодоагенту зазвичай підключається паралельно до джерела повітря ТА. Потужність випаровування кожного ТА, тобто частка холодоагенту, що надходить у ту чи іншу вітку контуру, залежить від температури випарників, температури навколишнього середовища та надходження тепла. Коли сонячна енергія є надлишковою, більша частка холодоагенту випаровується на стороні РVT, навпаки, вища температура навколишнього середовища (джерело повітря чи землі) збільшує потужність випаровування другого джерела завдяки РVT. Сонячний контур також може бути обійдений, коли машина працює інверсно, конденсуючи в джерелі повітря ТА для охолодження води на стороні користувача, як експериментували деякі автори.

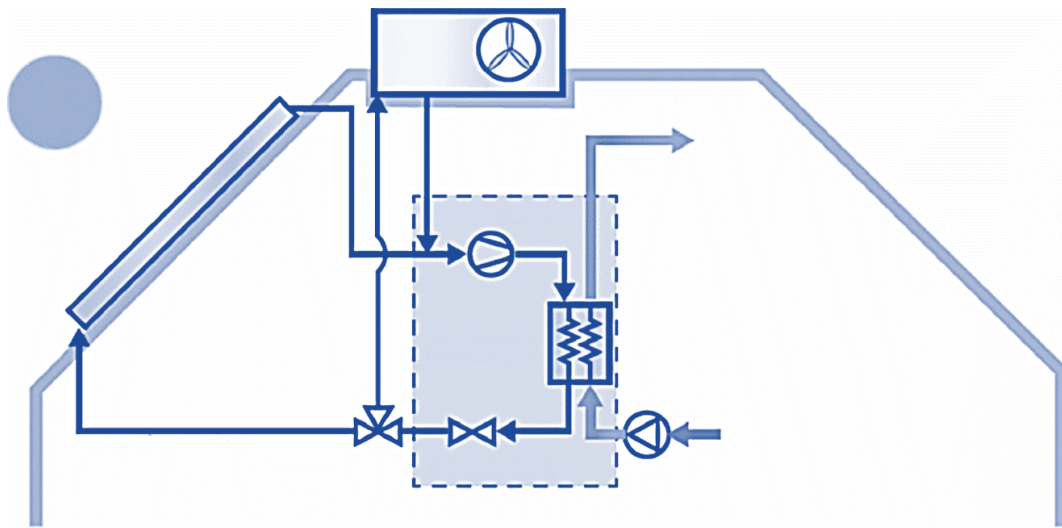


Рисунок 2.30 – Схема БВ-РVT-СТН з подвійним джерелом

Пряма інтеграція свердловинного ТА із БВ-РVT-СТН зазвичай не виконується, навіть якщо є приклади свердловинного ТА, яка використовується послідовно з БВ-РVT-СТН, як запропоновано в [152], який використовував свердловинний ТА на стороні користувача для попереднього нагріву води перед входом у машину. Система, яка може працювати з одним або двома джерелами, була змодельована та проаналізована за допомогою параметричного моделювання, яке показало цікаві результати з погляду продуктивності.

*Системи непрямого розширення.* У конфігурації фотоелектричного ТН з непрямым розширенням (НБВ-РVT-СТН) гібридний колектор не збігається з випарником ТН. Дійсно, холодоагентна рідина не розширюється в колекторі РVT, але проміжний ТА розміщується між геліоконтуром і контуром холодоагенту. Колектори ТН і РVT переважно розділені, що забезпечує більш гнучку роботу системи. Між сонячним контуром і контуром високого тиску може бути використана система накопичення води, щоб зменшити залежність від миттєвої доступності сонячної енергії, або альтернативно накопичувач може бути розміщений після ТН, на стороні користувача, як пояснюється в наступному розділі. Колектори РVT можуть бути інтегровані в системи ТН як унікальне або додаткове джерело тепла для машини, а їхнє взаємне розташування, НХ і наявність додаткових накопичувачів тепла є ключовими характеристиками систем непрямого розширення.

*Ододжерельні системи непрямого розширення РVT-СТН.* НБВ-РVT-СТН з одним джерелом є прямим розвитком БВ-РVT-СТН і також відомий як серійний [32] НБВ-СТН у деякій літературі. РVT-колектори нагрівають рідкий потік чистої води або суміші води та антифризу, який передає тепло до машини через випарник типу вода-газ, як показано на рисунку 2.31. Втрати продуктивності, пов'язані з нестабільністю погоди умови пом'якшуються наявністю проміжного ТА між сонячними колекторами та ТН. Використання ТА між машиною та

контуром сонячних колекторів дозволяє покращити управління системою та вибрати правильну робочу рідину для первинного та вторинного контурів замість заповнення PVT холодоагентом ТН.

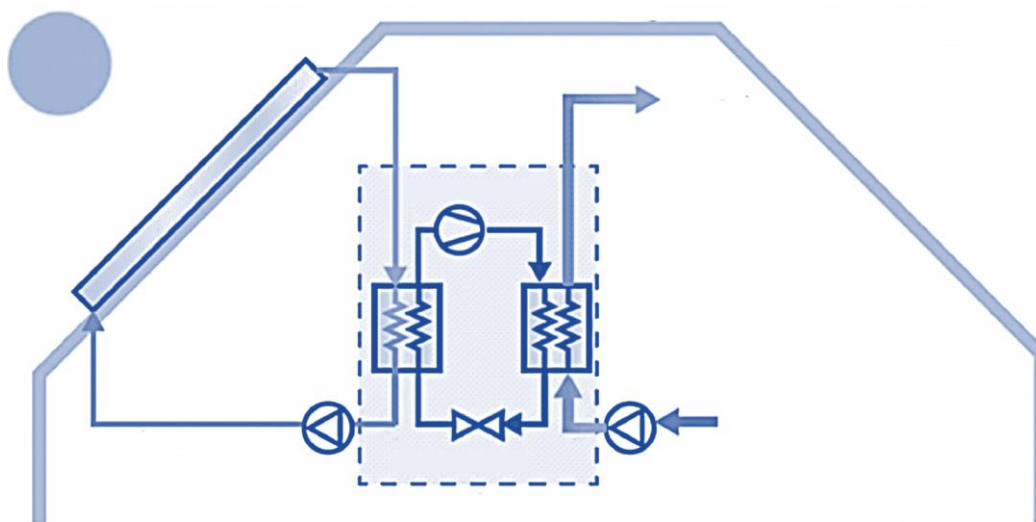


Рисунок 2.31 – Схема одноджерельного НБВ-PVT-СТН

Різні чисельні дослідження НБВ-PVT-СТН з одним джерелом досліджували дизайн системи, оптимальні розміри та вплив параметрів системи та умов навколишнього середовища на характеристики [101]. TRNSYS часто використовується для попереднього проектування, оцінки продуктивності за різних робочих умов та кліматичних умов [131] та оптимізації системи [37]. Для параметричного техніко-економічного аналізу часто використовуються різні спеціальні математичні моделі [42, 100].

*Системи PVT-СТН із подвійним джерелом непрямого розширення.* Системи непрямого розширення НБВ-PVT-СТН із подвійним джерелом становлять дуже цікаву еволюцію НБВ-PVT-СТН з одним джерелом. Друге джерело тепла, як зовнішнє повітря або земля, використовується паралельно або послідовно з PVT. Установка справді оснащена двома різними випарниками, а колектори PVT часто працюють як додаткове джерело енергії джерела повітря або води. Ця конфігурація може забезпечувати опалення, охолодження та гарячу воду, придатна для широкого діапазону кліматичних умов.

У випадку повітряного джерела високого тиску в поєднанні з колекторами PVT, два джерела зазвичай з'єднані паралельно щодо контуру холодоагенту високого тиску, як показано на рисунку 2.32. Друге джерело дозволяє працювати машині навіть за відсутності або низького випромінювання, зменшуючи залежність від доступності сонця. Крім того, наявність додаткового незалежного джерела тепла дозволяє ТН працювати в зворотному режимі, в режимі охолодження, як запропоновано в [21]. Автори провели параметричне дослідження з моделлю TRNSYS, щоб знайти оптимальну кількість PVT, розмір

накопичувача та стратегію керування, а потім розробили вдосконалену систему НБВ-PVT-СТН із подвійним джерелом, здатну забезпечити потребу в опаленні, кондиціонуванні та ГВП через поєднання відкритих колекторів PVT, джерела повітря ТА і багатофункціонального реверсивного ТН. Система здатна працювати поперемінно в режимі джерела води або повітря відповідно до найкращих умов навколишнього середовища, демонструючи багатообіцяючі результати щодо COP при використанні сонячної енергії зі значним покращенням щодо функціонування джерела повітря, а також значні навантаження ГВП безпосередньо покривається колекторами PVT.

Іншим доступним варіантом є експлуатація водяного джерела ТН як установки з подвійним джерелом, з'єднуючи PVT колектори та повітряне джерело ТА в одному водяному контурі, як запропоновано в [13], який представив енергетичний та економічний аналіз цього рішення. Енергетичне моделювання, виконане за допомогою програмного забезпечення TRNSYS, показало цікаві результати з погляду виробництва електроенергії та власного споживання, збільшення COP та зменшення споживання енергії для виробництва SH та гарячої води щодо незв'язаного використання PVT та ТН (до 20 %).

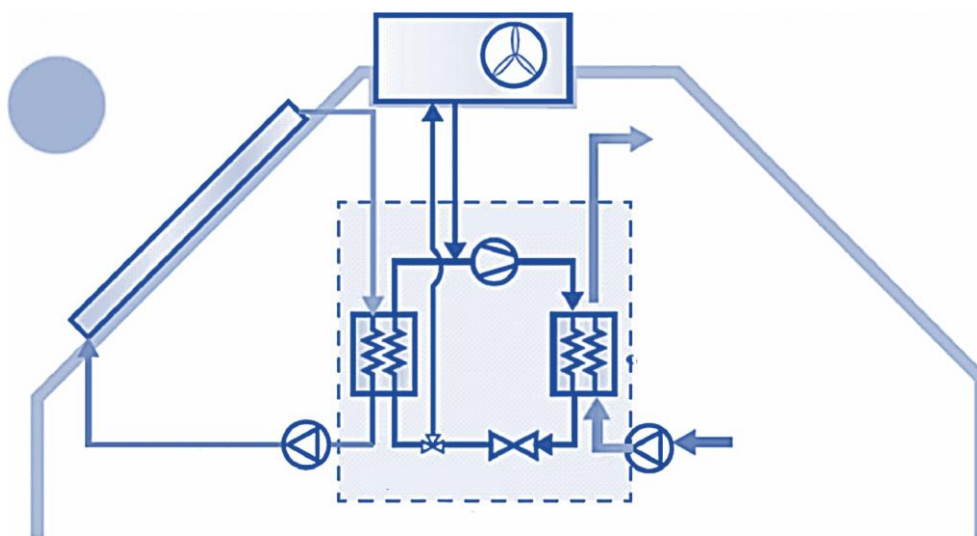


Рисунок 2.32 – Схема з подвійним джерелом НБВ-PVT-СТН: відокремлений PVT та зовнішній ТА

Інша альтернатива використанню PVT із джерела води та зовнішнього повітря представлена використанням інтегрованого випарника повітря / вода з подвійним джерелом (рис. 2.33), також відомого як композитний випарник із подвійним джерелом тепла [52], який може використовувати два різних джерела тепла. Система оснащена новим композитним випарником із подвійним джерелом тепла, здатним витягувати енергію як з PVT водно-гліколевого потоку, так і з повітряного потоку, отримуючи кращу продуктивність, ніж звичайні ТН з повітряним джерелом. За словами авторів, особливу увагу необхідно приділяти

управлінню робочою температурою, оскільки вища температура потоку води може погіршити продуктивність через тепло, що поглинається потоком повітря. Гібридні PVT колектори також можуть поєднуватися з наземними ТА у системах високого тиску з водним джерелом. Поєднання сонячних теплових технологій і наземних ТН є дуже цікавим рішенням, особливо в північних країнах, де наземні системи є більш економічно ефективними, ніж використання повітряних технологій, які не забезпечують задовільних характеристик за низьких температур [78]. Гібридні колектори можна поєднувати з наземними ТН, що дає подвійну вигоду: покращення фотоелектричної ефективності завдяки охолодженню фотоелектричних елементів і підвищення COP машини завдяки вищій температурі випаровування. Додатковою перевагою є регенерація свердловинних ТА у місці, де висока щільність ґрунтових ТА спричиняє великий і безперервний відбір тепла від землі, знижуючи середню температуру землі, таким чином впливаючи на продуктивність ТН.

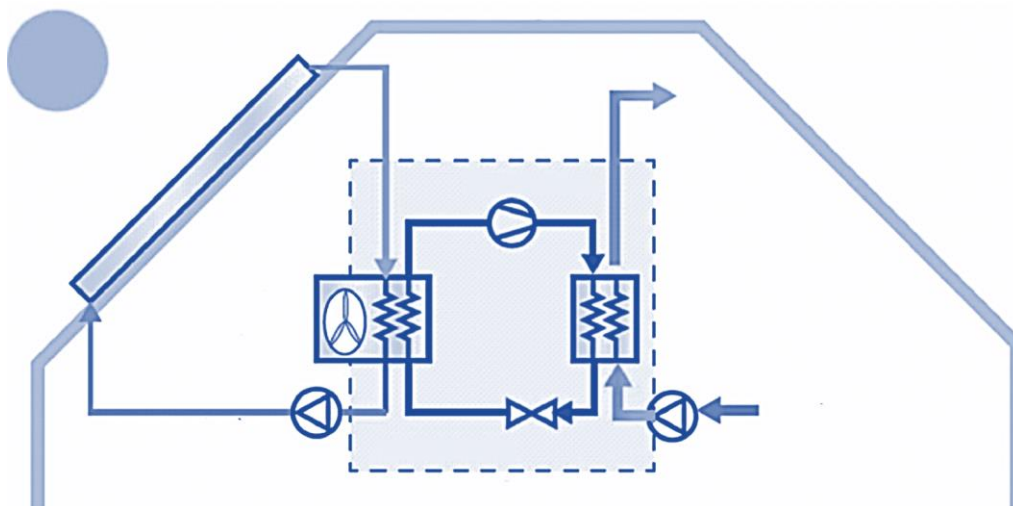


Рисунок 2.33 – Схема з подвійним джерелом НБВ-PVT-СТН: інтегрований випаровувач повітря / води

Систему PVT можна під'єднати до геотермального контуру на стороні випарника звичайного джерела води, як показано на рисунку 2.34. У деяких випадках сонячний контур потрібно заповнити сумішшю проти замерзання, що вимагає проміжного ТА для розділення сонячних і геотермальних контурів або альтернативно з водяним термальним накопичувачем (рис. 2.35). У дослідженнях зустрічаються як послідовні [126], так і паралельні [113] конфігурації. Відповідно до результатів дослідження IEA Solar Heating and Cooling and Heat Pump Programme, застосування PVT колектор, що працює паралельно з наземною системою ТН, є найкращою конфігурацією з погляду сезонного коефіцієнта продуктивності (SPF), тоді як серія конфігурація є кращою, коли потрібна коротша свердловина ТА і регенерація [64].



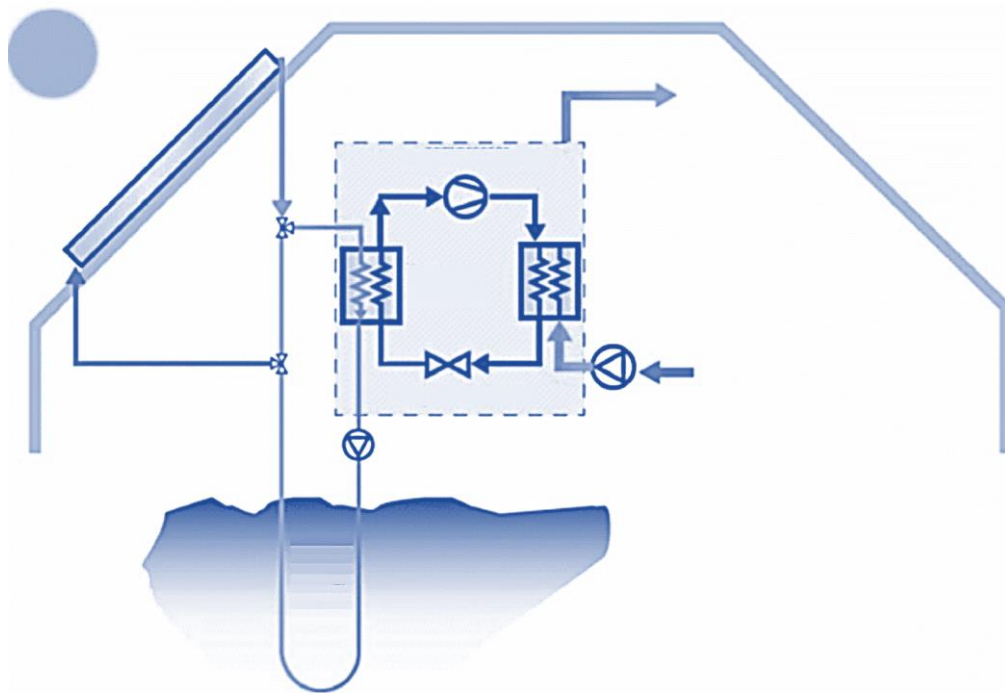


Рисунок 2.34 – Схема з подвійним джерелом НБВ-PVT-СТН:  
PVT та геотермальний ТА на одному контурі води

*Конструкція компонентів PVT-СТН.* Продуктивність систем PVT-СТН тісно пов'язана з розробкою кожного підкомпонента, їхньою правильною інтеграцією та розташуванням. У наступних розділах надається сучасний стан основних підкомпонентів PVT-СТН, разом із тим акцентується увага на загальних варіантах дизайну та найпередовіших рішеннях, поданих в останніх дослідженнях. Варто, звичайно, підкреслити, що належне проектування кожного компонента та його системна інтеграція в усю систему PVT-СТН має здійснюватися відповідно до конкретних особливостей кожного випадку застосування (наприклад, кліматичні умови, теплові навантаження будівель тощо).

*Колектор PVT.* Ідея поєднання фотоелектричної та сонячної теплової енергії в гібридному колекторі сягає 1970-х років. Прийняття системи рекуперації тепла на задній панелі фотоелектричної панелі призводить до так званого фотоелектричного теплового (PVT) сонячного колектора. Ця система має дві основні переваги. По-перше, рекуперація тепла дозволяє підвищити ефективність перетворення, зокрема, для елементів із кристалічного кремнію (с-Si), тоді як теплову енергію, яка в іншому випадку витрачається, можна використовувати для різних низькотемпературних застосувань, таких як виробництво гарячої води для побутових потреб (ГВП) і опалення приміщення. По-друге, інтеграція фотоелектричних і теплових систем в єдиний блок дозволяє зменшити загальну площу колектора, збільшуючи використання сонячного джерела.

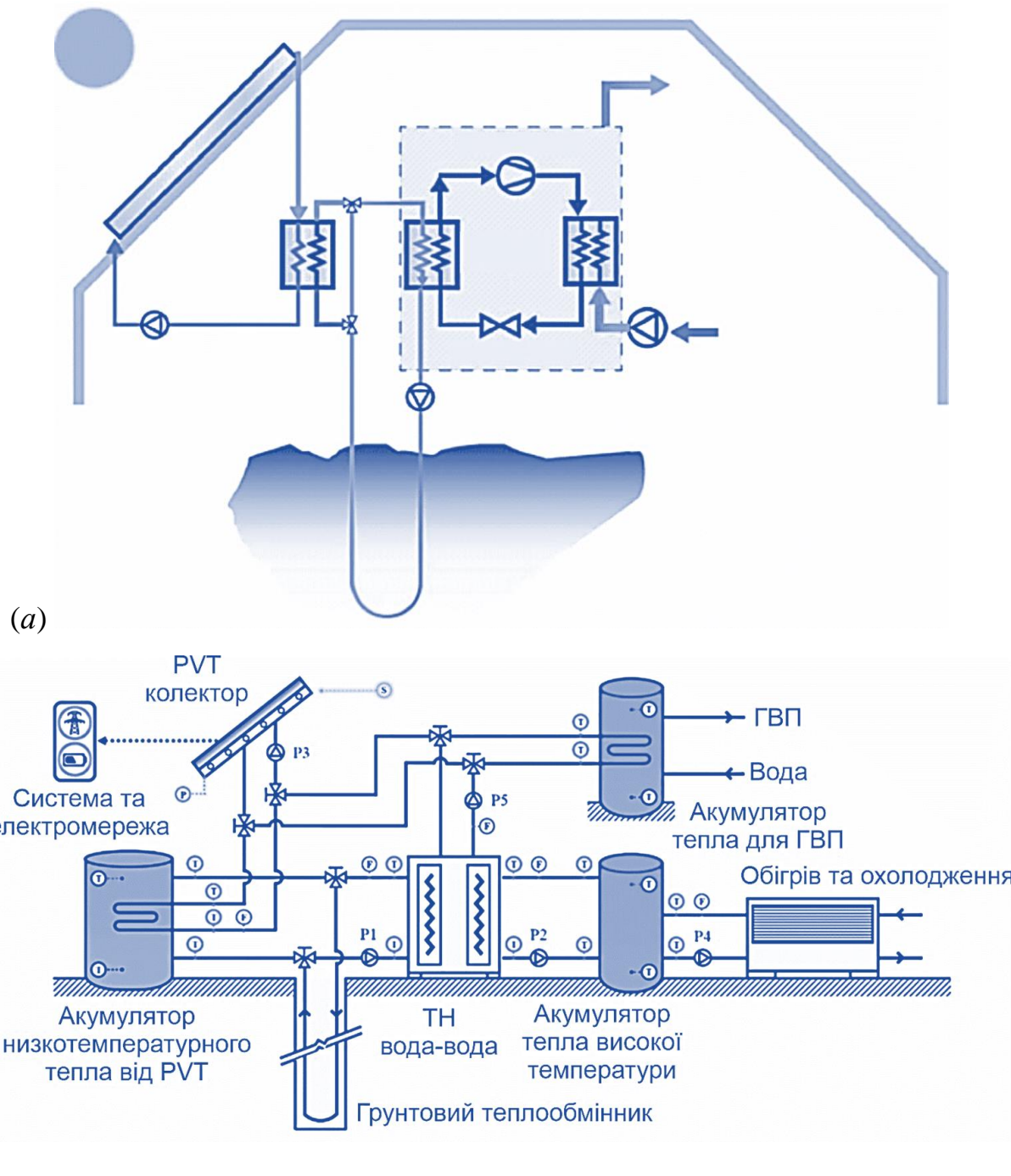


Рисунок 2.35 – Схема з подвійним джерелом НБВ-PVT-СТН: PVT та геотермальний ТА з проміжним ТА: а – схема без накопичувача; б – схема з накопичувачем

*Компресор.* Компресор є основним компонентом систем PVT-СТН, оскільки його вибір може сильно вплинути на продуктивність і надійність системи. Компресори роторного типу (спіральні та рухомі поршні) замінили поршневі компресори завдяки вищій надійності та ефективності. Спіральні компресори, зокрема, більше підходять для малих і середніх систем кондиціонування повітря для більшої продуктивності та меншої вібрації, отже, меншого рівня шуму. Навіть якщо поршневі компресори з поршневим рухом і

обертанням все ще вважаються більш придатними рішеннями для невеликих застосувань. Відцентрові компресори, дорожчі, але також більш ефективні, виправдані лише для великих розмірів ТН, для багатоквартирних будинків, промислових і великих комерційних застосувань. Насправді в літературі про СТН все ще немає жодних доказів, навіть якщо дослідження та розробки малого відцентрового компресора можуть призвести до заміни спіральних компресорів на системи з охолодженою водою в системах середнього розміру, оскільки їхня вища енергоефективність може подолати вищі інвестиційні витрати.

У СТН компресори як із змінною, так і з фіксованою швидкістю є дифузними, навіть якщо перевага віддається модуляційним, оскільки вони дозволяють оптимізувати масову витрату холодоагенту, а отже, температуру випаровування. Особливо в системах з прямим розширенням компресори зі змінною частотою дозволяють підтримувати належний зв'язок між машиною та фотоелектричним випарником за різних погодних умов, із значним збільшенням COP відносно компресорів з фіксованою швидкістю. Таким чином, компресор зі змінною швидкістю, що працює в умовах сонячного випромінювання, може збільшити частоту, а отже, і масову швидкість потоку холодоагенту, за високої сонячної радіації, одночасно зменшуючи частоту, а потім масову швидкість потоку холодоагенту та тепловіддачу, за поганої доступності.

*Зберігання енергії.* Стохастичний і переривчастий характер сонячного випромінювання є головним обмеженням для широкого поширення сонячних енергетичних систем. Конкретним рішенням для зменшення невідповідності між сонячним випромінюванням і опалювальним навантаженням є накопичення енергії, виробленої фотоелектричними (електрика) або ТН (гаряча / холодна вода). Найрозповсюдженішим рішенням для накопичення енергії для сонячних колекторів і систем ТН є зберігання тепла води (ТАМ). Вода дешева, нетоксична, і нею можна безпосередньо наповнювати накопичувальні баки для ГВП або опалення / охолодження приміщень. Горизонтальні та вертикальні резервуари доступні на ринку, навіть якщо перший тип менш розповсюджений у системах сонячного нагріву води через їхню складнішу та складнішу конструкцію [122] через швидше виснаження стратифікації щодо циліндричних вертикальних накопичувачів і, як наслідок, нижчі загальні теплові характеристики. Змішування гарячої та холодної води можна зменшити за допомогою спеціальних пристроїв для підтримки підвищених теплових характеристик: численні рівні водовідведення з резервуара, перешкоди на вході гарячої води в резервуар, перегородки. Швидкість гарячої води на вході є ключовим фактором, який впливає на термічну стратифікацію та залежить від швидкості потоку та поперечного перерізу входу. Чим вище швидкість, тим вище турбулентність на вході в резервуар, що підриває стратифікацію в сховищі води.

У системі водяного опалення накопичувач тепла води зазвичай розміщується на стороні користувача і нагрівається ТН відповідно до заданої температури через зовнішній ТА або занурений у воду змійовик конденсатора, як показано на рисунку 2.36. PVT колектор може бути безпосередньо підключений до накопичувача води для прямого нагрівання, коли сонячної енергії надлишок, у різних конфігураціях, як показано на рисунку 2.37. ТН може бути обійдений PVT колекторами, які відводять тепло в нижню сторону, паралельно до машини, яка зазвичай підключена до верхньої сторони, або влаштована так, щоб дозволяти як пряме нагрівання PVT, так і режим сонячної енергії.

Інтерес до фазоперехідних матеріалів (PCM) для теплових застосувань у будівлях нещодавно зріс через можливість зберігати велику кількість енергії через процес фазової зміни та реалізувати її під час зворотного процесу [104]. Дослідження показало, що система може мати кращу продуктивність, ніж звичайні повітряні ТН і системи ТН з сонячною батареєю, якщо компоненти системи мають правильний розмір і її параметри оптимізовані.

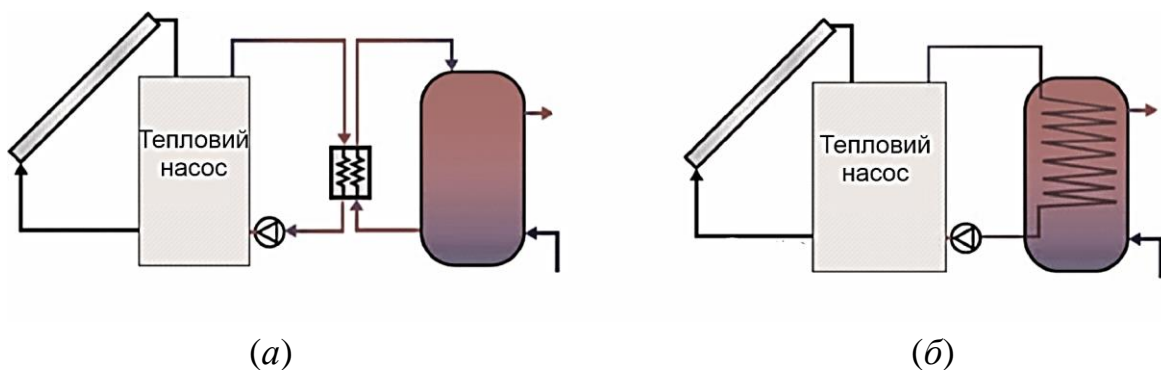


Рисунок 2.36 – Інтеграція з резервуаром води для PVT-СТН:  
*а* – зовнішній ТА; *б* – занурений ТА

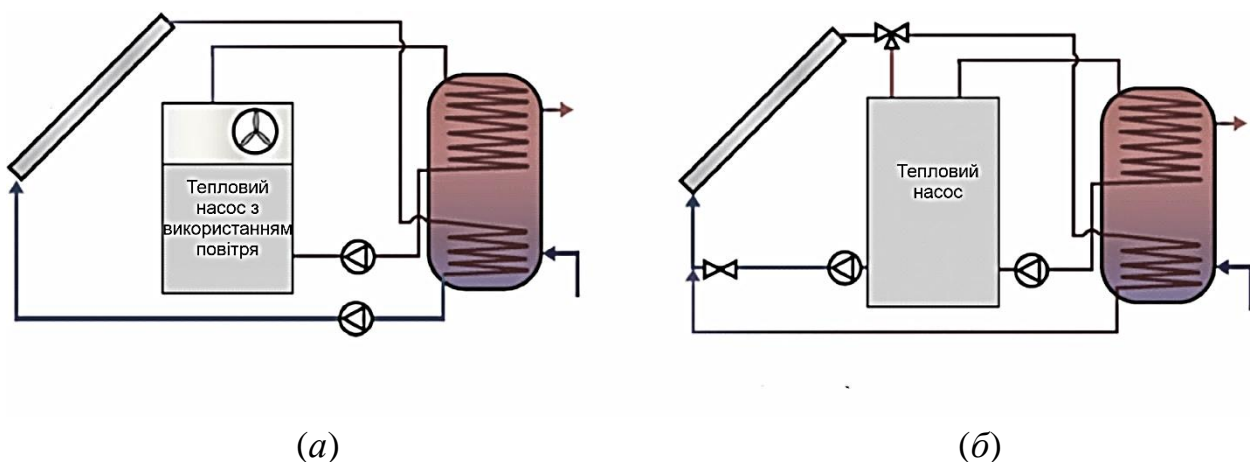


Рисунок 2.37 – Інтеграція з резервуаром води для PVT-СТН, що застосовується для безпосереднього підігріву від PVT: *а* – паралельне приєднання; *б* – використання сонячної енергії та безпосереднього підігріву

Деякі приклади електрохімічних накопичувачів, які використовуються в системах PVT-СТН, є у [79], але надається дуже мало деталей про обрану технологію, і немає порівняльного аналізу з накопичувачами теплової енергії.

*Холодоагенти.* Вибір холодоагенту повинен враховувати кілька аспектів і є основним проєктним вибором у СТН, особливо в системах прямого розширення [40]. З термодинамічного погляду для досягнення хороших характеристик системи холодоагент повинен мати високу теплопровідність, ентальпію фазової зміни, коефіцієнт теплопередачі, критичну температуру та низький робочий тиск, тоді як низька температура замерзання, в'язкість і питомий об'єм необхідні для зниження розміри машини, а також її енергоспоживання та вартість.

З погляду безпеки та навколишнього середовища, холодоагент має бути нетоксичним, не забруднюючим і легкозаймистим, що сповільнює поширення холодильних машин у домашніх умовах через брак відповідних холодоагентів. У цьому сенсі впровадження R12 відкрило розвиток промисловості холодоагентів, знайшовши застосування також у DX-СТН з кращими характеристиками, ніж інші холодоагенти. Однак було виявлено, що R12 та інші холодоагенти, що розсіюються в системах ТН, завдають шкоди навколишньому середовищу, тому їхнє використання обмежено та регулюється. R22 був основним замінником у житлових приміщеннях через його хороші теплофізичні та термодинамічні властивості. Ефективність DX-СТН з R22 була широко досліджена, і в науковій літературі описано багато застосувань у системах PVT-СТН [79].

Необхідність переходу від традиційних холодоагентів до більш безпечних для навколишнього середовища газових сумішей із меншим впливом на озон і парниковий ефект підштовхнула дослідження щодо альтернатив R22, таких як R407C, R407A, R404A і R410A, які були визначені як провідні заміни в системах кондиювання повітря та ТН після виходу з ладу сумішей CFC. Через низький критичний тиск і температуру R410A непридатний для високотемпературних ТН, але багато досліджень показали, що його продуктивність порівнянна або більша, ніж у R22, і, як повідомляється, він поглинає та відводить тепло ефективніше, ніж R22, що зробило цей холодоагент, який часто використовується в системах PVT-СТН [50]. R134a є ще одним дуже дифузним холодоагентом у застосуваннях PVT-СТН [82]. Цей холодоагент більше підходить, ніж R410A, для високотемпературних застосувань, наприклад у неремонтованих будівлях, через його вищу критичну температуру, що дозволяє нагрівати воду вище 70 °C, тоді як системи ТН, що використовують R410A, обмежені температурою подачі води близько 65 °C. Навпаки, R410A має вищу щільність, ніж R134a, що забезпечує більш компактну машину та нижчі витрати,

але також більше підходить для холодного клімату, оскільки R410A забезпечує кращі характеристики за низької робочої температури.

*Застосування PVT у ЦТП.* PVT ДН також має багато переваг, які мають сонячні системи ДН перед іншими ВДЕ [74]. Насамперед це глобальна доступність джерела енергії, що не потребує жодного палива, наприклад біомаси, для отримання енергії, а також не потребує певних місць для отримання такої енергії, наприклад, необхідної для геотермальної енергії. Це забезпечує більшу гнучкість у місці установки, включаючи площу даху на будівлях, міських пустирях або навіть звалищах [98]. Крім того, їх можна встановити поблизу центрів попиту, щоб мінімізувати втрати при передачі. PVT також має додаткову перевагу у вигляді виробництва електроенергії та тепла, при цьому надлишок енергії поміщається в електричний або тепловий накопичувач для подальшого використання. Якщо вже існує мережа ЦТ, PVT, як і сонячну батарею, можна легко інтегрувати в неї. Загальні витрати на сонячні технології неухильно знижуються порівняно з іншими відновлюваними джерелами енергії, особливо з огляду на поточні витрати, які не потребують купівлі / виробництва палива.

Висновки в [98] підкреслюють економічні переваги перетворення надлишкової енергії в тепло за допомогою теплових насосів, особливо для великомасштабних сонячних систем. Однак це дослідження лише перетворювало надлишкову електричну енергію на тепло за допомогою теплового насоса. Теплова потужність PVT не використовувалася як джерело для теплового насоса, що могло б покращити його COP. Було виявлено, що PVT ТН, змодельована для системи ЦТ у Даляні, Китай, вимагає лише 30 % еквівалентного споживання електроенергії ASHP, і 12 %, яке було б необхідно для системи ЦТ з електричним котлом [90]. Дослідження продемонструвало, як PVT ТН можуть значно підвищити ефективність системи та експлуатаційні витрати. Обмеження обох досліджень Мі та ін., Пакере та Блумберга полягали в тому, що сценарії базувалися на специфічному опроміненні Латвії чи Даляня. Подальша робота повинна бути виконана з використанням тих самих методологій у країнах з меншим або більшим сонячним опроміненням. Автори [98] досліджували взаємодію між технологіями опалення та ЦТ, тому було б цікаво розширити це, щоб розглянути взаємодію між кінцевим користувачем і технологіями. Можна провести динамічний аналіз, розглядаючи такі аспекти, як вимоги до ефективності будівлі, поведінка мешканців і аспекти контролю системи, щоб покращити продуктивність.

Оскільки дослідження [36] продемонстрували, наскільки важливими є добре спроектовані засоби керування для оптимізації теплових насосів з сонячною технологією PVT (PVT СТН), це має розглядатись як важливий аспект, який необхідно враховувати для будь-якого PVT СТН.

Пакере та Блумберга [98] змодельювали мережу ЦТ, яка спочатку мала температуру подачі тепла  $63,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  і температуру зворотної лінії  $45,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Автори виявили, що, знизивши температуру подачі ЦТ на  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , перетворивши його в мережу НТТП, як системи STC, так і системи PVT збільшать свої чисті поточні значення, таким чином підвищивши загальну продуктивність. Однак у дослідженні не аналізувалися економічні наслідки ще більшого зниження температури подачі ЦТ, щоб зробити її мережею ультра-НТТП, яка очікувала б подальшого покращення загальної продуктивності. Так само [99] забезпечили колектор PVT поверненням ЦТ близько  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Ефективність фотоелектричного колектора починає знижуватися за температури осередку вище  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тому температура подачі PVT вище  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  насправді може бути контрпродуктивною для охолодження фотоелементів. Крім того, взимку вищі температури подачі PVT можуть прирівнюватися до нижчої теплової ефективності колектора, оскільки це залежить від різниці температур між температурою навколишнього середовища та температурою колектора. Тим не менш, вигідне використання PVT з нижчими температурами подачі відповідає висновкам Бехзаді та Арабкухсара [19], які виявили, що ультра-НТТП найбільше підходить для інтеграції з PVT. У цій роботі також провели аналіз інтеграції невеликого масиву PVT у три різні типи мереж ЦТМ: ЦТМ 3-го покоління, НТТП та ультра-НТТП. Результати показали, що мережа ультра-НТТП була найбільш відповідним типом ЦТМ для інтеграції цієї системи, де температура подачі становила  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а повернення –  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Це сталося через те, що система мала нижчу температуру панелі, таким чином виробляючи найбільшу кількість електроенергії та тепла порівняно з двома іншими типами ЦТМ, досягаючи максимальної загальної ефективності  $74,51\%$ . Жодне з згаданих вище досліджень [19, 98] не досліджувало, як різні конфігурації PVT ЦТМ можуть впливати на продуктивність системи PVT ЦТМ. Дотримуючись висновків [19], у роботі [73] досліджували різні конфігурації системи ультра-НТТП PVT ЦТМ. Забезпечуючи опалення приміщень для блока з 12 двокімнатних терасових будинків взимку на південному сході Англії, нижча швидкість потоку через радіатори в кожній зоні знизила температуру зворотної лінії ЦТМ, коливаючись від  $24\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $19\text{ }^{\circ}\text{C}$  для швидкості потоку між від  $0,04$  до  $0,01\text{ кг/с}$ . Було також виявлено, що температуру зворотної лінії ЦТМ можна знизити за допомогою окремого низькотемпературного буферного бака між PVT і основним резервуаром ГВП, а також за допомогою протитокового теплообмінника на зворотній лінії ЦТМ для попереднього нагріву ГВП. За такої конфігурації та швидкості потоку радіатора  $0,01\text{ кг/с}$  повернення оборотної води коливалося від  $11\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Дослідження продемонструвало, як змінні швидкості потоку та оптимальні конфігурації можуть бути інтегровані як частина добре розроблених стратегій керування для ЦТМ 4-го покоління.

## 2.6 Схеми ефективного зменшення температури оборотної води

У роботі [91] було запропоновано використання високої температури потоку централізованого теплопостачання для живлення абсорбційного теплового насоса з робочою парою аміак-вода, що є цікавою технологією при поступовому переході до ЦТМ 4-го покоління. Після охолодження води централізованого опалення на звичайній тепловій станції, яка далі називається головним теплообмінником, повернення основного теплообмінника може використовуватися як джерело тепла для випарника; що призводить до покращеного охолодження води централізованого теплопостачання.

Через високу корозійну активність суміші аміак-вода та високий тиск у системі для конструкції абсорбційного теплового насоса аміак-вода варто використовувати лише компоненти з нержавіючої сталі з опором тиску щонайменше 30 бар за 150 °С. Поки кількість аміаку, що заповнюється, менше 10 кг, навряд чи потрібно дотримуватися будь-яких правил безпеки для місця встановлення теплового насоса.

Схематична конструкція підстанції централізованого опалення з вбудованим абсорбційним ТН показана на рисунку 2.38. Холодоагент аміак доступний у пароподібній фазі (1). Пари холодоагенту змішуються зі слабким розчином (9) в абсорбері, що призводить до поглинання холодоагенту. У цьому процесі теплота поглинання звільняється. Тому тепло має передаватися в систему опалення клієнта на середньому рівні температури. Наприкінці процесу абсорбції міцний розчин має підвищену масову частку аміаку і знаходиться в рідкому стані (2). Через розчинний насос міцний розчин регулюється до високого тиску (3). Генератор отримує тепло з високою температурою від потоку централізованого опалення, щоб розділити сильний розчин (6) на пари холодоагенту (10) і слабкий розчин (7). Останній повертається в абсорбер і повторно використовується для процесу абсорбції. Щоб підвищити ефективність, розчинний теплообмінник (SHX) використовується для внутрішньої рекуперації тепла між сильним розчином (3→4) і слабким розчином (7→8). Пари холодоагенту, що витягуються з генератора, не є чистим аміаком через його термодинамічну рівновагу з водою-розчинником. Щоб підвищити чистоту холодоагенту, пари частково конденсуються в дефлегматорі. У цьому процесі вода переважно відокремлюється, накопичується в рідкій фазі і повертається в генератор. Як тепловідвід для дефлегматора можна використовувати міцний розчин при високій температурі для високої ексергетичної ефективності (5→6). Пари холодоагенту (11) зріджуються в конденсаторі на рівні температури опалювального потоку споживача, де інша частина корисного тепла витягується з процесу.



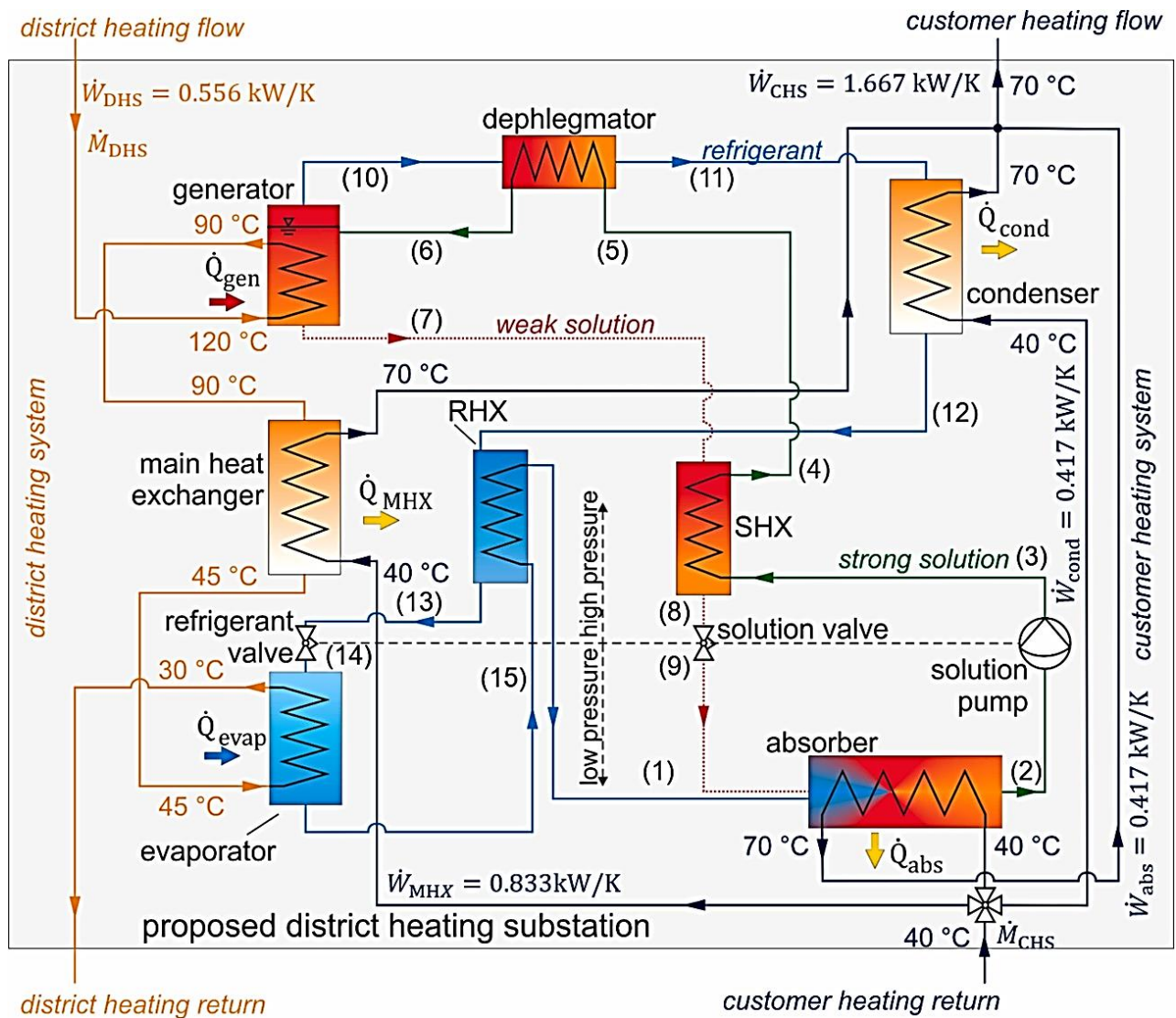


Рисунок 2.38 – Схематична конструкція пропонованого теплопункту з вбудованим аміачно-водяним абсорбційним тепловим насосом із можливими даними [91]

Через розширювальний клапан тиск рідкого холодоагенту знижується до низького тиску теплового насоса (13→14). За низького тиску холодоагент може випаровуватися за низької температури (14→15).

Цей ефект використовується для вилучення тепла із зворотної лінії централізованого опалення та, таким чином, для досягнення зниження температури зворотної лінії. Для підвищення ефективності процесу використовується теплообмінник холодоагенту (RHX): пари холодоагенту (15→1) перегріваються, а рідкий холодоагент переохолоджується після конденсатора (12→13).

У результаті запропонованого з'єднання тепло, що передається холодоагенту, призводить до зниження температури зворотної лінії централізованого опалення навіть нижче температури зворотної лінії опалення споживача. Для ілюстрації в наступних розділах наведено приклад.

Основна перевага такої системи полягає в тому, що можна досягти температури зворотної лінії централізованого опалення навіть нижче температури зворотної лінії опалення споживача.

Таким чином можна збільшити потужність системи централізованого опалення або зменшити масову витрату і, отже, споживання електроенергії циркуляційним насосом. Було також виявлено, що сполучення аміачно-водяного абсорбційного теплового насоса з системою централізованого тепlopостачання може працювати в широкому діапазоні умов централізованої та споживаної систем тепlopостачання.

Проте запропонована підстанція централізованого опалення може досягти найвищого зниження температури у зворотній лінії у випадках, коли висока температура потоку централізованого тепlopостачання використовується для живлення низькотемпературної системи опалення споживача.

## **2.7 Індивідуальний тепловий пункт для систем централізованих теплових мереж**

Важливим фактором в оновленні мережі ЦТ є використання індивідуальних теплових пунктів, які дають можливість перейти на систему ЦТ 4-го покоління шляхом додавання технології теплового насоса. Крім того, ефективне використання низькотемпературної системи ЦТМ вимагає хорошої теплоізоляції будівель, що все ще є проблемою в Україні, оскільки більшість багатопверхових будинків старої забудови мають великі втрати тепла. Реконструкція має відбуватися у два послідовних етапи: по-перше, проведення енергоаудиту будівлі з урахуванням усіх втрат тепла з остаточною пропозицією відповідних заходів для підвищення енергоефективності самої будівлі; і по-друге, дизайн ІТП, що покриває новий попит на тепло. Можливість заощадити початкові інвестиції та мати можливість покращити енергоефективність базується на гнучкому дизайні ІТП.

Основна частина систем ЦТМ в Україні використовує когенераційні теплоелектростанції (ТЕЦ). Додаткове тепло для ЦТМ може бути отримано з промисловості, де втрачається багато низькоякісного відпрацьованого тепла. Однією з можливостей, які можна використовувати для ЦТМ з низьким споживанням тепла, є впровадження теплових насосів із котлами підсилення потужністю від 50 до 150 МВт, як показано на рисунку 2.39. Тут стічні води з промислового підприємства можуть використовуватися як низькотемпературне джерело тепла. Такий агрегат дозволяє заощадити 15 % споживання палива, зменшити споживання електроенергії та зменшити викиди в навколишнє середовище.

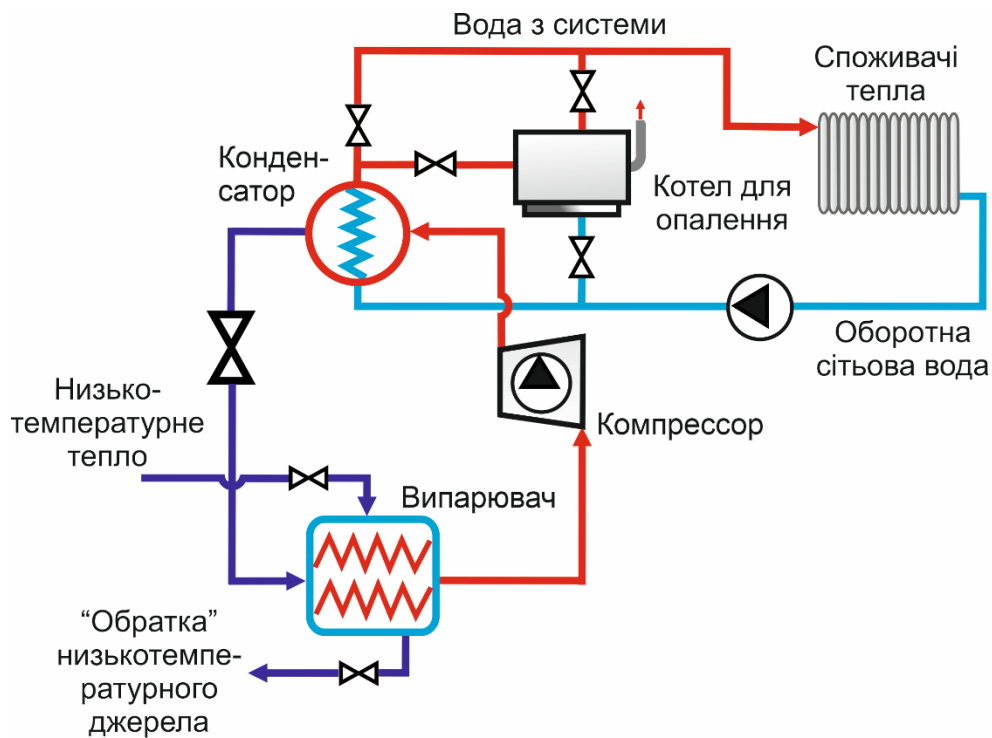


Рисунок 2.39 – Схема ТН для опалення з бустерним бойлером

Котел для системи опалення або гарячого водопостачання працює паралельно з конденсатором або тепловим насосом. Як джерело тепла відпрацьоване тепло промислового підприємства можна використовувати як джерело низькотемпературного тепла. Такий агрегат дозволяє заощадити 15 % споживання палива, зменшити споживання електроенергії та зменшити викиди в навколишнє середовище. Можливе використання великих теплонасосних станцій для систем опалення мікрорайону для досягнення максимального ефекту або ІТП з тепловими насосами для опалення індивідуальних багатоповерхових будинків. Для прикладу на рисунку 2.40 подана 2-ступінчаста змішана технологічна схема теплових пунктів, яка має один теплообмінник для системи опалення та два теплообмінники для гарячого водопостачання з використанням зворотної води із системи опалення. Це забезпечує краще використання тепла, що подається, і знижує температуру зворотної води.

Такі індивідуальні теплові пункти можуть бути модернізовані тепловими насосами, як показано на рисунку 2.41. ТН інтегрований із системою ІТП для нагрівання води до 50–55 °С у контурі теплообмінник – накопичувач. Випарник використовує воду з системи опалення будівлі. У літній період систему можна використовувати для водопровідного гарячого водопостачання без залучення центральної системи ЦТ. Її також можна використовувати для охолодження.

Індивідуальні теплові пункти з тепловими насосами вимагають ефективного теплообмінного обладнання, а також системи автоматизованого керування. У схемі теплообмінники використовуються як нагрівачі / охолоджувачі, випарники та конденсатори.

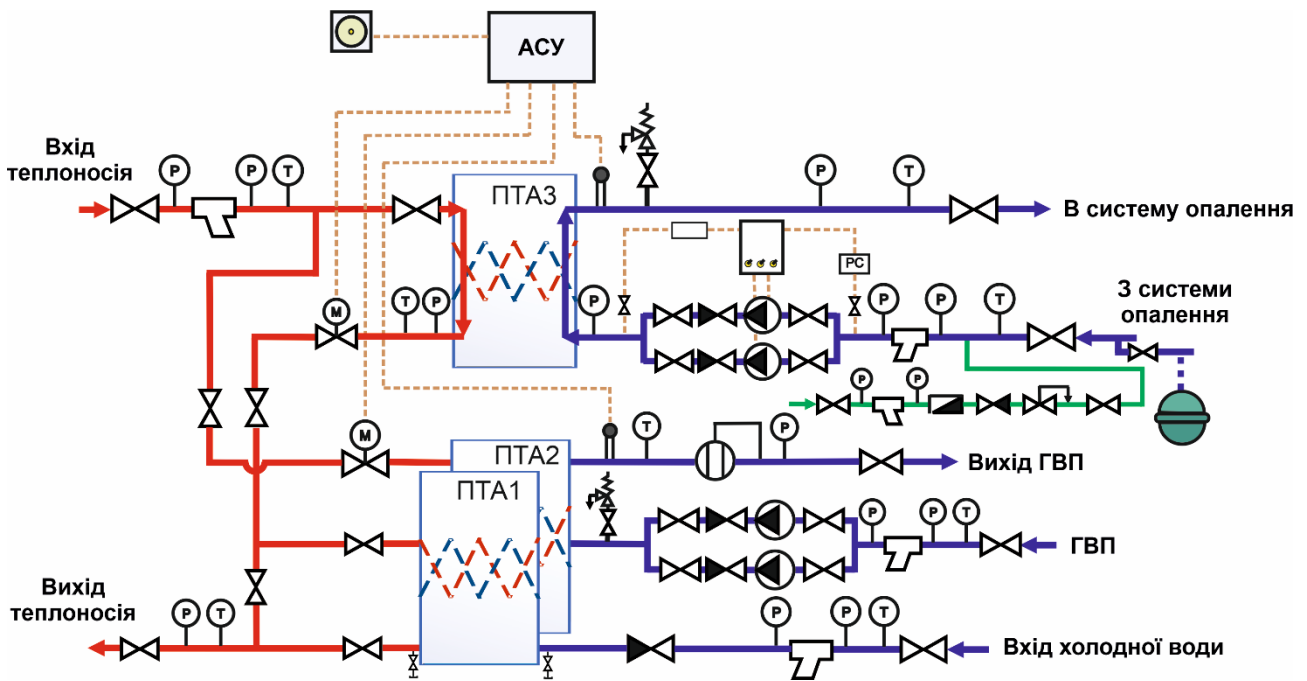


Рисунок 2.40 – Двоступінчаста змішана схема ІТТ, яка використовується в Україні

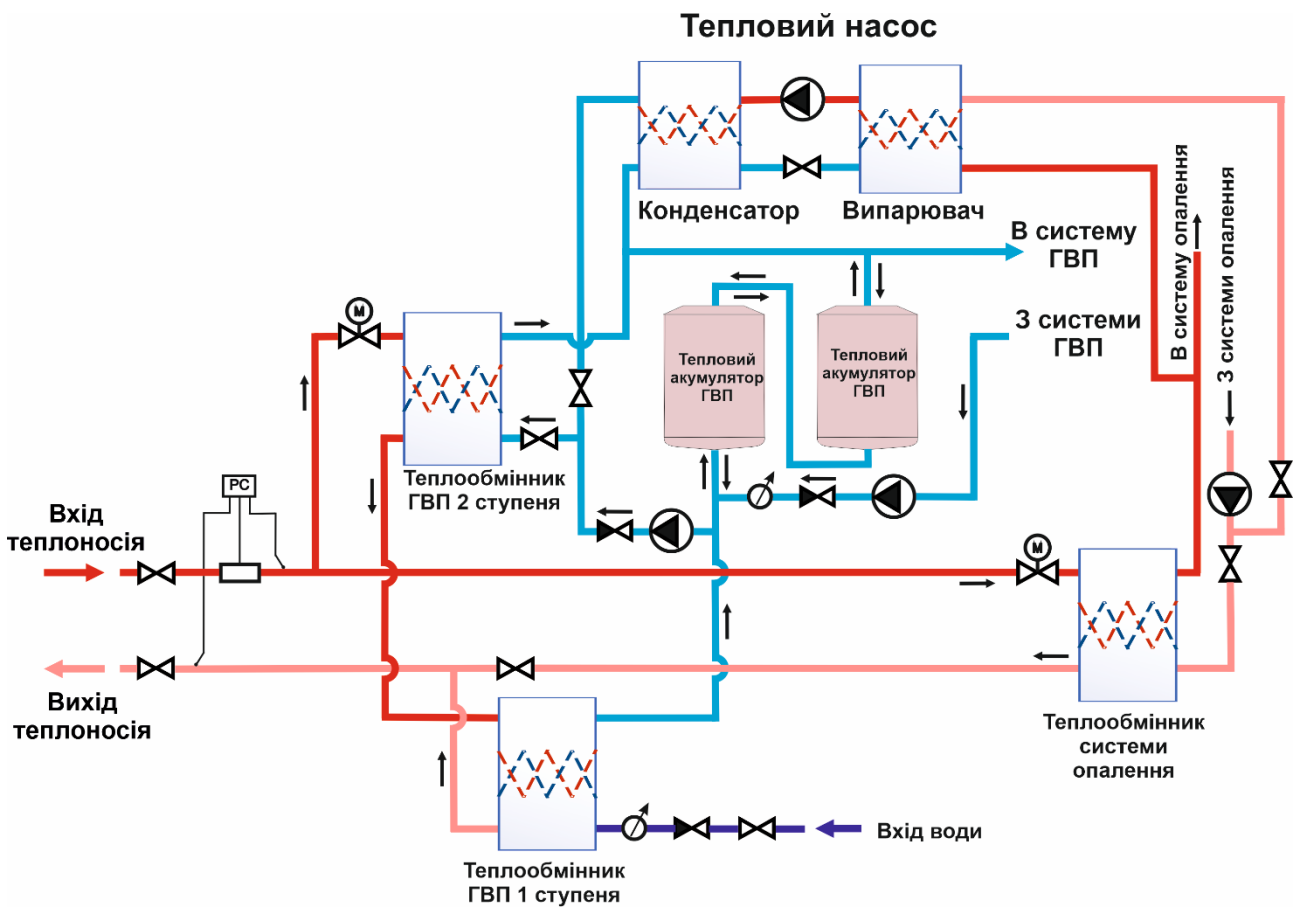


Рисунок 2.41 – Схема ІТТ з тепловим насосом на основі двоступінчастої змішаної схеми

### **3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗБІЛЬШЕННЯ ЧАСТКИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАГАЛЬНОМУ БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ**

#### **3.1 Проблеми підвищення частки відновлюваних джерел енергії у структурі виробничих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України**

Значне зростання встановленої потужності електростанцій з ВДЕ [174, 170], за діючої форми підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff) [176], призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України, що проявилось накопиченням боргів у основних інституційних учасників ринку таких, як НЕК «Укренерго» та ДП «Гарантований покупець». Зокрема, заборгованість ДП «Гарантований покупець» перед виробниками за 2020 р. складала 31 % від сумарної вартості купленої електричної енергії, а в 2021 р. продовжила зростати. Станом на початок жовтня 2021 р. загальний борг НЕК «Укренерго» перед ДП «Гарантований покупець» за оплату послуги зі збільшення частки ВДЕ (виплати по «зеленому» тарифу) становив 25,1 млрд грн.

Крім того, сумарні обсяги генерації ВДЕ в деякі години доби перевищують можливості енергосистеми зі споживання при дотриманні встановлених вимог щодо надійності та резервування потужностей в ОЕС України [162, 174]. Для підтримання стабільної роботи енергосистеми Оператор системи передачі (далі – ОСП) запровадив систему керування обмеженнями ВДЕ. Механізм роботи цієї системи подібний до механізму роботи балансуєчого ринку [22, 180, 181]. Виробники з ВДЕ повинні подавати заявки на зменшення навантаження, водночас обсяг заявки ґрунтується на прогнозах обсягу відпуску електричної енергії [55, 170]. Оплата невідпущеної, внаслідок обмежень ОСП, електричної енергії здійснюється за встановленим для виробника «зеленим» тарифом.

Враховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії, Міністерство енергетики почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників із ВДЕ. У законодавство вводиться поняття «преміального» тарифу (Feed-in-premium – FIT) [108], за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. На разі деталі механізму ще обговорюються, проте можна очікувати, що цей механізм стане доступний для виробників, які вийдуть з балансуєчої групи ДП «Гарантований покупець» (ГП), втрачаючи при цьому знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку перевагою FIT є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день-в-день (при продажі на ринку «на добу наперед») або по передоплаті (при

укладанні довгострокових договорів), що дозволить суттєво покращити їхній фінансовий баланс.

Загальна потужність всіх об'єктів «зеленої» енергетики на початок 2022 року сягнула 9,6 ГВт, зокрема промислові сонячні електростанції (далі – СЕС) – 6,4 ГВт, вітрові електростанції (далі – ВЕС) – 1,7 ГВт. Більшість промислових електростанцій з ВДЕ, а саме до 60 % СЕС та понад 85 % ВЕС, зосереджені у південних та південно-східних областях України, де наразі відбуваються активні бойові дії, через що, близько 75 % (1,3 ГВт) ВЕС та близько 15 % (1 ГВт) СЕС знищено, пошкоджено або знаходяться під окупацією. Отже, у 2022 році в енергетичну систему України поставлено лише 7,6 млрд кВт · год замість 13,6 млрд кВт · год «зеленої» електроенергії, тобто падіння виробництва електроенергії з ВДЕ складе близько 45 %.

Незважаючи на значне зниження встановленої потужності нерегульованих ВДЕ в ОЕС України за 2022 рік, значно посилилася проблема врегулювання небалансів, що зумовлюється масштабними руйнуваннями енергетичної інфраструктури на фоні невирішених проблем зниження небалансів ВДЕ. Зокрема, за даними Асоціації сонячної енергетики України, у деякі місяці 2022 року витрати на покриття небалансів сягали 50 % від вартості відпущеної електроенергії, що створювало додаткові проблеми балансування режимів ОЕС України та знижувало вигоду для виробників ВДЕ.

Перспективні плани повоєнного відновлення української економіки, озвучені в Європейському союзі, передбачають відновлення та модернізацію ОЕС України з підтримкою курсу на декарбонізацію. Відповідно подальші плани відновлення та розвитку української електроенергетики передбачають посилення проблем, пов'язаних із збільшеною часткою ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України. Тому не втрачають актуальності завдання дослідження впливу ВДЕ не тільки на режими ОЕС України, але і на процеси ціноутворення у сегментах ринку електричної енергії.

### **3.2 Технічні та економічні чинники впливу відновлюваних джерел на вартість електроенергії**

На електростанціях, які використовують викопне паливо для виробництва електричної енергії, існує можливість накопичувати енергоносії на складі у кількостях, необхідних для роботи електростанції протягом довгого періоду. Наприклад, в Україні в період літа-осені на вугільних ТЕС накопичуються запаси вугілля, необхідні для максимального завантаження генераторів протягом холодного періоду року.

Аналогічно на плотинних ГЕС із сезонним регулюванням рівня наповненості водосховища накопичуються значні обсяги гідроресурсів, які

дозволяють гідроагрегатам працювати зі значним завантаженням значний проміжок часу. Наявність можливості накопичувати енергоносії на таких електростанціях у значних обсягах дозволяють на цих електростанціях планувати власні графіки завантаження за економічними інтересами та виходячи із потреб у покритті електроспоживання енергосистеми. Наприклад, для ТЕС і ГЕС характерна максимізація завантаження генераторів у години ранкового і вечірнього піків електроспоживання, коли ринкова вартість електроенергії найвища. У періоди нічного мінімуму електроспоживання з найнижчою ринковою вартістю електричної енергії плотинна ГЕС здійснює виробництво електричної енергії на рівні технологічного мінімуму витрат води, а ТЕС взагалі можуть виводити енергоагрегати з роботи. Таким чином, наявність значних обсягів накопичених енергоресурсів на цих електростанціях дозволяє регулювати поточні обсяги виробництва електроенергії згідно із економічною доцільністю та потребами енергосистеми.

Особливістю станцій з ВДЕ (наприклад, малі ГЕС без водосховища, вітрові електростанції та сонячні електростанції) є технологічна відсутність можливостей накопичення енергоносіїв. Наразі відсутні технології збереження енергії вітру чи сонця для подальшого використання з метою виробництва електроенергії. Станції з ВДЕ здійснюють виробництво електричної енергії за фактичної наявності енергоносія (наприклад, вітру чи сонячної інсоляції), зумовленої поточними кліматичними умовами. Тому графіки завантаження генераторів на станціях із ВДЕ не плануються (за економічними критеріями чи за потребою у покритті попиту на електричну енергію), а прогнозуються виходячи із метеорологічних прогнозів.

Обсяги генерації електричної енергії станціями з ВДЕ пов'язуються безпосередньо із метеорологічними факторами у місці розташування станції. При цьому додатковим чинником, який впливає на фактичний графік відпуску електричної енергії станцією із ВДЕ, є різкі зміни обсягів доступного енергетичного ресурсу (рівень сонячної радіації, сила вітру і т. ін.). Тому моментальні значення рівнів завантаження генераторів на станціях з ВДЕ фактично пов'язані із обсягами доступного енергетичного ресурсу окремо в кожен момент часу. Оскільки кліматичні умови у місці розташування станції з ВДЕ постійно змінюються, на сонячних та вітрових станціях різкі зміни рівнів генерації електроенергії відбуваються у короткі проміжки часу (на рівні хвилин та навіть секунд). На станціях з ВДЕ на біопаливі та на малих ГЕС зазвичай спостерігається в цілому помітні зміни рівнів генерації електроенергії, що відбуваються у відносно довгі часові проміжки на рівні годин і днів. Проте і для таких станцій нерідко виникають проблеми точного прогнозу обсягів доступних енергетичних ресурсів за практичної неможливості планування цих обсягів.

У результаті основні технологічні проблеми, пов'язані із інтеграцією станцій з ВДЕ до структури виробничих потужностей ОЕС України, такі:

- стохастичний та нерегульований обсяг відпуску електричної енергії станціями з ВДЕ;
- неможливість узгодження добового графіка відпуску електричної енергії станціями з ВДЕ та добового графіка електроспоживання в ОЕС України;
- неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ, пов'язана з неточністю прогнозу метеорологічних умов у місці розташування станції з ВДЕ;
- різкозмінний характер генерації електричної енергії, пов'язаний з із нестійкістю та швидкоплинністю метеорологічних явищ.

Часті зміни обсягів генерації електричної енергії на ВЕС і СЕС призводять до потреби додаткового резервування маневрених виробничих потужностей електростанцій з метою компенсації різких коливань рівнів завантаження на цих станціях на коротких проміжках часу балансування режимів ОЕС України. Крім того, залежність графіків завантаження станцій з ВДЕ від кліматичних умов призводить до несумісності цих графіків із добовим графіком електроспоживання в ОЕС України.

Наприклад, СЕС забезпечують максимальний рівень відпуску електроенергії в районі опівдня і майже не беруть участь у покритті вечірнього піку навантаження. При цьому графік відпуску електричної енергії від СЕС залежить не тільки від рівнів хмарності, але і від сезону року. Зокрема, найбільші обсяги генерації електричної енергії від СЕС спостерігаються у червні, тобто у місяці із найдовшими періодами світлового дня. Найменші обсяги генерації електричної енергії від СЕС спостерігаються у грудні, тобто у місяці із найкоротшими періодами світлового дня. У місцях розташування ВЕС сила вітру здебільшого зумовлена циклонічною активністю, яка не залежить від періоду доби, та особливостями добових циклів руху повітряних мас у місці розташування ВЕС. У результаті для ОСП виникає потреба у додатковому резервуванні значних обсягів виробничих потужностей для компенсації змін генерації електричної енергії на станціях з ВДЕ на інтервали часу до кількох годин. Нарешті, неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ змушує ОСП утримувати додаткові ресурси підтримки операційної безпеки та балансування режимів ОЕС України. Крім того, неточний прогноз графіків функціонування станцій з ВДЕ призводить до подання неадекватних пропозицій електричної енергії в ринкових сегментах, що спотворює індикатори ринкових цін передусім у сегменті ринку «на добу наперед», та призводить до збільшення обсягів і вартості небалансів у сегменті Балансуючого ринку.



### 3.3 Особливості впливу збільшеної частки відновлюваних джерел енергії у структурі виробничих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України на процеси ціноутворення

Збільшена частка ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України впливає на баланс виробництва / споживання електричної енергії, на заходи із підтримки операційної безпеки режимів української енергосистеми, а також на процеси ціноутворення у сегментах ринку електричної енергії. Розглянемо детальніше основні чинники впливу станцій з ВДЕ на процеси ціноутворення у сегментах ринку електричної енергії [163, 191] з огляду на формування складових вартості електричної енергії для кінцевого споживача.

*Ринок двосторонніх договорів.* У сегменті двосторонніх договорів, зокрема на торговій платформі Української енергетичної біржі, з 2019 року функціонували спеціалізовані аукціони з реалізації ПСО (Покладені спеціальні обов'язки). На виконання механізму ПСО ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП НАЕК «Енергоатом» продавали за регульованими НКРЕ КП цінами частину своєї пропозиції електроенергії Гарантованому покупцю. Всі куплені на цих аукціонах обсяги електричної енергії Гарантований покупець продавав на аукціонах ринку двосторонніх договорів та ринку «на добу наперед». Отже, фактично вся пропозиція електричної енергії від ГЕС та АЕС продається на біржових торгах або безпосередньо ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП НАЕК «Енергоатом» або Гарантованим покупцем. Сумарний обсяг пропозиції електричної енергії на біржових торгах при цьому не змінюється, змінюється лише належність вигоди від продажу електроенергії. Таким чином, аукціони ПСО на Українській енергетичній біржі ніяк не впливають на процеси ціноутворення в інших ринкових сегментах та на кінцеву вартість електричної енергії для споживачів.

Гарантований покупець наразі продає прогнозовані обсяги генерації електричної енергії своєї Балансуючої групи на аукціонах Української енергетичної біржі (сегмент двосторонніх договорів) та ринку «на добу наперед». Продаж частини обсягів пропозиції електричної енергії у сегменті двосторонніх угод пришвидшують отримання частини коштів, необхідних для розрахунків із виробниками з ВДЕ. Проте продаж частини пропозиції електричної енергії у сегменті двосторонніх договорів також зменшує видаткову частину фінансового балансу Гарантованого покупця.

Зазвичай покупці електричної енергії у сегменті двосторонніх договорів очікують ринкові ціни нижчі, ніж у сегменті ринку «на добу наперед». Нехай на торгах Української енергетичної біржі продав електричну енергію обсягом  $V_{РДД}^{ГП}$  та ціною  $C_{РДД}^{ГП}$ , яка виявилася нижчою за ринкову ціну у сегменті ринку «на добу наперед»  $C_{РДН}^{СЗВ}$  для того ж проміжку часу реалізації договору. Тоді втрата

Гарантованим покупцем видаткової частини свого бюджету розраховується як:

$$V_{РДД}^{ГП} = V_{РДД}^{ГП} \cdot (C_{РДН}^{с.зв.} - C_{РДД}^{ГП}).$$

Сума наведених втрат покривається Оператором системи передачі за рахунок відповідної компенсаційної складової тарифу на передачу електроенергії. Збільшення тарифу на передачу електроенергії, зі свого боку, призводить до безпосереднього збільшення вартості електроенергії для споживачів.

З огляду на нерівномірні графіки погодинного виробництва електроенергії ВЕС та СЕС з недостатньо надійним рівнем точності прогнозування, самостійна участь таких станцій у торгах ринку двосторонніх договорів економічно не доцільна з огляду на високі ризики недотримання заявленого графіка виробництва електроенергії. Для імітації участі торгах ринку двосторонніх договорів біогазових електростанцій та малих ГЕС з відносно рівномірним графіком відпуску електроенергії достатньо використовувати середньозважене значення ціни купівлі / продажу електроенергії, але без врахування спеціалізованих аукціонів ПСО, де діють встановлені НКРЕ КП правила ціноутворення.

*Ринок допоміжних послуг.* Вплив збільшеної частки ВДЕ на процеси ціноутворення ринку та врешті-решт на вартість електричної енергії для кінцевого споживача має достатньо складний характер та залучає процеси ціноутворення в інших ринкових сегментах. На рисунку 3.1 продемонстровано, що збільшення обсягів резервування виробничих потужностей електростанцій на потреби регулювання режиму ОЕС України призводить до появи ряду чинників, які сукупно збільшують вартість електроенергії для кінцевого споживача.

Позначимо найбільш важливі із наведених на рисунку 3.1 чинників. Нехай збільшення встановленої потужності ВДЕ в ОЕС України призводить до необхідності Оператору системи передачі збільшити обсяги резервів під потреби регулювання режимів. Тоді збільшення обсягів резервування виробничих потужностей електростанцій у сегменті ринку допоміжних послуг призводить до зменшення обсягів пропозиції цими електростанціями електроенергії на торгах ринку «на добу наперед». У результаті загального скорочення обсягів пропозиції електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» стимулюється збільшення погодинних граничних цін, тобто збільшення ринкової вартості електричної енергії. Погодинні граничні ціни ринку «на добу наперед» фактично визначають ціни нульового небалансу у сегменті балансуєчого ринку. Тому збільшення граничних цін на ринку «на добу наперед» призводить до загального збільшення вартості послуг балансування як в частині розвантаження, так і в частині завантаження енергоагрегатів електростанцій.

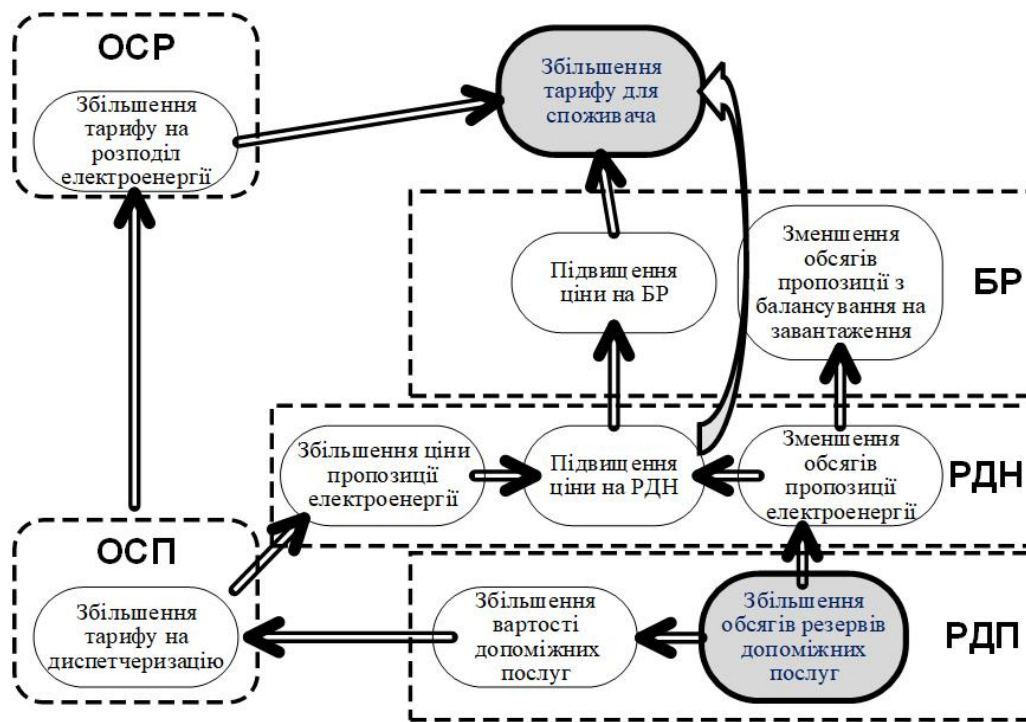


Рисунок 3.1 – Чинники збільшення вартості електроенергії для споживачів внаслідок збільшення обсягів резервів допоміжних послуг

Таким чином, як збільшення вартості закупівлі електроенергії на торгах ринку «на добу наперед», так і збільшення вартості небалансів безпосередньо призводить до збільшення вартості електроенергії для кінцевого споживача. Обсяги резервів допоміжних послуг становлять невелику частку на фоні сумарних обсягів виробництва / споживання електроенергії в ОЕС України (менше 5 %). Проте каскадний різновид збільшення вартості допоміжних послуг із опосередкованим впливом на процеси ціноутворення в інших ринкових сегментах може призводити до помітного збільшення вартості електроенергії для споживача.

Наведені на рисунку 3.1 чинники мають складний характер впливу на кінцеву вартість електричної енергії для кінцевого споживача. Зокрема нетривіальною є завдання визначення додаткових обсягів ресурсів регулювання режимів ОЕС України в умовах збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України. Так коливання рівнів генерації на різних станціях з ВДЕ в різних регіонах України частково компенсують один одного. Тому сумарний графік генерації ВДЕ в ОЕС України матиме більш пологий характер, ніж графіки генерації окремих ВДЕ. Для побудови графіків відхилення сумарної генерації ВДЕ в ОЕС України необхідне створення спеціалізованих засобів аналітичної обробки статистичних даних по великій кількості точок комерційного обліку на значних проміжках часу. Крім того, для оцінки впливу збільшення обсягів резервування виробничих потужностей під потреби регулювання режимів української енергосистеми на процеси ціноутворення в

організованих сегментах ринку електроенергії необхідно залучити засоби моделювання ринкової рівноваги у цих ринкових сегментах.

Окрім того, варто зважати на неоднозначність процесів ціноутворення у сегменті ринку допоміжних послуг. Як свідчать звіти НЕК «Укренерго» за 2020 та 2021 роки, забезпеченість Оператора системи передачі резервами відновлення частоти нерідко перевищують 100 % від визначеної потреби. Таке збільшення обсягів закуплених ресурсів відновлення частоти здійснюється внаслідок нестачі ресурсів підтримки частоти. Наприклад, закупівля Оператором системи передачі резервів підтримки частоти склала у жовтні 2020 року лише 1,6 %, а у листопаді того ж року – 3,5 % від потреби. Тоді як сумарна потужність генераторів в ОЕС України, ліцензованих до надання послуги підтримки частоти, значно переважає потреби у цьому виді допоміжних послуг, у конкретні моменти часу не всі ці генератори знаходяться в роботі у стані готовності до регулювання режимів ОЕС України.

У той же час не ліцензовані для надання відповідних видів допоміжних послуг електростанції, зокрема ТЕС, продовжують надавати Оператору системи передачі загальне регулювання частоти та активної потужності як обов'язкову неоплачувану послугу, що знижує рівень адекватності оцінки обсягів фактично наданих допоміжних послуг.

З огляду на зазначені вище чинники, наразі аналіз впливу збільшеної частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України на обсяги та вартість резервування допоміжних послуг не призведе до отримання адекватних індикативних цінових показників. Тому є сенс у виконанні наближених оцінок вартості ресурсів регулювання режимів ОЕС України, пов'язаних зі збільшенням частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України. При цьому оцінка впливу додаткових обсягів резервів допоміжних послуг внаслідок збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України на процеси ціноутворення в інших ринкових сегментах потребує розробки інструментарію імітаційного моделювання ринкової рівноваги принаймні у сегментах ринку «на добу наперед» та на Балансуючому ринку.

*Ринок «на добу наперед».* Ринок «на добу наперед» є найбільш важливим ринковим сегментом для дослідження впливу збільшеної частки ВДЕ на процеси ціноутворення та на вартість електричної енергії для кінцевого споживача.

З 2019 року Гарантований покупець подавав пропозицію електричної енергії Балансуючої групи ВДЕ на ринку «на добу наперед». У подальшому початок продажу електричної енергії у сегменті двосторонніх договорів не порушив усталений баланс попиту / пропозиції як у сегменті ринку «на добу наперед», так і в ринкових сегментах загалом, оскільки відповідна (за обсягами) частина покупців електричної енергії почала задовольняти свій попит у сегменті

двосторонніх угод. Тому частка продажу електричної енергії у сегменті двосторонніх договорів не впливає на точку ринкової рівноваги у сегменті ринку «на добу наперед».

З огляду на фінансовий баланс Гарантованого покупця, збитки від продажу електроенергії за зменшеною ціною компенсуються з тарифу Оператора системи передачі. Оскільки вартість електричної енергії у кінцевого споживача формується як з вартості закупівлі електроенергії у ринкових сегментах, так і з витрат на передачу та розподіл, вся сума компенсацій станцій з ВДЕ за «зеленими» тарифами у тарифі споживача не змінюється. Таким чином, діяльність Гарантованого покупця у сегменті двосторонніх договорів призводить до змін у структурі фінансових потоків, але у довгостроковій перспективі майже не впливає на фактичний тариф для кінцевого споживача. Тому цей чинник не враховується у процесах ціноутворення і в багатьох випадках адекватний результат отримується імітацією подання всієї пропозиції електричної енергії від Балансуючої групи Гарантованого покупця у сегменті ринку «на добу наперед». Оскільки держава гарантує оплату відпущеної станціями з ВДЕ електричної енергії у повному обсязі, Гарантований покупець подає пропозицію електроенергії на погодинні торги ринку «на добу наперед» за мінімально допустимою правилами ринку ціною з метою гарантування першочерговості прийняття цієї пропозиції. Як показано на рисунку 3.2, пропозиція електроенергії від станцій з ВДЕ на погодинних торгах ринку «на добу наперед» зміщує агреговану функцію пропозиції вправо. У результаті найдорожчі продавці електроенергії витісняються із області ринкової рівноваги.

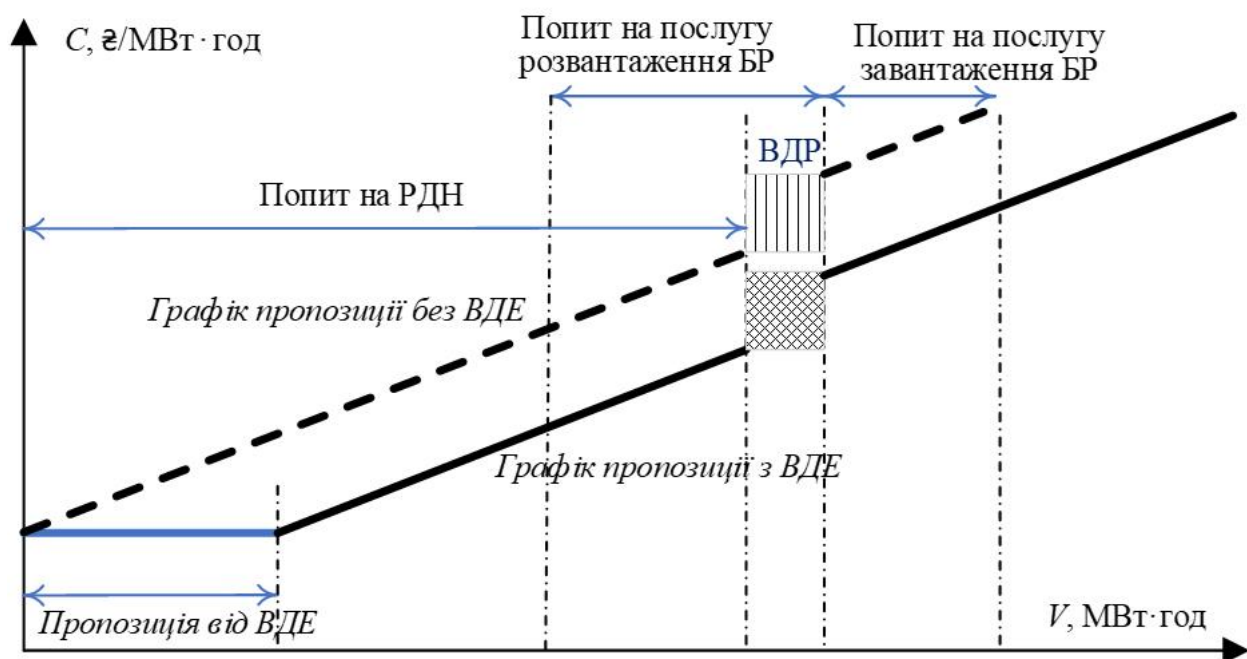


Рисунок 3.2 – Сукупне зниження цін в ринкових сегментах за наявності пропозиції електроенергії від ВДЕ

За незмінного попиту зміщення функції пропозиції електричної енергії вправо призводить до зміщення точки ринкової рівноваги вниз до осі обсягів, тобто – до зниження ринкової ціни електроенергії. Таким чином, збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України стимулює зменшення вартості електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед».

Оскільки загальна структура пропозиції електричної енергії в цілому не змінюється, тобто склад виробничого обладнання в нормальних режимах функціонування ОЕС України залишається незмінним, то зміщення функції пропозиції у сегменті ринку «на добу наперед» призводить також до аналогічного зміщення і у сегментах внутрішньодобового та Балансуючого ринків. Таким чином, пропозиція електричної енергії від Балансуючої групи Гарантованого покупця безпосередньо стимулює зниження цін у сегменті ринку «на добу наперед», і опосередковано – у сегментах внутрішньодобового та Балансуючого ринків. Варто зазначити, що зниження цін в організованих сегментах ринку електричної енергії України зумовлюється не дешевизною «зеленої» генерації, а особливостями механізму реалізації державою своїх зобов'язань перед інвесторами у ВДЕ. Тому дослідження впливу пропозиції електроенергії від станцій з ВДЕ на процеси ціноутворення у ринкових сегментах, передусім у сегменті ринку «на добу наперед», потрібно виконувати передусім з огляду на поведінкову модель Гарантованого покупця, до задач якого входять три основні функції: закупівля всієї відпущеної Балансуючою групою електроенергії, виконання обов'язків сторони, відповідальної за баланс для власної балансуючої групи та здійснення розрахунків з виробниками на станціях з ВДЕ у межах цієї Балансуючої групи за відпущену ними електроенергію.

*Внутрішньодобовий ринок.* У частині оптової торгівлі електричною енергією внутрішньодобовий ринок реалізує дві основні функції:

– надає додаткову торгівельну платформу для здійснення купівлі / продажу електроенергії тим учасникам ринку, які за різних обставин не уклали відповідні договори в інших ринкових сегментах, передусім – у сегменті двосторонніх договорів та сегменті ринку «на добу наперед»;

– надає учасникам ринку електричної енергії торгівельну платформу для коригування власного балансу купівлі / продажу електричної енергії за оновленими прогнозами електроспоживання чи виробничої діяльності.

Гарантований покупець здійснює продаж електричної енергії у сегментах ринку двосторонніх угод та ринку «на добу наперед». Відповідно основна мета виходу його на торги внутрішньодобового ринку – зменшити потенційні обсяги і вартість небалансів шляхом коригування сумарних обсягів відпуску електричної енергії станціям з ВДЕ у Балансуючій групі за уточненим прогнозом.

Виробники електричної енергії на станціях з ВДЕ балансуючої групи Гарантованого покупця несуть фінансову відповідальність за небаланси понад фіксований НКРЕ КП відсоток. Тому вартість небалансів, створюваних станціями з ВДЕ у Балансуючій групі Гарантованого покупця умовно поділяється на дві складові:

– постійна складова небалансів у межах нормованих НКРЕ КП відсотків відхилень, яка компенсується з тарифу на передачу; обсяги таких небалансів розраховуються за узагальненою статистичною інформацією з виробництва електричної енергії станціями з ВДЕ, а вартість – за узагальненою статистикою цін, сформованих на Балансуючому ринку;

– змінна складова небалансів поза нормованим НКРЕ КП відсотком відхилень, фінансову відповідальність, за яку у повній мірі несуть учасники Балансуючої групи Гарантованого покупця; ця складова не впливає на вартість електричної енергії у кінцевого споживача.

Таким чином, у завданнях дослідження впливу збільшеної частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України на вартість електричної енергії для кінцевого споживача процеси ціноутворення внутрішньодобового ринку не враховуються.

*Балансуючий ринок.* Дослідження процесів ціноутворення на балансуючому ринку – найбільш складна частина завдання оцінки впливу збільшеної частки відновлюваних джерел енергії у структурі виробничих потужностей ОЕС України на вартість електричної енергії для кінцевого споживача. Підсумовуючи описані у попередній частині Звіту чинники, виділимо дві основні тенденції: тенденцію до зниження вартості небалансів та тенденцію до збільшення вартості небалансів.

*Тенденція до зменшення вартості небалансів.* Промислові виробники з ВДЕ створюють додаткову пропозицію електричної енергії, обсяги якої стимулюють зниження цін у сегментах ринку двосторонніх договорів та ринку «на добу наперед». Як показано на рисунку 3.2, зниження граничних цін у сегменті ринку «на добу наперед» призводить до зниження «ціни нульового небалансу» на Балансуючому ринку. Це спричиняє загальне зниження вартості послуг балансування і відповідно вартості небалансів.

Крім того, в умовах незмінності структури виробничих потужностей ОЕС України у короткостроковій перспективі, витіснена із сегмента ринку «на добу наперед» пропозиція електричної енергії збільшує обсяги пропозиції на внутрішньодобовому ринку та на Балансуючому ринку. Цей чинник також сприяє зниженню цін на послуги балансування та зниженню вартості фактичних небалансів.

*Тенденція до збільшення вартості небалансів.* Нерегульований характер відпуску електричної енергії від станцій з ВДЕ та слабка прогнозованість відхилень в обсягах виробництва електричної енергії змушує Оператора системи передачі збільшувати обсяги ресурсів підтримки операційної безпеки режимів ОЕС України. Це призводить до появи чинників, які стимулюють збільшення вартості небалансів зокрема та збільшення вартості електричної енергії для кінцевого споживача загалом:

– збільшення обсягів ресурсів, зарезервованих під потреби регулювання режимів ОЕС України призводить до зменшення обсягів пропозиції електричної енергії в інших ринкових сегментах, передусім у сегменті ринку «на добу наперед»; зменшення обсягів пропозиції електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» стимулює збільшення граничних цін у цьому ринковому сегменті та збільшення ціни «нульового небалансу» та зменшення обсягів пропозиції послуг балансування на Балансуючому ринку, що сукупно призводить до збільшення вартості небалансів;

– недостатня точність прогнозів відпуску електричної енергії від станцій з ВДЕ призводить до збільшення обсягів послуг небалансів на Балансуючому ринку; в умовах граничної форми ціноутворення на Балансуючому ринку України збільшення обсягів послуг балансування призводить до загального збільшення вартості небалансів для всіх учасників ринку електричної енергії в Україні.

Для практичної оцінки наведених вище чинників необхідно використовувати засоби комплексного моделювання процесів ціноутворення в різних сегментах ринку електричної енергії України.

*Роздрібний ринок.* Збільшена частка ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України безпосередньо не впливає на функціонування роздрібного ринку, але особливості розрахунку вартості електричної енергії для кінцевого споживача дозволяють виокремлювати та порівнювати вплив ВДЕ на ціноутворення в різних ринкових сегментах. Зокрема, кінцевий тариф для непільгових категорій споживачів електричної енергії розраховується за такою загальною формулою:

$$T_{\text{сп}}^{\phi} = \frac{V_{\text{РДД}} + V_{\text{РДН}} + V_{\text{ВДР}} + V_{\text{БР}}}{V_{\text{сп}}^{\phi}} + T_{\text{ОСП}} + T_{\text{ОСР}} + T_{\text{П}},$$

де  $V_{\text{сп}}^{\phi}$  – фактичні обсяги споживання електроенергії у розрахунковий період;  $V_{\text{РДД}}$  – витрати на закупівлю електроенергії в сегменті ринку двосторонніх договорів;  $V_{\text{РДН}}$  – витрати на закупівлю електроенергії в сегменті ринку «на добу наперед»;  $V_{\text{ВДР}}$  – баланс витрат, пов'язаний з купівлею і продажем електроенергії в сегменті внутрішньодобового ринку;  $V_{\text{БР}}$  – нарахована за розрахунковий період



вартість небалансів між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії;  $T_{\text{ОСП}}$  – тариф оператора системи передачі;  $T_{\text{ОСР}}$  – тариф оператора системи розподілу;  $T_{\text{П}}$  – тариф постачальника електроенергії.

У наведеній загальній формулі тариф електропостачальника враховується лише для розрахунку відсотків впливу окремих чинників на вартість електричної енергії кінцевого споживача. Всі інші чинники впливу ВДЕ групуються та порівнюються у відповідних складових вартості закупівлі електроенергії та вартості різних видів послуг.

### **3.4 Аналіз перспектив збільшення відновлюваних джерел енергії в Україні**

В Україні на цей час електричні мережі працюють за принципом «генератор – системоутворюючі електричні мережі – розподільні електричні мережі – споживачі». Системоутворюючі мережі в більшості випадків закільцьовані, а розподільні електричні мережі складаються із радіальних ліній з однобічним живленням. Натомість, концепція «інтелектуальної» електричної мережі пропонує інший принцип побудови. Це система «генератор – лінія передавання – споживач», але споживач бере участь у виробництві та перерозподілі енергії.

Останні події в країні призвели до дефіциту і значного підвищення вартості палива, що стимулює розвиток альтернативних або джерел електроенергії. Отже, генерувальні потужності у майбутній системі електропостачання будуть більше розподіленими, ніж концентрованими, як зараз.

Особливістю альтернативних (відновлюваних) джерел електроенергії джерел є їх відносно невелика (діючі 200–250 МВт, проекти до 700 МВт) потужність і нестабільність параметрів потужності, що генерується. Очевидно, що для стабілізації параметрів таких джерел та їхньої автоматичної синхронізації з мережею необхідні достатньо «інтелектуальні» керувальні пристрої. Запаси вугілля та газу недостатні, і освоєння ВДЕ з подальшим включенням їх в єдину енергетичну систему країни є стратегічно важливим завданням. В Україні, як і в усьому світі, дуже гостро стоїть проблема вичерпності енергоносіїв, як-от: кам'яне вугілля, природний газ, торф, уранова руда. Згідно зі статистичними даними, запасів викопного палива вистачить людству приблизно на 60–80 років. На сьогоднішній день у світі існують кілька стратегічних напрямків, що стосуються перспектив теплової та електричної енергії. Варто виділити найважливіші з них:

– розробка нових способів отримання електричної енергії (наприклад, проєкт створення термоядерного реактора ITER);

- удосконалення технологічного циклу існуючих ТЕС, АЕСх і ГЕС шляхом модернізації основного і допоміжного обладнання, устаткування системи власних потреб, впровадження новітніх цифрових автоматизованих систем управління технологічного процесом (АСУ ТП);
- збільшення частки ВДЕ та накопичувачів енергії (НЕ) в електроенергетичних системах (ЕЕС);
- впровадження концепції «розумної» або «інтелектуальної» енергосистеми (Smart Grid) в принципі управління енергетичними системами з більшою часткою ВДЕ;
- збільшення стійкості енергосистеми шляхом застосування релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗА), побудованої з використанням новітньої апаратної бази і захисної логіки;
- розробка і впровадження різних способів економії або енергозбереження електричної енергії (різні енергоощадні технології, Smart House, Smart Metering і т. ін.) [118].

Після аварії, що сталася в Японії на АЕС Фукусіма навесні 2011 року, подальше використання ядерної енергії в багатьох країнах світу поставлено під питанням. Наприклад, у Німеччині протягом десяти років всі існуючі АЕС повинні бути виведені з експлуатації.

В Україні подібні рішення не прийнятні, оскільки атомні електростанції виробляють більше 50 % всієї енергії, і є стратегічними структурними елементами енергосистеми. Альтернативним виходом з цієї ситуації є масштабне впровадження ВДЕ. Як приклад такого підходу можна навести знову Німеччину, згідно з аналізом Інституту систем сонячної енергетики Товариства імені Фраунгофера, частка ВДЕ у структурі виробництва електроенергії в ФРН склала в 2019 році 46 %, а в деякі дні вона перевищувала 65 %. Зменшення використання вугілля сприяло захисту клімату. Порівняно з попереднім роком частка електроенергії, видобутої внаслідок спалювання бурого вугілля, знизилася на 22 %, а кам'яного – на 33 %. Однак варто зазначити, що потужність, яка генерується вітровими електростанціями (ВЕС), сонячними електростанціями (СЕС) та іншими альтернативними джерелами енергії не є постійною величиною і залежить від низки природних умов: наявності вітру, активності сонячного випромінювання тощо. У цьому випадку така нестабільність генерації ВДЕ вносить свої негативні корективи у стійку роботу енергосистеми. Класичний принцип організації управління електроенергетичними системами не підходить для ЕЕС з великою часткою ВДЕ. Доля відновлюваної електроенергії на Україні за даними на 1.06.2021 становить близько 13,1 % від всієї встановленої потужності генерації. Цей факт пояснюється лише тим, що вітчизняна альтернативна енергетика знаходиться на початковому етапі розвитку.

Можна також підкреслити високу вартість ВДЕ і їхнього технічного обслуговування. Проте, незважаючи на це, такі великі компанії, як ДТЕК, «Active-Solar», «Fuhrlnder – віндтехнолоджі», ведуть активну політику із впровадження і просування відновлюваних джерел електроенергії в Україні. На сьогодні існує два основні сценарії розвитку енергосистем [103]:

– підвищення надійності завдяки резервному підключенню іншого виду джерел для мінімізації збитку при аварійних подіях. Водночас пропускна здатність, ресурс основних елементів при номінальних режимах будуть використані мінімально, що призведе до відносного подорожчання мережевої інфраструктури;

– «інтелектуалізація» електричної мережі, пов'язана з поєднанням комплексних інструментів управління, контролю, моніторингу та комунікації дозволяє забезпечити значно вищу продуктивність і надійність мережі, підвищення якості енергії. Під час упровадження технологій Smart Grid в Україні, важливо враховувати можливі сценарії.

Наприклад, під час використання альтернативних джерел як класичної електростанції існує доволі багато технічних питань щодо інтеграції непостійного джерела в енергосистему з фіксованими параметрами. Проаналізувати споживання та виробництво електроенергії за останні роки можемо, спираючись на дані, наведенні на графіках та таблицях з 2019–2020 рр. [187]. ОЕС України на кінець 2020 року об'єднувала в паралельну роботу теплові, атомні, гідравлічні, вітрові та сонячні електростанції, а також станції на біопаливі сумарною встановленою потужністю **54 771,2 МВт** (табл. 3.1).

Інформація щодо встановленої потужності та кількості енергоблоків атомних, теплових та гідравлічних електростанцій надається у таблицях 3.2–3.4. Структура встановленої потужності електростанцій станом на кінець 2020р по регіонах ОЕС України надається у таблиці 3.5. Перелік ВЕС та СЕС в ОЕС України зі встановленою потужністю понад 50 МВт надається у таблицях 3.6–3.7.

Помісячна встановлена потужність відновлюваних джерел енергії СЕС та ОЕС України за 2019–2020 роки надається на рисунках 3.3, 3.4. Станом на кінець року в Україні нараховується 29 931 СЕС домогосподарств із загальною встановленою потужністю 778,7 МВт, що становить 14,5 % від загальної встановленої потужності СЕС в енергосистемі країни (дані з офіційного сайту Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України). За 2020 р. встановлена потужність ВЕС та СЕС складає 1,11 ГВт та 5,98 ГВт, а фактичне виробництво 2,57 млрд кВт год та 5,78 млрд кВт год відповідно. Найбільшими у вітровій генерації є ДТЕК ВДЕ (45 %); ТОВ «Віндкрафт Україна» (30 %); ТОВ «Вітряні парки України» (14 %); NBT AS (4 %).

Таблиця 3.1 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України

Тип джерела енергії	31.12.2019		31.12.2020	
	Потужність, МВт	Частка від сумарної встановленої потужності, %	Потужність, МВт	Частка від сумарної встановленої потужності, %
ТЕС ГК	21 842	41,37	21 842	39,88
ТЕЦ та когенераційні установки	4 335,5	8,21	4 344,8	7,93
Виробники ОСР*	1 755,6	3,33	1 759,7	3,21
АЕС	13 835	26,21	13 835	25,26
ГЕС	4 809,1	9,11	4 828,7	8,82
ГАЕС	1 487,8	2,82	1 487,8	2,72
СЕС (зокрема домогосподарства)	3 555,4	6,74	5 362,6	9,79
ВЕС	1 025,0	1,94	1 111,2	2,03
Станції на біопаливі	142,5	0,27	199,5	0,36
<b>Всього</b>	<b>52 787,9</b>	<b>100,00</b>	<b>54 771</b>	<b>100,00</b>

\* Виробники, розміщені на території ліцензійної діяльності оператора системи розподілу.

Таблиця 3.2 – Атомні електростанції України

Назва станцій	Встановлена потужність на кінець 2020 р., МВт	Кількість та потужність енергоблоків, шт./МВт	Тип реактора
Запорізька АЕС	6 000	6 × 1 000	ВВЕР-1000/320
Південно-Українська АЕС	3 000	3 × 1 000	ВВЕР-1000/302 ВВЕР-1000/338 ВВЕР-1000/320
Рівненська АЕС	2 835	2 × 1 000 1 × 420 1 × 415	ВВЕР-1000/320 ВВЕР-1000/320 ВВЕР-440/213 ВВЕР-440/213
Хмельницька АЕС	2 000	2 × 1 000	ВВЕР-1000/320
<b>Всього</b>	<b>13 835</b>	<b>15/13 835</b>	

Таблиця 3.3 – Найбільші теплові електростанції та теплоелектроцентралі України

Назва	Загальна встановлена потужність, МВт	Кількість та встановлена потужність енергоблоків шт/МВт
<b>АТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО»</b>	<b>5 839</b>	<b>18/5 839</b>
Запорізька ТЕС	2 850	2 × 800; 2 × 325; 2 × 300
Криворізька ТЕС	2 079	2 × 282; 4 × 300; 1 × 315
Придніпровська ТЕС	910	1 × 310; 4 × 150
<b>ПАТ «ДОНБАСЕНЕРГО»</b>	<b>880</b>	<b>1/800</b>
Слов'янська ТЕС	880	1 × 800 (1 черга – 80 МВт)
<b>ПАТ «ЦЕНТРЕНЕРГО»</b>	<b>7 695</b>	<b>23/7 695</b>
Вуглегірська ТЕС	3 600	4 × 300; 3 × 800
Зміївська ТЕС	2 270	2 × 175; 2 × 180; 1 × 185; 1 × 190; 1 × 280; 2 × 290; 1 × 325
Трипільська ТЕС	1 825	5 × 300; 1 × 325
<b>АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО»</b>	<b>4 676</b>	<b>20/4 476</b>
Бурштинська ТЕС	2 366	1 × 215; 1 × 210; 1 × 206; 7 × 195; 2 × 185
Добротвірська ТЕС	510	1 × 160; 1 × 150 (1 черга – 2 × 100 МВт)
Ладизинська ТЕС	1 800	6 × 300
<b>ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО»</b>	<b>2 752</b>	<b>13/2 752</b>
Курахівська ТЕС	1 532	4 × 225; 1 × 222; 1 × 210; 1 × 200
<b>ТЕС ГК</b>	<b>21 842</b>	<b>75/21 562</b>
<b>КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»</b>	<b>1 200</b>	<b>6/1 200</b>
Київська ТЕЦ-5	700	2 × 250; 2 × 100
Київська ТЕЦ-6	500	2 × 250
<b>ХАРКІВСЬКА ТЕЦ-5</b>	<b>470</b>	<b>1 × 250; 2 × 110</b>
<b>ВСЬОГО</b>	<b>23 512</b>	<b>84/23 232</b>

Лідерами у сегменті СЕС є компанії ДТЕК ВДЕ (10 %); VR Capital (8,9 %); CNBM (5 %); UDP Group (2,2 %); Scatec Solar (2 %); TIU Canada (1 %). Загалом сектор альтернативної енергетики України налічує 881 суб'єкт господарювання, для яких встановлені «зелені тарифи» на електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики. За 6 місяців 2021 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями України склав 77 735,1 млн кВт · год, що на 4 303,1 млн кВт · год, або на 5,9 % більше, ніж за 6 місяців 2020 року [167]. Основну частку в загальному виробітку за 6 місяців 2021 року складає виробіток АЕС – 54,0 %, ТЕС та ТЕЦ – 29,6 %, а виробіток ГЕС та ГАЕС – 8,0 %. За 6 місяців 2020 року частка виробітку АЕС, ТЕС та ТЕЦ і ГЕС та ГАЕС складала відповідно 53,6 %, 32,9 % і 4,9 %. Дані з виробництва електроенергії подано у таблиці 3.8.

Таблиця 3.4 – Найбільші гідралічні електростанції України

Назва	Встановлена потужність на кінець 2020 р., МВт	Кількість та потужність гідралічних турбін, шт./МВт
Київська ГЕС	440	20 × 22,0
Канівська ГЕС	500	8 × 18,5; 16 × 22,0
Кременчуцька ГЕС	700,4	7 × 57,2; 5 × 60,0
Середньодніпровська ГЕС	388	6 × 50,0; 2 × 44,0
Каховська ГЕС	343,2	6 × 57,2
Дністровська ГЕС	702,0	6 × 117,0
Дніпровська ГЕС-1	650,6	9 × 72,0; 1 × 2,6
Дніпровська ГЕС-2	912,5	3 × 104,5; 4 × 120; 1 × 119
<b>Всього ГЕС</b>	<b>4 636,7</b>	<b>94/4 636,7</b>
Київська ГАЕС	213,8	5 × 33,4; 1 × 46,8
Дністровська ГАЕС	972	3 × 324
Ташлицька ГАЕС	302	2 × 151
<b>Всього ГАЕС</b>	<b>1 487,8</b>	<b>11/1 487,8</b>

Загальна встановлена потужність СЕС домогосподарств (станом на 01.01.2021), МВт

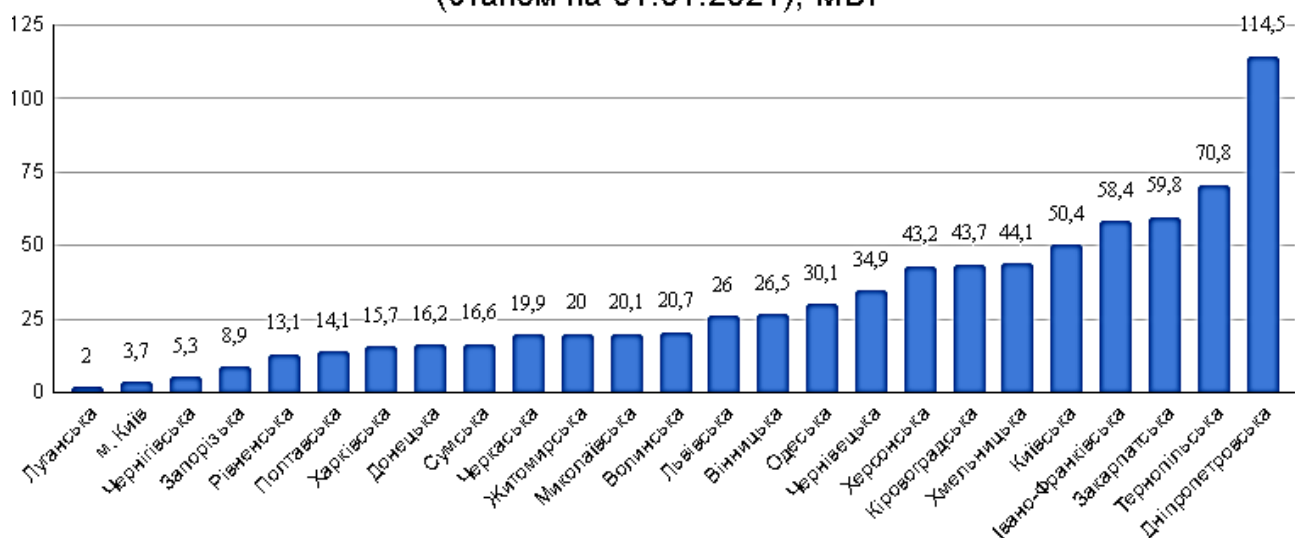


Рисунок 3.3 – Встановлена потужність СЕС домогосподарств, МВт

У червні 2021 р. обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, становив 11 324,0 млн кВт · год та збільшився на 462,0 млн кВт · год, або на 4,3 % порівняно з показником червня 2020 року. Фактичний баланс електроенергії подано у таблиці 3.9 та прогноз на 2020–2021 рр., рисунки 3.5, 3.6.

Таблиця 3.5 – Структура встановленої потужності по регіонах ОЕС України на кінець 2020 р.

Північний	Південний	Західний	Центральний	Дніпровський	Південно-Західний	ОЕС України	Регіон	
							Рвст., МВт	Всього
11 994,9	5 790,1	7 287,0	5 462,4	17 694,7	6 542,1	<b>54771,2</b>	Рвст., МВт	Всього
9,9	14,4	49,0	956,2	3 011,8	787,3	<b>4828,7</b>	ГЕС МВт	ГЕС
0,1	0,2	0,67	17,51	17,0	12,0	<b>8,82</b>	% від Рвст.	
	302		213,8		972	<b>1487,8</b>	ГАЕС МВт	ГАЕС
	5,22		3,91		14,86	<b>2,72</b>	% від Рвст.	
9 502		2 876	1 825	5 839	1 800	<b>21842,0</b>	Рвст., МВт	ТЕС ГК
79,22		39,47	33,41	33,00	27,51	<b>39,88</b>	% від Рвст.	
1 811	206	346	1 901	80,6		<b>4344,8</b>	Рвст., МВт	ТЕЦ та когенераційні установки
15,10	3,56	4,75	34,81	0,46		<b>7,93</b>	% від Рвст.	
	3 000	2 835		6 000	2 000	<b>13835</b>	Рвст., МВт	АЕС
	51,81	38,91		33,91	30,57	<b>25,26</b>	% від Рвст.	
526,1	246,2	211,5	11,6	723,7	40,6	<b>1759,7</b>	Рвст., МВт	Виробники, які розміщені на території ОСП
4,4	4,25	2,90	0,21	4,1	0,6	<b>3,21</b>	% від Рвст.	
146,1	2 021,7	969,1	554,4	2 039,6	942,2	<b>6673,2</b>	Рвст., МВт	СЕС, ВЕС та біомаса
1,2	34,92	13,30	10,15	11,5	14,4	<b>12,18</b>	% від Рвст.	

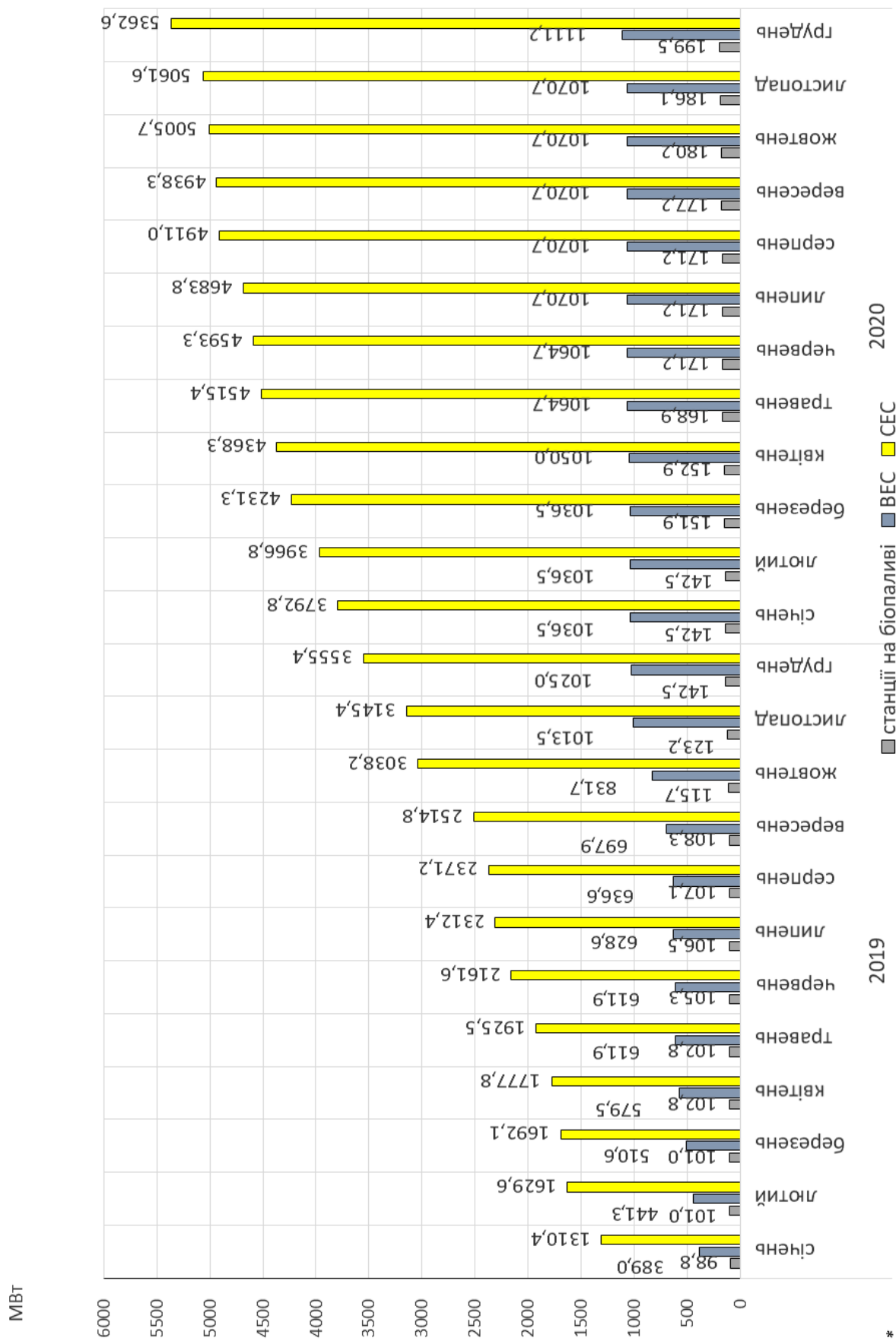


Рисунок 3.4 – Помісячна встановлена потужність відновлювальних джерел енергії  
ОЕС України за 2019–2020 роки



Таблиця 3.6 – Перелік ВЕС в ОЕС України зі встановленою потужністю понад 50 МВт

Електростанція	Регіон	Встановлена потужність, МВт
Всього ВЕС		1 111,2
ВЕС понад 50 МВт		855,63
Відсоток від загальної встановленої потужності ВЕС		77 %
Ботієвська ВЕС (ТОВ «ВіндПауер»)	Дніпровський	199,87
ТОВ «Віндкрафт Каланчак» ВЕС Мирненська	Південний	163
ТОВ «Приморська вітроелектростанція»	Дніпровський	99,58
ТОВ «Приморська вітроелектростанція-2»	Дніпровський	99,58
ТОВ «Орлівська Вітроелектростанція»	Дніпровський	98,8
Новотроїцька ВЕС (1-5, 9 черга) ТОВ «Віндкрафт Таврія»	Південний	69,3
ТОВ «Віндкрафт Україна» ВЕС «Овер'янівська»	Південний	68,4
ТОВ «Вітряний парк Очаківський»	Південний	57,1

Таблиця 3.7 – Перелік СЕС в ОЕС України зі встановленою потужністю понад 50 МВт

Електростанція	Регіон	Встановлена потужність, МВт
<b>Всього СЕС</b>		<b>5362,6</b>
<b>СЕС понад 50 МВт</b>		<b>680,33</b>
Відсоток від загальної встановленої потужності СЕС		12,7 %
СЕС «Покровська» (ТОВ «Солар Фарм-3»)	Дніпровський	240
ТОВ «Солар Фарм 1» (Нікопольська СЕС)	Дніпровський	200
СЕС «Морозівка» ТОВ «Санвін 5»	Дніпровський	70
СЕС «Енергопарк Яворів» (1, 2 черги)	Західний	63,36
ТОВ «Грін Енерджі Токмак» 1-9 п. к.	Дніпровський	56,97
ФЕС «Кам'янець-Подільська»	Південно-Західний	50,0

Таблиця 3.8 – Структура виробництва електроенергії у I півріччі 2021 року

Видобуток електроенергії	2020 рік		2021 рік		Відносно до 2020 року	
	млн кВт · год	%	млн кВт · год	%	млн кВт · год	%
Всього	73 432,0	100,0	77 735,1	100,0	4 303,1	5,9
ТЕС та ТЕЦ, з них:	24 132,9	32,9	23 011,6	29,6	-1 121,3	-4,6
ТЕС ГК	17 579,7	23,9	17 433,1	22,4	-146,6	-0,8
ТЕЦ та когенераційні установки	6 553,2	8,9	5 578,5	7,2	-974,7	-14,9
ГЕС та ГАЕС, з них:	3 606,4	4,9	6 198,0	8,0	2 591,6	71,9
ГЕС	2 865,5	3,9	5 630,9	7,2	2 765,4	96,5
ГАЕС	740,9	1,0	567,1	0,7	-173,8	-23,5
АЕС	39 389,1	53,6	42 004,9	54,0	2 615,8	6,6
ВДЕ	5 356,2	7,3	5 654,7	7,3	298,5	5,6
Блок-станції	947,4	1,3	865,9	1,1	-81,5	-8,6

Таблиця 3.9 – Фактичний баланс електроенергії ОЕС України у червні 2021

Показники	Прогноз	Факт	Відхилення, +/-	
			млн кВт · г	%
1. Виробництво електроенергії, зокрема:	11 599,0	11 324,0	-275,0	-2,4
1.1. ТЕС	2 848,0	2 315,0	-533,0	-18,7
1.2. ТЕЦ та когенераційні установки	631,0	280,0	-351,0	-55,6
1.3. ГЕС	821,0	1 200,0	379,0	46,2
1.4. ГАЕС	143,0	83,0	-60,0	-42,0
1.5. АЕС	5 886,0	6 204,0	318,0	5,4
1.6. Блок-станції	140,0	174,0	34,0	24,3
1.7. Альтернативні джерела	1 130,0	1 068,0	-62,0	-5,5
2. Імпорт електроенергії	84,0	4,0	-80,0	-95,2
3. Експорт електроенергії	485,0	336,0	-149,0	-30,7
4. Технологічний переток електроенергії, зумовлений паралельною роботою з енергосистемами суміжних країн	0	-22	-22,0	
5. Електроспоживання (брутто)	11 000,0	10 970,0	-30,0	-0,3
6. Споживання електроенергії ГАЕС у насосному режимі	198,0	112,0	-86,0	-43,4

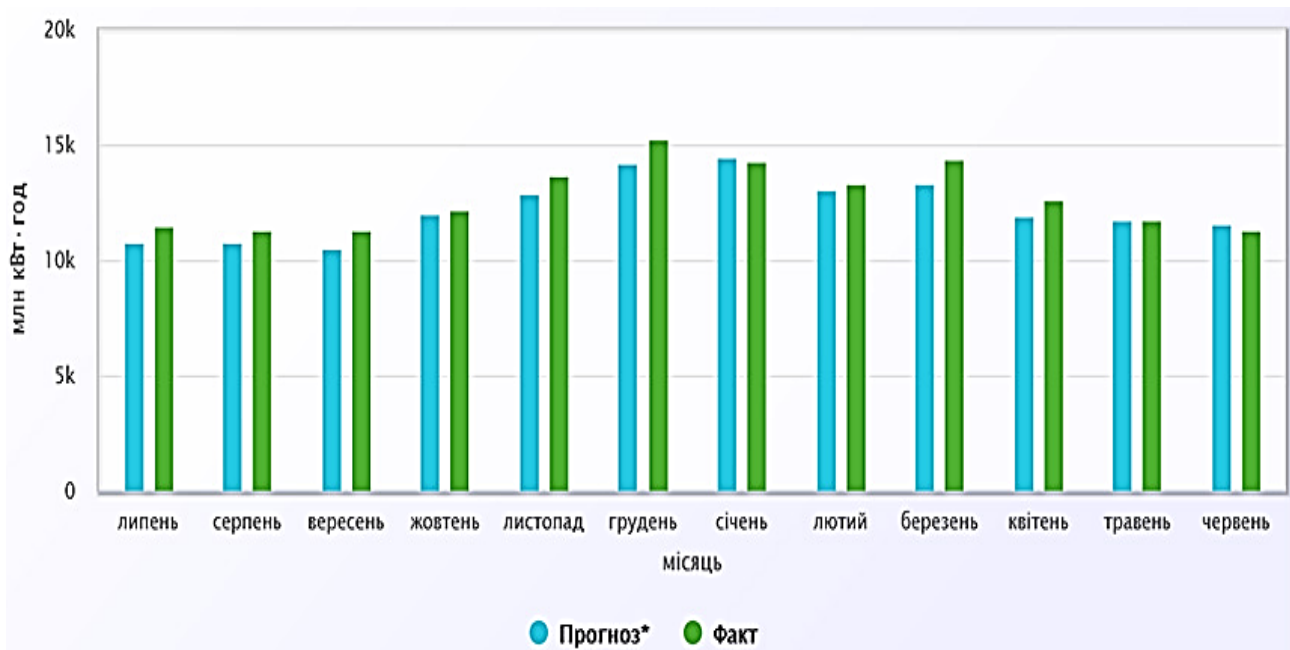


Рисунок 3.5 – Прогноз виробництва електроенергії 2020–2021 рр.

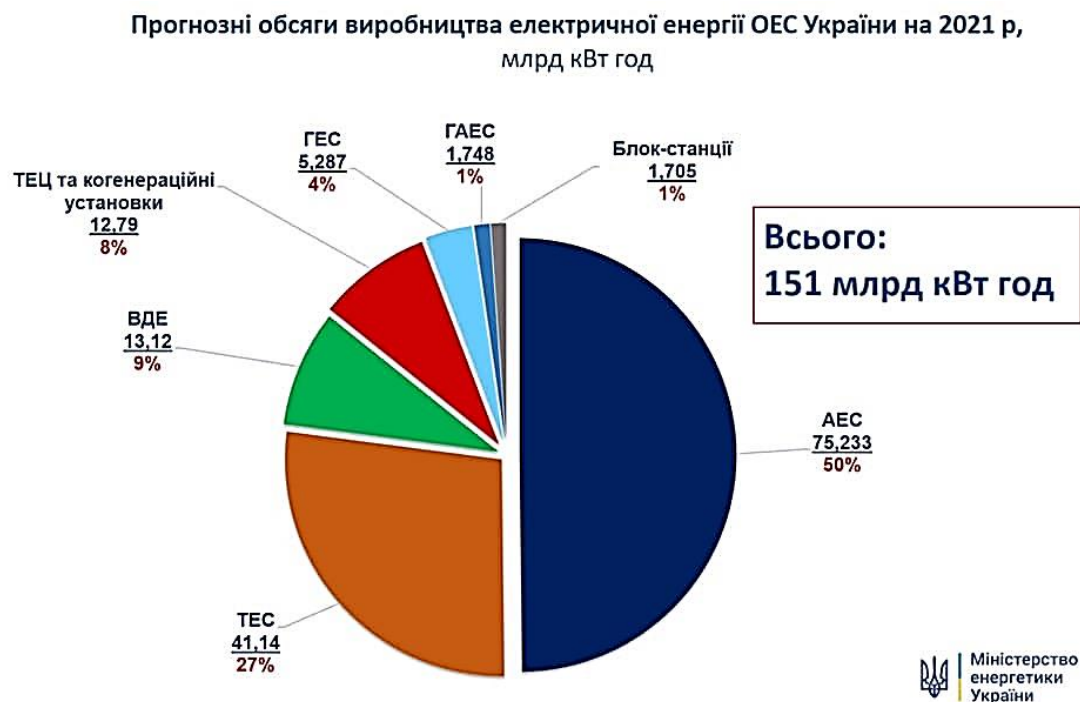


Рисунок 3.6 – Виробництво електричної енергії ОЕС на 2021 рік

Відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України на 2021 рік, загальний обсяг виробництва на цей рік – 151,023 млрд кВт год. Це на 5,5 % (7,933 млрд кВт · год) більше, ніж було передбачено прогнозним балансом на 2020 рік.

### Генерації.

АЕС: виробництво «атомної» електроенергії на наступний рік визначено з урахуванням пропозицій НАЕК «Енергоатом» на рівні 75,3 млрд кВт · год, що на 1,5 млрд кВт год більше, ніж було передбачено відповідним прогнозом у 2020 р. Виробництво АЕС наступного року займатиме традиційно панівну частку в ОЕС України – 50 %.

ТЕС: виробництво електроенергії на ТЕС заплановано на рівні 41,140 млрд кВт · год або 27 % в загальному обсязі.

ТЕЦ: обсяги виробництва ТЕЦ та когенераційними установками з огляду на їхній тепловий графік та з урахуванням фактичного відпуску електроенергії протягом поточного року визначено на рівні 12,790 млрд кВт · год або близько 8 % у загальному обсязі.

ГЕС та ГАЕС (включно з ГЕС за «зеленим» тарифом): прогнозовані обсяги на ГЕС (5,287 млрд кВт · год) визначено з урахуванням низької водності рік протягом останніх років. Виробництво електроенергії ГАЕС визначено на рівні 1,7 млрд кВт · год. Загалом близько 5 % у загальному обсязі.

ВДЕ: передбачені в прогнозному балансі обсяги виробництва електроенергії з альтернативних джерел – 13,12 млрд кВт · год враховують можливі обмеження генерації СЕС і ВЕС на рівні 1,5 млрд кВт · год. Загалом близько 9 % у загальному обсязі.

Блок-станції: 1,705 млрд кВт · год – близько 1 %. Фактичний баланс ОЕС на 2021 рік наведений на рисунку 3.7.



Рисунок 3.7 – Фактичний баланс електроенергії ОЕС на 2021 рік [103]

### **3.5 Регулювання електромереж із відновлюваних джерел енергії та методи їхнього втілення**

Незважаючи на зусилля, докладені компаніями, що належать до енергетичної галузі, відключення електроенергії все ще відбувається, значна кількість людей залишається без енергії. У цьому відношенні люди зазвичай розцінюють відключення електроенергії як несправність електричних мереж. Однак знеструмлення є запобіжним заходом, результатом роботи автоматичної системи захисту. У попередні роки інженери енергетичних систем використовували статичні алгоритми та моделі, а не рішення в режимі реального часу. Наразі численні компанії, що займаються енергетикою та комунальними послугами, активно модернізують свої системи для покращення виявлення та прогнозування відключень. Сучасні інтелектуальні системи зв'язку з відключенням електроенергії здатні: прогнозування впливу погодних умов на електромережу прогнозування впливу вартості короткострокових активів на електромережу виявлення можливих відключень за допомогою інтелектуальних подій лічильника виявлення перебоїв у зазначених зонах фільтрація вхідних відключень у режимі реального часу та розпізнавання типу відключення підтвердження відключення та спілкування з цього приводу [145].

Виявлення та прогнозування збою починається з ідентифікації правильних метрик та порогового значення для них. Кожен окремий випадок збою повинен бути ретельно проаналізований для виявлення першопричини. Тільки після цього прогнозні алгоритми можуть застосовуватися для моделювання майбутньої ймовірності відключення. Застосування інтелектуальних екосистем відключення енергії дозволяє забезпечувати точні статуси відключень в режимі реального часу для поліпшення загального досвіду та задоволення споживачів.

Динамічні системи управління енергією належать до інноваційного підходу до управління навантаженням. Цей тип управління охоплює всі традиційні принципи управління енергією, що стосуються попиту, розподілених джерел енергії та управління попитом, а також сучасні енергетичні проблеми, такі як економія енергії, тимчасове навантаження та зменшення попиту. Таким чином, розумні системи управління енергією розробили можливості поєднання розумних пристроїв кінцевого використання, розподілених енергетичних ресурсів та вдосконаленого управління та зв'язку [9].

Аналітика великих даних (Big Data) тут відіграє провідну роль, оскільки надає можливості динамічних систем управління в Smart Grids. Це значною мірою сприяє оптимізації потоків енергії між постачальниками та споживачами. Ефективність системи енергоменеджменту, зі свого боку, залежить від прогнозування навантаження та відновлюваних джерел енергії.

Компонент динамічного управління енергією зазвичай включає розумні пристрої кінцевого використання енергії, розумно розподілені джерела енергії, вдосконалені системи управління та інтегровану архітектуру зв'язку.

Динамічні системи управління енергією обробляють величезну кількість даних, отриманих практичними методами та рішеннями. Застосування аналітики великих даних до цих даних допомагає скласти оцінку продуктивності та надати розумні рекомендації щодо управління енергією [34].

Розробка методики оптимізації комплексів малої енергетики, що не є прив'язаною до конкретного споживача або фіксованої композиції обладнання, передбачає формування єдиного підходу до математичного моделювання різноманітних установок, які можуть бути включені до складу енергетичного комплексу [154]. Крім того, вибір методу оптимізації та його адаптації для вирішення поставленого завдання передують її формалізація і вибір критеріїв оптимізації. Формалізація завдання передбачає складання узагальненої математичної моделі енергетичного комплексу довільного складу, а також формування системи припущень, що дозволяють спростити розрахунки.

Завдання енергетичного комплексу – безперебійне енергопостачання заданого споживача. Отже, у будь-який момент часу теплове та електричне навантаження споживача енергії повинні повністю забезпечуватися. У загальному випадку, крім енергії, виробленої генеруючими установками, споживач може отримувати тепло або електроенергію з мереж централізованого енергопостачання або використовувати енергію, накопичену в акумуляторах [72].

В основі математичної моделі енергетичного комплексу довільного складу лежать рівняння енергетичного балансу потоків теплової та електричної енергії:

$$Q_{ec}^j = Q_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_Q} Q_i^j, \quad (3.1)$$

$$N_{ec}^j = N_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_N} N_i^j, \quad (3.2)$$

де  $Q_{ec}^j$ ,  $N_{ec}^j$  – теплове та електричне навантаження споживача на  $j$ -м інтервалі часу;  $Q_{eg}^j$  – теплова та електрична потужність, характеризують взаємодію споживача з зовнішніми енергетичними мережами (ці величини позитивні, якщо потужність імпортується з зовнішніх мереж і негативні, якщо потужність експортується);  $m_Q$ ,  $m_N$  – кількість тепло- і електрогенеруючих установок у складі енергокомплексу, відповідно;  $Q_i^j$  – теплова потужність  $i$ -ї установки на  $j$ -му інтервалі часу;  $N_i^j$  – електрична потужність  $i$ -ї установки на  $j$ -му інтервалі часу. Якщо установка не виробляє, а споживає відповідний вид енергії (наприклад, електродвигуни або акумулятори), ці величини можуть бути

негативними. Якщо енергокомплекс експортує енергію у зовнішні мережі, то величини  $Q_{eg}^j$  також будуть мати від'ємне значення.

Узагальнена схема комплексу малої розподіленої енергетики, підключеного до зовнішніх енергетичних мереж, із зазначенням напрямків потоків теплової та електричної енергії подана на рисунку 3.8.

Як параметр, що характеризує режим роботи енергетичних установок, введемо коефіцієнт завантаженості, який обчислюється як відношення поточної потужності установки до її номінального значення

$$x_i^j = \frac{P_i^j}{P_i^{nom}}, \quad (3.3)$$

де,  $x_i^j$  – коефіцієнт завантаженості  $i$ -ї установки на  $j$ -му часовому інтервалі;  $P_i^j$  – потужність  $i$ -ї установки на  $j$ -му часовому інтервалі;  $P_i^{nom}$  – номінальне значення потужності  $i$ -ї установки;  $P_i^{nom}$  – визначається  $i$  для електрогенеруючих та теплогенеруючих установок.

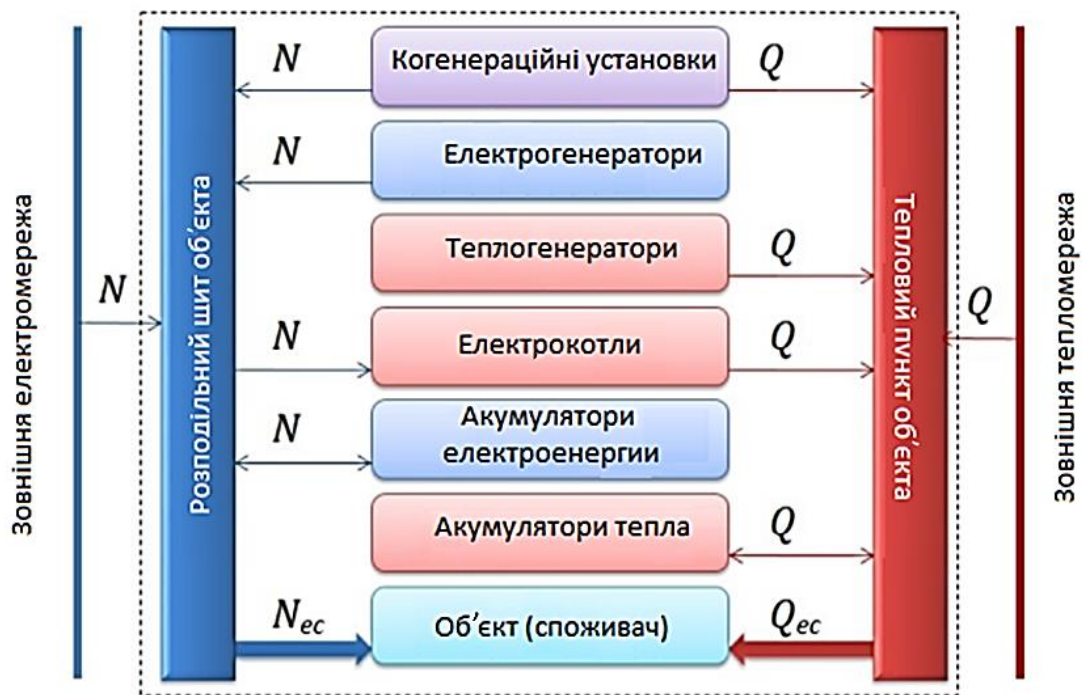


Рисунок 3.8 – Узагальнена схема енергетичного комплексу

Для когенераційних установок як  $P_j^i$  і  $P_i^{nom}$  вибираються поточна електрична і номінальна електрична потужність, відповідно. Параметр  $x_i^j$  в будь-який момент часу визначає для окремо взятої установки її продуктивність і пов'язані з цим паливні витрати. Це регульований параметр, а значить – параметр оптимізації.

Номінальна потужність енергетичних установок також є параметром оптимізації під час вирішення завдання пошуку оптимальної конфігурації

обладнання. Якщо номінальна потужність однакова для всього розрахункового періоду, то коефіцієнт завантаженості кожної установки визначається для кожного з часових відрізків, що становлять горизонт розрахунку, тобто, в випадку з енергетичними комплексами – 1 рік. Вибір такого горизонту розрахунку обумовлений тим, що навантаження споживача і кліматичні умови, що визначають режим роботи установок на ВДЕ, мають саме таку періодичність.

Рік розбивається на години, у межах яких навантаження споживача вважається постійною, що означає наявність всередині розрахункового періоду 8 760 тимчасових інтервалів.

Під час вирішення завдання пошуку оптимального режиму роботи для енергетичного комплексу, що включає 4 генерувальні установки, кількість оптимізуються параметрів складе  $4 \times 8\,760 = 35\,040$ . На практиці кількість змінних може бути значно більше, а під час пошуку оптимальної конфігурації завдання значно ускладнюється, тому що необхідно розглядати можливість роботи установок, які можуть взагалі не увійти в оптимальний склад устаткування.

Методи лінійного програмування дозволяють доволі успішно вирішувати завдання оптимізації систем, що характеризуються великою кількістю змінних. Завдання лінійного програмування формуються так: знайти вектор значень змінних, що доставляють екстремум лінійної цільової функції при заданих обмеженнях у вигляді лінійних рівностей або нерівностей. Одним з найбільш ефективних методів лінійного програмування є симплекс-метод, який реалізує раціональний перебір базисних допустимих рішень у вигляді кінцевого ітераційного процесу, поліпшує значення цільової функції (мінімуму критерію оптимізації) на кожному кроці, і дозволяє за кінцеве число кроків або знайти оптимальне рішення, або встановити, що оптимальне рішення відсутнє [86].

Під час вибору симплекс-методу як методу оптимізації необхідно, щоб використовувана математична модель об'єкта задовольняла обмеженням, що накладається методом, а саме:

- математичні моделі окремих установок і введені обмеження завжди лінійні;
- будь-які змінні, використовувані для вирішення завдань симплекс-методом, мають бути невід'ємні. Це означає, що якщо будь-яка установка, наприклад, електрокотел, споживає енергію, то її внесок в баланс записується зі знаком «–». Якщо установка може як споживати, так і віддавати енергію споживачу (акумулятори), то її участь в енергетичному балансі буде характеризуватися двома змінними, одна з яких буде ненульовою, якщо установка виробляє енергію, а інша – ненульовою, якщо установка енергію споживає.



Також з метою спрощення розрахунків і використовуваних моделей вводяться такі припущення:

– часові зміни характеристик установок, пов'язані з запуском, зупинкою і перехідними режимами, не враховуються, тому що перехідні режими займають малу частку від часу роботи установок;

– малі зміни характеристик установок в результаті зміни режиму їхньої роботи не враховуються, тому що вплив цих змін на загальну ефективність роботи системи покладається незначним. Наприклад, ККД електрокотлів змінюється в процесі експлуатації в межах 5 %, а номінальне значення ККД різних типів електрокотлів становить від 90 % до 98 %;

– акумулятори на початок розрахункового періоду повністю розряджені;

– кілька акумуляторів одного типу енергії замінюються під час розрахунків одним акумулятором сумарної ємності.

Під час створення найпростіших, «нативних» моделей прогнозування передбачається, що деякий останній період прогнозованого часового ряду найкраще описує майбутнє цього прогнозованого ряду, тому в цих моделях прогноз зазвичай є дуже простою функцією від значень прогнозованої змінної в недалекому минулому [120]. Найпростішою моделлю є:

$$Y(t + 1) = Y(t), \quad (3.4)$$

що відповідає припущенням, що «завтра буде, як сьогодні». Очевидно, від такої примітивної моделі не варто чекати великої точності. Цю модель можна дещо поліпшити у такий спосіб:

$$Y(t + 1) = Y(t) + [Y(t) - Y(t - 1)], \quad (3.5)$$

$$Y(t + 1) = Y(t) \cdot [Y(t) - Y(t - 1)], \quad (3.6)$$

пристосувавши модель до можливих трендів. Існують також підходи в побудові простих моделей, які полягають у використанні середніх показань. Модель, заснована на простому усередненні, виглядає так:

$$Y(t + 1) = \left(\frac{1}{t}\right) \cdot [Y(t) + Y(t - 1) + \dots + Y(1)]. \quad (3.7)$$

Цій моделі відповідає принцип «завтра буде, як було в середньому за останній час». Така модель, звичайно, більш стійка до флуктуацій, оскільки в ній згладжуються випадкові викиди щодо середнього. Незважаючи на це, цей метод ідеологічно настільки ж примітивний, як і «наївні» моделі, і йому властиві майже ті ж самі недоліки.

Під час прогнозування доволі часто використовується метод експоненціальних середніх, який постійно адаптується до даних завдяки нових значень. Вираз, що описує цю модель:

$$Y(t + 1) = a \cdot Y(t) + (1 - a) \cdot Y^{\wedge}(t), \quad (3.8)$$

де  $Y(t + 1)$  – прогноз на наступній період часу;  $Y(t)$  – реальне значення в момент часу  $t$ ;  $Y^{\wedge}(t)$  – минулий прогноз на момент часу  $t$ ;  $a$  – постійна згладжування ( $0 \leq a \leq 1$ ).

Внутрішній параметр  $a$  визначає залежність прогнозу від старіших даних, причому вплив даних на прогноз експоненціально убуває з «віком» даних. Очевидно, що за  $a \rightarrow 1$  експоненціальна модель прагне до найпростішої «наївної» моделі, а за  $a \rightarrow 0$  прогнозована величина стає рівною з попереднім прогнозом.

Хоча описані вище моделі іноді використовуються під час прогнозування в не дуже складних ситуаціях, все ж не рекомендується використовувати їх у реальних задачах прогнозування через явну примітивність і неадекватність моделей.

Водночас описані алгоритми цілком успішно можна використовувати як супутні і допоміжні для передоброблення даних у задачах прогнозування. Наприклад, здебільшого необхідно проводити декомпозицію тимчасових рядів (виділяти окремо тренд, сезонну і нерегулярну складові). Одним із методів виділення трендових складових є використання експоненціального згладжування.

Разом із тим існують більш адекватні методи прогнозування. Один з них був запропонований Хольту в середині минулого століття. Він становить вдосконалений методом експоненціального згладжування, згодом названий ім'ям ученого [135]. У запропонованому алгоритмі значення рівня та тренду згладжуються за допомогою експоненціального згладжування, з різними параметрами згладжування:

$$\begin{cases} \Omega_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(\Omega_{t-1} - T_{t-1}), \\ T_t = \beta(\Omega_t - \Omega_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}, \\ Y_{t+p} = \Omega_t + \rho T_t. \end{cases} \quad (3.9)$$

Тут перше рівняння описує згладжений ряд загального рівня. Друге рівняння слугує для оцінки тренду. Третє рівняння визначає прогноз на  $p$  відліків за часом вперед. Постійні згладжування в методі Хольта ідеологічно відіграють ту саме роль, що і постійна в простому експоненціальному згладжуванні. Підбирається на практиці ця пара так, щоб модель давала найбільшу точність на тестовому наборі.

Основним недоліком методу Хольта є те, що він не дозволяє враховувати сезонні коливання під час прогнозування. Іншими словами, цей метод не може їх «бачити» в передісторії. Існує розширення методу Хольта до рипараметричного експоненціального згладжування – метод Вінтерса. При

цьому робиться спроба врахувати сезонні складові в даних. Система рівнянь, що описують метод Вінтерса, виглядає так:

$$\begin{cases} \Omega_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(\Omega_{t-1} - T_{t-1}), \\ T_t = \beta(\Omega_t - \Omega_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}, \\ S_t = \gamma \frac{Y_t}{\Omega_t} + (1 - \gamma)S_{t-s}, \\ Y_{t+p} = (\Omega_t + \rho T_t)S_{t-s+p}. \end{cases} \quad (3.10)$$

Дріб у першому рівнянні слугує для виключення сезонності з  $Y_t$ . Після виключення сезонності алгоритм працює з «чистими» даними, у яких немає сезонних коливань. З'являються вони вже в самому фінальному прогнозі, коли «чистий» прогноз, порахований майже по методу Хольта, множиться на сезонний коефіцієнт.

Поряд з методами, заснованими на експоненціальному згладжуванні, вже достатньо довгий час для прогнозування використовуються регресивні алгоритми. Коротко суть алгоритмів такого класу можна описати так.

Існує прогнозована змінна  $Y$  (залежна змінна) і відібраний заздалегідь комплект змінних, від яких вона залежить –  $Y_1, Y_2, \dots, Y_N$  (незалежні змінні). Природа незалежних змінних може бути різною. Тоді модель множинної регресії у загальному випадку описується виразом

$$Y = F(X_1, X_2, \dots, X_N) + \varepsilon. \quad (3.11)$$

У більш простому варіанті лінійної регресійної моделі залежність змінної має вигляд:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_N X_N + \varepsilon, \quad (3.12)$$

де  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_N$  – підбрані коефіцієнти регресії,  $\varepsilon$  – компонент похибки.

Для побудови регресійних моделей необхідно мати базу, приклад якої поданий в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – База даних спостереження

Номер	Змінні				
	незалежні				залежні
1	$X_1$	$X_2$	...	$X_N$	$Y$
2	$X_{11}$	$X_{12}$	...	$X_{1N}$	$Y_1$
3	$X_{21}$	$X_{22}$	...	$X_{2N}$	$Y_2$
...	...	...	...	...	...
$m$	$X_{m1}$	$X_{m2}$	...	$X_{mN}$	$Y_m$

За допомогою таблиці значень минулих спостережень підбираються (наприклад, методом найменших квадратів) коефіцієнти регресії, і тим самим налаштовується модель. Аналітичні розрахунки процесів у системах електроживлення є ключовою передумовою запровадження ефективних алгоритмів керування системами MicroGrid, моделювання процесів та прогностичні можливості для більш гнучкого керування локальними енергосистемами. Для цього найбільше підходять аналітичні методи, які, на відміну від чисельних, дозволяють проводити аналіз нелінійного ланцюга в загальному виді, а не для визначених значень параметрів елементів схеми.

Як приклад розглянемо метод окремих складових із використанням перетворень Лапласа. Переважну більшість складних періодичних функцій, якими описуються режими роботи генераторів електричної енергії, можна сформулювати з елементарних математичних функцій, які назвемо базовими (табл. 3.11). Проте апроксимація нелінійної характеристики, що лежить в основі цих методів, обумовлює внесення в розрахунки більшої або меншої похибки.

Зображення  $F(p)$  функції сигналу  $U(t)$  для випадку прямокутних імпульсів амплітудою  $U_i$  має вигляд:

$$F_{\Pi}(p) = \frac{1}{p} \frac{(1-e^{-pT})}{(1-e^{-pTn})} \sum_{i=1}^n U_i e^{-(i-1)pT}. \quad (3.13)$$

Коли інтервали апроксимації функції мають різну тривалість, тобто  $\neq \text{var}$ ,  $T_i$ , що є більш узагальненим випадком, зображення функції сигналу знаходиться у такий спосіб:

$$F_{\Pi}(p) = \frac{1}{p} \frac{1}{(1-e^{-pTn})} \sum_{i=1}^n U_i (e^{-pT(i-1)} - e^{-pT_i}), \quad (3.14)$$

за умови, що  $T_{\Pi} = \sum_{i=1}^n T_i$ ,  $T_0 = 0$ .

Розрахунки згідно з (3.13) порівняно з (3.14) складніші, однак в окремих випадках саме здійснення апроксимації функції сигналу генератора може спростити розрахунки, зменшивши кількість інтервалів апроксимації шляхом об'єднання інтервалів з однаковими амплітудами ступінчастих імпульсів [106].

Таблиця 3.11 – Базовий склад складних періодичних функцій

Тип	Назва	Базова функція $f_{B,i}(t)$	$F_{B,i}(t)$
1	Функція рівня	$f_{B,1}(t) = A$	$F_{B,1}(t) = \frac{A}{p}$
2	Синусоїдальна функція	$f_{B,2}(t) = \sin \omega t$	$F_{B,2}(t) = \frac{\omega}{p^2 + \omega^2}$
3	Експоненціальна функція	$f_{B,3}(t) = e^{-\sigma t}$	$F_{B,3}(t) = \frac{1}{(p + \alpha)}$
4	Функція прямої пропорційності	$f_{B,4}(t) = At$	$F_{B,4}(t) = \frac{A}{p^2}$

Під час побудови модульованих функцій та функцій сигналу, для апроксимації яких необхідно застосувати кілька базових функцій, необхідно використовувати чергування базової функції з паузою для утворення складної базової функції. У такому випадку  $T_i + T_{0i} = T_{\Pi}$ , де  $T_i$  – тривалість базової функції,  $T_{0i}$  – тривалість паузи. При цьому:

$$F_i(0 + t) + F_i(T_i + T_{0i} + t). \quad (3.15)$$

Тоді зображення функції сигналу має вигляд:

$$F_{\Pi}(p) = \frac{1}{p} \frac{(1 - e^{-pT})}{(1 - e^{-pTn})} \sum_{i=1}^n U_i e^{-2(i-1)pT}. \quad (3.16)$$

Зсув всієї функції здійснюється за теоремою запізнювання шляхом до множення на  $e^{-pT}$ . Варто зазначити, що при апроксимації кількома базовими функціями необхідно дотримуватися вимоги:  $F_i(f_{ei}, T_i) \cap F_j(f_{ej}, T_j) = \emptyset$ , де  $i \neq j$  та  $i, j \in \{1, \dots, n\}$ , тобто вимоги однозначності визначення зображення функції на інтервалі.

Послідовність розрахунків для знаходження узагальнених виразів для розрахунків процесів у колах з циклічно змінюваними параметрами така:

1) побудова графіків або таблиць залежностей циклічних змін параметрів електричного кола від часу, в однаковому масштабі, визначення функцій генератора  $U_{\Gamma}(t)$  та навантаження  $Z(t)$ ;

2) побудова зображень функцій генератора  $U(p)$  та навантаження  $Z(p)$  за допомогою перетворень Лапласа:  $U(p) = L\{U_{\Gamma}(t)\}$ ,  $Z(p) = L\{Z(t)\}$ ;

3) побудова зображень функцій струмів відповідно до закону Ома в операторній формі:  $I(p) = \frac{U(p)}{Z(p)}$ ;

4) знаходження оригіналів струмів за допомогою оберненого перетворення Лапласа  $I(t) = L^{-1}\{I(p)\}$ .

Отримання функцій струмів на інтервалах у аналітичному вигляді дає змогу здійснити точні розрахунки для оцінки характеристик струму, оптимального вибору параметрів елементів електронних та електротехнічних пристроїв, визначити низку характеристик та коефіцієнтів, зокрема діючий та середній струми, амплітудні максимуми та мінімуми, коефіцієнти форми, пульсацій за амплітудним значенням, пульсацій за діючим значенням, пульсацій за середнім значенням, амплітуди. Це дає можливість, зі свого боку, здійснювати моделювання та прогнозування роботи складної системи електроживлення території з кількома генераторами електроенергії та складними навантаженнями як для оптимізації поточної роботи такої системи, так і для її вдосконалення та планування розвитку.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У процесі виконання досліджень одержано такі наукові та прикладні результати:

1. Аналіз сучасного стану систем централізованого теплопостачання України показав, що наявні мережі потребують термінового вдосконалення для усунення зростаючих витрат на теплопостачання, пов'язаних із застосуванням застарілого неефективного обладнання, високими втратами теплоенергії в теплових мережах та пошкодженою інфраструктурою внаслідок війни. Успішний перехід до ефективного централізованого теплопостачання в Україні вимагає розумної модернізації об'єктів ЦТМ. Пряма заміна застарілого обладнання на сучасне з такою ж потужністю у багатьох випадках не виглядає розумним варіантом, оскільки інфраструктура виробництва тепла та транспортування ЦТМ не відповідає існуючому попиту на тепло. Необхідність у економії енергоресурсів та в енергозбереженні, з одного боку, та в забезпеченні кінцевого споживача комфортними умовами, з іншого боку, потребує негайної реконструкції та модернізації існуючих ЦТП та встановлення АІТП для розподілення тепла між окремими будинками та групами будинків, з розподіленням від них гарячого водопостачання, на відміну від існуючої системи розподілення від теплових розподільних станцій. У роботі запропоновано підхід до формування витрат на теплову енергію під час використання АІТП з ВДЕ та проведено аналіз Харківських теплових мереж.

2. Аналіз сучасних світових підходів показав, що найперспективнішою розумною модернізацією теплової мережі, яка заснована на передових технологіях та методах, є встановлення АІТП, у яких завдяки новітнім теплонасосним технологіям використовується низькопотенційна енергія відновлювальних джерел енергії та скидне тепло підприємств із використанням акумулювання тепла та електричної енергії і застосування бівалентних систем теплопостачання та систем контролю і інтеграцією з електричною мережею та міською системою теплопостачання, та поетапний перехід всієї системи до систем опалення 4-го та 5-го покоління. Оскільки ці системи потребують нульових енерговитрат від будівель та модернізації трубопроводів, швидкий перехід до таких систем не передбачається можливим. Пропонується поетапна модернізація шляхом застосування АІТП, які можуть бути встановлені в існуючі ЦТМ з використанням сучасного теплообмінного обладнання та акумуляторів тепла, які можуть бути застосовані як для приватних, так і для багатоквартирних будинків. Приєднання цих АІТП до ЦТМ пропонується шляхом непрямого підключення та з використанням змішувального шунта на насосної станції, що

дозволить на етапі забудови впроваджувати АІТП у нові енергоощадні будівлі з нульовими витратами, та поетапно модернізувати існуючі забудови.

3. Проведено аналіз використання ВДЕ для ЦТМ з використанням АІТП на основі сучасного світового досвіду та перспективи застосування цих технологій в Україні. Наведено основні схеми підключення механічних та абсорбційних теплових насосів із використанням сонячних фотоелектричних елементів до централізованих теплових мереж. Наявність чималої кількості існуючих підходів дає можливість індивідуально оптимізувати втілення сучасних технологій в існуючі мережі тепlopостачання. Найперспективнішим є використання абсорбційних теплових насосів з отриманням електричної енергії від РVT-елементів та застосуванням скидного тепла промислових підприємств, встановленням акумуляторів тепла як індивідуально в будинках, так і великих теплових акумуляторів на ТЕЦ. Проведено аналіз сучасних програмних засобів для оптимізації та проектування систем ЦТМ, а саме програмний комплекс MATLAB Simulink, Earth Energy Designer, TRNSYS та інші, які достатні для побудови довгострокових прогностичних моделей. Проте більш детальний аналіз поведінки систем тепlopостачання будинків та АІТП, окремого обладнання цих систем, таких як теплообмінне обладнання, помпи та компресори, наприклад, під час моніторингу стану системи для встановлення періодичності ремонтів, за такої обмеженої кількості параметрів моделі неможливий. Такі можливості, а крім того, розвинуті засоби оптимізації окремих елементів систем, які працюють у змінних, нестандартних експлуатаційних умовах, надають методи числового моделювання, для чого в проєкті обрано інструменти CFD-аналізу в ANSYS. Представлено перспективні схеми перебудови існуючих теплових пунктів із приєднанням теплових насосів.

4. У роботі досліджено основні чинники впливу збільшеної частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України на вартість електричної енергії для кінцевого споживача. До позитивного впливу віднесено загальне зниження вартості електричної енергії в організованих ринкових сегментах, спричинене додатковим обсягом пропозиції спільно із законодавчо закріпленою вимогою викупування всієї відпущеної станціями з ВДЕ електроенергії. Негативний вплив ВДЕ на процеси ціноутворення зумовлюється такими чинниками, як: нерегульований характер генерації електроенергії станціями з ВДЕ при значних стохастичних відхиленнях в обсягах генерації, а також недостатня точність прогнозування обсягів відпуску електричної енергії. Це призводить до потреби збільшення обсягів резервування ресурсів підтримки операційної безпеки режимів ОЕС України та сукупно до загального збільшення вартості електричної енергії. Окремо варто відзначити обсяги компенсації тарифів на відпуск

електроенергії для станцій з ВДЕ, яка опосередковано входить до вартості електричної енергії для інших категорій споживачів.

5. Процес впровадження технологій відновлюваних джерел з інтелектуальними системами управління (відомими як Smart Grid) для української електроенергетики спричинить наступні принципові зміни порівняно з існуючим станом енергосистеми:

- перехід від централізованих методів генерації і передачі електроенергії до розподілених із можливістю управління об'єктами енерговиробництва і топологією мережі в будь-якій точці, зокрема на рівні споживача;

- заміна централізованого прогнозування попиту методологією активного впливу споживача, який стає елементом і суб'єктом системи управління;

- відмова від жорсткого диспетчерського регулювання на користь координації роботи всіх складових мережі;

- переклад на Smart-технології процесів контролю, обліку та діагностики активів, що забезпечить перспективні можливості самовідновлення енергосистеми, а також ефективний режим експлуатації основних фондів;

- побудова високопродуктивної інформаційно-обчислювальної інфраструктури, як ядра енергетичної системи;

- формування передумов для широкого впровадження нових пристроїв, що підвищують маневреність і керованість обладнання;

- гнучких зв'язків, вставок постійного струму, накопичувачів енергії тощо;

- розвиток розподілених «інтелектуальних» систем управління та аналітичних інструментів для підтримки вироблення та реалізації рішень у режимі реального часу;

- створення операційних додатків наступного покоління (SCADA/EMS/NMS), що дозволяють використовувати інноваційні алгоритми і методи управління енергосистемою, зокрема її новими активними елементами.

6. За допомогою засобів інформаційних технологій Python, Data Science, Big Data, Machine Learning, AI, процес переходу України на новий рівень енергетики буде доволі потужним. Наприклад, на підставі зазначених ознак можна дати достатньо точне визначення «інтелектуальної» електричної мережі, як сукупності підключених до генеруючих джерел і електроустановок споживачів програмно-апаратних засобів, а також інформаційно-аналітичних і керуючих систем, що забезпечують надійну та якісну передачу електричної енергії від джерела до приймача в потрібний час і в необхідній кількості.



## СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems / H. Lund et al. *Energy*. 2014. Vol. 68. P. 1–11.
2. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe / S. Buffa et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 104. P. 504–522.
3. A european green deal: Striving to be the first climate-neutral continent . *European Commission*. URL: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (Last accessed: 24.07.2023).
4. A novel PV/T-air dual source heat pump water heater system: Dynamic simulation and performance characterization / J. Cai et al. *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 148. P. 635–645.
5. A review of district heating systems: modeling and optimization / B. Talebi et al. *Frontiers in Built Environment*. 2016. Vol. 2. Art. No. 22.
6. A short review of recent studies on wastewater heat recovery systems: Types and applications / Z. Wehbi et al. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 896–907.
7. A systematic review of recent air source heat pump (ASHP) systems assisted by solar thermal, photovoltaic and photovoltaic/thermal sources / X. Wang et al. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 146. P. 2472–2487.
8. A systematic review on optimal analysis of horizontal heat exchangers in ground source heat pump systems / G. Hou et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 154. Art. No. 111830.
9. Amasyali K., El-Gohary N. Machine learning for occupant-behavior-sensitive cooling energy consumption prediction in office buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 142. Art. No. 110714.
10. Ameri M., Besharati Z. Optimal design and operation of district heating and cooling networks with CCHP systems in a residential complex. *Energy and Buildings*. 2016. Vol. 110. P. 135–148.
11. Arabkoohsar A. Non-uniform temperature district heating system with decentralized heat pumps and standalone storage tanks. *Energy*. 2019. Vol. 170. P. 931–941.
12. Arsenyeva O., Klemeš J. J., Plankovskyy S., Kapustenko P. The influence of plate corrugation geometry on heat and mass transfer performance of plate heat exchangers for condensation of steam in the presence of air. *Thermal Science and Engineering Progress*. 2022. Vol. 30. Art. No. 101248.
13. Aste N., Del Pero C., Leonforte F., Adhikari R. S. Energy and economic assessment of a hybrid solar assisted heat pump system. *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. IEEE, 2015. P. 110–114.

14. Averfalk H. et al. Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook : Final Report. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2021. 206 p.
15. Averfalk H., Werner S. Essential improvements in future district heating systems. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 116. P. 217–225.
16. Badiali S., Colombo S. Dynamic modelling of mechanical heat pumps for comfort heating : Master of Science Thesis / Politecnico di Milano. Milan, 2011. 78 p.
17. Barco-Burgos J. et al. Review on the integration of high-temperature heat pumps in district heating and cooling networks. *Energy*. 2022. Vol. 239. Art. No. 122378.
18. Baster M. E. Modelling the performance of air source heat pump systems : Master of Science Thesis / University of Strathclyde. Strathclyde, 2011. 82 p.
19. Behzadi A., Arabkoohsar A. Comparative performance assessment of a novel cogeneration solar-driven building energy system integrating with various district heating designs. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 220. Art. No. 113101.
20. Bellos E., Tzivanidis C. Energetic and financial sustainability of solar assisted heat pump heating systems in Europe. *Sustainable Cities and Society*. 2017. Vol. 33. P. 70–84.
21. Besagni G., Croci L., Nesa R., Molinaroli L. Field study of a novel solar-assisted dual-source multifunctional heat pump. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 132. P. 1185–1215.
22. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized market coupling with taking account power systems transmission network constraints. *Power Systems Research and Operation* / ed. by O. Kyrylenko et al. Cham : Springer, 2022. SSDC, vol. 388. P. 1–21.
23. Böhning D., Beckmann M. Konzepte zur Biomasse-Vergasung und -Verbrennung für die dezentrale Energieversorgung. *Dezentrale Energieversorgung* / ed. by K. J. Thomé-Kozmiensky, M. Beckmann. Neuruppin : TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013. S. 341–366.
24. Boyano A., Hernandez P., Wolf O. Energy demands and potential savings in European office buildings: Case studies based on EnergyPlus simulations. *Energy and Buildings*. 2013. Vol. 65. P. 19–28.
25. Brundrett G. Legionella and Building Services. Oxford : Butterworth Heinemann, 1992. 410 p.
26. Buker M. S., Riffat S. B. Solar assisted heat pump systems for low temperature water heating applications: A systematic review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 55. P. 399–413.
27. Casetta D. Implementation and validation of a ground source heat pump model in MATLAB : Master of Science Thesis / Chalmers University of Technology. Gothenburg. 2012. 89 p.

28. Cecconet D., Raček J., Callegari A., Hlavínek P. Energy recovery from wastewater: A study on heating and cooling of a multipurpose building with sewage-reclaimed heat energy. *Sustainability*. 2020. Vol. 12, is. 1. Art. No. 116.
29. Claesson J. PC design model for thermally interacting deep ground heat exchangers. *IEA Heat Pump Centre Report HPC-WR-8*. 1991. P. 95–104.
30. Claesson J., Eskilson P., Hellstrom G. PC design model for heat extraction boreholes. *Proc. 3rd WS on SAHPGCS*. Göteborg : CIT, 1990. P. 99–102.
31. Combined optimization of district heating and electric power networks / J. Maurer et al. *Energy Procedia*. 2018. Vol. 149. P. 509–518.
32. Comprehensive review on the development of SAHP for domestic hot water / Z. Wang et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 72. P. 871–881.
33. Cronin D. S., Pick R. J. Prediction of the failure pressure for complex corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2002. Vol. 79, no. 4. P. 279–287.
34. Cybersecurity in smart grids, challenges and solutions / D. Faquir et al. *AIMS Electronics and Electrical Engineering*. 2021. Vol. 5. P. 24–37.
35. Dalla Rosa A., Boulter R., Church K., Svendsen S. District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada: A case study. *Energy*. 2012. Vol. 45. P. 960–974.
36. Dannemand M., Perers B., Furbo S. Performance of a demonstration solar PVT assisted heat pump system with cold buffer storage and domestic hot water storage tanks. *Energy and Buildings*. 2019. Vol. 188/189. P. 46–57.
37. Del Amo A. et al. Analysis and optimization of a heat pump system coupled to an installation of PVT panels and a seasonal storage tank on an educational building. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 226. Art. No. 110373.
38. Demand response analysis methodology in district heating system / A. Khabdullin et al. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 128. P. 539–543.
39. Design and optimization of the heat exchanger network for district heating ammonia heat pumps connected in series / P. H. Jørgensen et al. *13th IIR Gustav Lorentzen Conference on Natural Refrigerants (GL2018)*. International Institute of Refrigeration, 2018. P. 1225–1235.
40. Duarte W. M. et al. Refrigerants selection for a direct expansion solar assisted heat pump for domestic hot water. *Solar Energy*. 2019. Vol. 184. P. 527–538.
41. Dynamic simulation methods of heat pump systems as a part of dynamic energy simulation of buildings / T. Niemelä et al. *Proceedings of the BSO2016 : 3rd Conference of International Building Performance Simulation Association England*. Loughborough University, 2016. P. 12–14.

42. Energy performance and life cycle cost assessments of a photovoltaic/thermal assisted heat pump system / Y. Cui et al. *Energy*. 2020. Vol. 206. Art. No. 118108.
43. Energy transition: How can you contribute? : Urban Energy Report / R. Van Der Sande et al. Stockholm : Sweco, 2019. 37 p.
44. EnergyPlus, IDA ICE and TRNSYS predictive simulation accuracy for building thermal behaviour evaluation by using an experimental campaign in solar test boxes with and without a PCM module / D. Mazzeo et al. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 212. Art. No. 109812.
45. Erbach G., Jensen L. Fit for 55 package. European Union : European Parliamentary Research Service, 2022. 4 p. URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/733513/EPRS\\_BRI\(2022\)733513\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/733513/EPRS_BRI(2022)733513_EN.pdf) (Last accessed: 24.07.2023).
46. Eriksson M., Graffman O. Modelling and simulation of heat pump systems for hybrid and electrical vehicles : Master of Science Thesis / Linköping University. Linköping. 2018. 90 p.
47. European Energy Security Strategy : Strategy of 28.05.2014 no. 52014DC0330. *European Commission*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52014DC0330> (Last accessed: 24.07.2023).
48. Evaluation of an integrated sewage pipe with ground heat exchanger for long-term efficiency estimation / C. Dacquay et al. *Geothermics*. 2020. Vol. 86. Art. No. 101796.
49. Experimental investigation on a novel sewage-resource-based system with functions of heat recovery and water purification / C. Shen et al. *Applied Thermal Engineering*. 2020. Vol. 165. Art. No. 114580.
50. Experimental investigation on the tri-generation performance of roll-bond photovoltaic thermal heat pump system during summer / C. Zhou et al. *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 184. P. 91–106.
51. Experimental studies on photovoltaic-thermal heat pump water heaters using variable frequency drive compressors / A. James et al. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 45. Art. No. 101152.
52. Experimental study on a novel PV/T air dual-heat-source composite heat pump hot water system / G. Wang et al. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 108. P. 175–184.
53. Fialko N. M., Tymchenko N. P., Sherenkovskiy J. V. Fourth generation of district heating and centralized heating supply systems of Ukraine. *Proceedings of CEE 2019* / ed. by Z. Blikharskyi et al. Cham : Springer, 2020. LNCE, vol. 47. P. 74–86.
54. Flaga-Maryanczyk A., Schnotale J., Radon J., Was K. Experimental measurements and CFD simulation of a ground source heat exchanger operating at a

cold climate for a passive house ventilation system. *Energy and Buildings*. 2014. Vol. 68. P. 562–570.

55. Forecasting hourly photovoltaic generation on day ahead / P. Lezhniuk et al. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. IEEE, 2019. P. 184–187.

56. Fournier S. 5th generation district heating and cooling systems as a renewable solution. *ARANER*. (URL: <https://www.araner.com/blog/5th-generation-district-heating-and-cooling-systems> (Last accessed: 24.07.2023)).

57. Gebrail G., Jordan-Tank M., Tvedt K. Making District Heating Happen: Empowering Users through Fair Metering. London : European Bank for Reconstruction and Development, 2018. 60 p.

58. Gebremedhin A. Optimal utilisation of heat demand in district heating system – A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 230–236.

59. Geletukha G., Kramar V., Oliynyk Y., Antonenko V. Analysis of the possibilities for savings and development of district heating systems in Ukraine. *Thermophysics and Thermal Power Engineering*. 2019. Vol. 41. P. 53–58.

60. Geothermische Technologien. *Bundesverband Geothermie e.V.* URL: <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermische-technologien.html>. (Last accessed: 24.07.2023).

61. Ghasemian M., Ashrafi Z. N., Sedaghat A. A review on computational fluid dynamic simulation techniques for Darrieus vertical axis wind turbines. *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 149. P. 87–100.

62. Gong M., Werner S. Exergy analysis of network temperature levels in Swedish and Danish district heating systems. *Renewable Energy*. 2015. Vol. 84. P. 106–113.

63. Ground source heat pump system: A review of simulation in China / Y. Yuan et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16, is. 9. P. 6814–6822.

64. Hadorn J. C. Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings. Berlin : Ernst & Sohn, 2015. 254 p.

65. Heat pump placement, connection and operational modes in European district heating / M. A. Sayegh et al. *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 166. P. 122–144.

66. Hellström G., Sanner B. Software for dimensioning of deep boreholes for heat extraction. *Proc. Calorstock*. 1994. Vol. 94. P. 195–202.

67. Hepbasli A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008. Vol. 12, is. 3. P. 593–661.

68. Hilliaho K., Lahdensivu J., Vinha J. Glazed space thermal simulation with IDA-ICE 4.61 software – Suitability analysis with case study. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 89. P. 132–141.
69. Hybrid photovoltaic-thermal solar systems for combined heating, cooling and power provision in the urban environment / A. Ramos et al. *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 150. P. 838–850.
70. Implementation and validation of ground-source heat pump system models in an integrated building and system simulation environment / D. E. Fisher et al. *HVAC&R Research*. 2006. Vol. 12. P. 693–710.
71. Implementing the repower EU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets : Commission staff working document of 18.05.2022. *European Commission*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033922121> (Last accessed: 24.07.2023).
72. Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis / I. Worighi et al. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2019. Vol. 18. Art. No. 100226.
73. Kang A., Korolija I., Rovas D. Modeling of photovoltaic-thermal district heating with dual thermal modes. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021. Vol. 2042. Art. No. 012090.
74. Kang A., Korolija I., Rovas D. Photovoltaic thermal district heating: a review of the current status, opportunities and prospects. *Applied Thermal Engineering*. 2022. Vol. 217. Art. No. 119051.
75. Kozak D., Ivandić Z., Konjatić P. Determination of the critical pressure for a hot-water pipe with a corrosion defect. *Materials and Technology*. 2010. Vol. 44, no. 6. P. 385–390.
76. Krogness C., Britt K., Owen M. Trenchless structural rehabilitation of non-circular pipe in congested utility corridor of commercial business district. *Pipelines 2020* / ed. by M. A. Poppe, J. F. Pulido. Reston : American Society of Civil Engineers, 2020. P. 466–474.
77. Lake A., Rezaie B., Beyerlein S. Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 67. P. 417–425.
78. Lazzarin R., Noro M. Photovoltaic/Thermal (PV/T)/ground dual source heat pump: Optimum energy and economic sizing based on performance analysis. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 211. Art. No. 109800.
79. Li S., He H., Dong K., Sheng L. Research on real-time integrated control method of PV-SHAPWH. *Solar Energy*. 2019. Vol. 182. P. 213–224.

80. Li Y., Pan W., Xia J., Jiang Y. Combined heat and water system for long-distance heat transportation. *Energy*. 2019. Vol. 172. P. 401–408.
81. Li H., Nord N. Transition to the 4th generation district heating – possibilities, bottlenecks, and challenges. *Energy Procedia*. 2018. Vol. 149. P. 483–498.
82. Liang R., Pan Q., Wang P., Zhang J. Experiment research of solar PV/T cogeneration system on the building façade driven by a refrigerant pump. *Energy*. 2018. Vol. 161. P. 744–752.
83. Lithuania 2021 Energy Policy Review. Paris : International Energy Agency, 2021. 167 p.
84. Ljung L., Glad T., Hansson A. Modeling and Identification of Dynamic Systems. Lund : Studentlitteratur, 2021. 484 p.
85. Low temperature district heating in Austria: Energetic, ecologic and economic comparison of four case studies / M. Köfinger et al. *Energy*. 2016. Vol. 110. P. 95–104.
86. Luo X. J., Oyedele L. O., Ajayi A. O., Akinade O. O. Comparative study of machine learning-based multi-objective prediction framework for multiple building energy loads. *Sustainable Cities and Society*. 2020. Vol. 61. Art. No. 102283.
87. Maxwell V., Sperling K., Hvelplund F. Electricity cost effects of expanding wind power and integrating energy sectors. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. 2015. Vol. 6. P. 31–48.
88. Mazhar A. R., Liu S., Shukla A. A state of art review on the district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 96. P. 420–439.
89. Merging of energy and environmental analyses for district heating systems / M. F. Torchio et al. *Energy*. 2009. Vol. 34. P. 220–227.
90. Mi P., Zhang J., Han Y., Guo X. Study on energy efficiency and economic performance of district heating system of energy saving reconstruction with photovoltaic thermal heat pump. *Energy Conversion and Management*. 2021. Vol. 247. Art. No. 114677.
91. Mirl N., Schmid F., Spindler K. Reduction of the return temperature in district heating systems with an ammonia-water absorption heat pump. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2018. Vol. 12. P. 817–822.
92. Nely G., Sivelina D., Petko T. Analysis of the capabilities of software products to simulate the behavior of dynamic fluid flows. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1031. Art. No. 012079.
93. Noro M., Lazzarin R. M. Hybrid PhotoVoltaic–Thermal heat pump systems: energy and economic performance evaluations in different climates. *International Journal of Low-Carbon Technologies*. 2018. Vol. 13. P. 76–83.

94. Numerical analysis and optimization of solar-assisted heat pump drying system with waste heat recovery based on TRNSYS / Z. Xie et al. *Processes*. 2021. Vol. 9, no. 7. Art. No. 1118.
95. Olsthoorn D., Haghghat F., Mirzaei P. A. Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization. *Solar Energy*. 2016. Vol. 136. P. 49–64.
96. On energy efficiency : Directive 2012/27/EU, Directive 2016/0376 (COD) of 21.12.2018 no. 52016PC0761. *European Commission*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016PC0761> (Last accessed: 24.07.2023).
97. Optimal design of welded plate heat exchanger for ammonia synthesis column: An experimental study with mathematical optimisation / L. Tovazhnyanskyy et al. *Energies*. 2020. Vol. 13, is. 11. Art. No. 2847.
98. Pakere I., Blumberga D. Solar power or solar heat: What will upraise the efficiency of district heating? Multi-criteria analyses approach. *Energy*. 2020. Vol. 198. Art. No. 117291.
99. Pardo García N., Zubi G., Pasaoglu G., Dufo-López R. Photovoltaic thermal hybrid solar collector and district heating configurations for a Central European multi-family house. *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 148. P. 915–924.
100. Performance assessment of a hybrid photovoltaic-thermal and heat pump system for solar heating and electricity / M. A. Obalanlege et al. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 148. P. 558–572.
101. Performance study of heat-pipe solar photovoltaic/thermal heat pump system / H. Chen et al. *Applied Energy*. 2017. Vol. 190. P. 960–980.
102. Piotrowska B., Słyś D., Kordana-Obuch S., Pochwat K. Critical analysis of the current state of knowledge in the field of waste heat recovery in sewage systems. *Resources*. 2020. Vol. 9, is. 6. Art. No. 72.
103. Pliuhin V., Teterev V. Possibility implementation analysis of the smart grid network in a current state conditions of the united energy systems of Ukraine. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2021. Vol. 60, no. 1. P. 15–22.
104. Plytaria M. T., Bellos E., Tzivanidis C., Antonopoulos K. A. Financial and energetic evaluation of solar-assisted heat pump underfloor heating systems with phase change materials. *Applied Thermal Engineering*. 2019. Vol. 149. P. 548–564.
105. Pomianowski M. Z., Johra H., Marszal-Pomianowska A., Zhang C. Sustainable and energy-efficient domestic hot water systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 128. Art. No. 109900.



106. Privacy issues in smart cities: insights into citizens' perspectives toward safe mobility in urban environments / M. Ziefle et al. *Big Data Analytics for Cyber-Physical Systems*. Amsterdam : Elsevier, 2019. P. 275–292.
107. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources : Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency COM/2022/222 of 18.05.2022. *European Commission*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900> (Last accessed: 24.07.2023).
108. Radchenko V., Orlyk M., Chernikov T. Ukraine considers feed-in-premiums to further support renewable energy projects. *CMS Legal*. URL: <https://cms-lawnow.com/en/ealerts/2021/09/ukraine-considers-feed-in-premiums-to-further-support-renewable-energy-projects> (Last accessed: 24.07.2021).
109. Renewable heating solutions for buildings; a techno-economic comparative study of sewage heat recovery and solar borehole thermal energy storage system / S. Pokhrel et al. *Energy and Buildings*. 2022. Vol. 259. Art. No. 111892.
110. Review of component models for the simulation of combined solar and heat pump heating systems / M. Y. Haller et al. *Energy Procedia*. 2012. Vol. 30. P. 611–622.
111. Rezaie B., Rosen M. A. District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. *Applied Energy*. 2012. Vol. 93. P. 2–10.
112. Ruschenburg J., Čutić T., Herkel S. Validation of a black-box heat pump simulation model by means of field test results from five installations. *Energy and Buildings*. 2014. Vol. 84. P. 506–515.
113. Sakellariou E. I., Wright A. J., Axaopoulos P., Oyinlola M. A. PVT based solar assisted ground source heat pump system: Modelling approach and sensitivity analyses. *Solar Energy*. 2019. Vol. 193. P. 37–50.
114. Saleem M. S., Haider A., Abas N. Review of solar thermal water heater simulations using TRNSYS. *2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*. IEEE, 2015. P. 1–6.
115. Salvalai G. Implementation and validation of simplified heat pump model in IDA-ICE energy simulation environment. *Energy and Buildings*. 2012. Vol. 49. P. 132–141.
116. Sarbu I., Mirza M., Crasmareanu E. A review of modelling and optimisation techniques for district heating systems. *International Journal of Energy Research*. 2019. Vol. 43, is. 13. P. 6572–6598.
117. Sarbu I., Sebarchievici C. General review of ground-source heat pump systems for heating and cooling of buildings. *Energy and Buildings*. 2014. Vol. 70. P. 441–454.

118. Sarkar S., Chakrabarti U., Bhattacharyya S., Chakrabarti A. A comprehensive assessment of the need and availability of smart grid technologies in an electricity distribution grid network. *Journal of the Institution of Engineers (India): Series B*. 2020. Vol. 101. P. 753–761.
119. Selvakumar A., Tafuri A. N. Rehabilitation of aging water infrastructure systems: Key challenges and issues. *Journal of Infrastructure Systems*. 2012. Vol. 18, is. 3. P. 202–209.
120. Short-term residential load forecasting based on LSTM recurrent neural network / W. Kong et al. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2017. Vol. 10. P. 841–851.
121. Shrivastava R. L., Kumar V., Untawale S. P. Modeling and simulation of solar water heater: A TRNSYS perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 67. P. 126–143.
122. Shukla R., Sumathy K., Erickson P., Gong J. Recent advances in the solar water heating systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. Vol. 19. P. 173–190.
123. Sia S. Q., Wang W. C. Numerical simulations of fluidized bed fast pyrolysis of biomass through computational fluid dynamics. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 155. P. 248–256.
124. Solar Energy Strategy : Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions EU COM/2022/221 of 18.05.2022. *European Commission*. URL: [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13338-EU-solar-energy-strategy\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13338-EU-solar-energy-strategy_en) (Last accessed: 24.07.2023).
125. Solmaz A. S. A critical review on building performance simulation tools. *Alam Cipta*. 2019. Vol. 12. P. 7–21.
126. Sommerfeldt N., Madani H. In-depth techno-economic analysis of PV/Thermal plus ground source heat pump systems for multi-family houses in a heating dominated climate. *Solar Energy*. 2019. Vol. 190. P. 44–62.
127. Sousa J. Energy simulation software for buildings: review and comparison. *CEUR Workshop Proceedings*. 2012. Vol. 923. Art. No. 8.
128. Spitler J. D. GLHEPRO: a design tool for commercial building ground loop heat exchangers. *Proceedings of the 4th International Conference on Heat Pumps in Cold Climates*. Caneta Research Inc., 2000. P. 1–15.
129. Sporleder M., Rath M., Ragwitz M. Design optimization of district heating systems: A review. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. Art. No. 971912.
130. State of the art on heat pumps for residential buildings / Z. Wang et al. *Buildings*. 2021. Vol. 11, no. 8. Art. No. 350.

131. System design and feasibility of trigeneration systems with hybrid photovoltaic-thermal (PVT) collectors for zero energy office buildings in different climates / R. Braun et al. *Solar Energy*. 2020. Vol. 196. P. 39–48.
132. The efficiency of innovative technologies for transition to 4th generation of district heating systems in Ukraine / A. Polyvianchuk et al. *Energy*. 2023. Vol. 263. Art. No. 125876.
133. The Energy Performance of Buildings Directive : Directive 2010/31/EU of 19.05.2010. *European Commission*. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2010/31/oj> (Last accessed: 24.07.2023).
134. Theoretical evaluation of different high-temperature heat pump configurations for low-grade waste heat recovery / C. Mateu-Royo et al. *International Journal of Refrigeration*. 2018. Vol. 90. P. 229–237.
135. Threat landscape for smart grid systems / C. M. Mathas et al. *Proceedings of the 15th International Conference on Availability, Reliability and Security*. ACM, 2020. P. 1–7.
136. Torío H., Schmidt D. Development of system concepts for improving the performance of a waste heat district heating network with exergy analysis. *Energy and Buildings*. 2010. Vol. 42. P. 1601–1609.
137. Towards a decarbonised heating and cooling sector in Europe : Unlocking the potential of energy efficiency and district energy / B. V. Mathiesen et al. Copenhagen : Aalborg University, 2019. 97 p.
138. Transforming society together: Making a difference in everything we do. *Sweco Group*. URL: <https://swecogroup.com/> (Last accessed: 24.07.2023).
139. Valančius K., Grinevičiūtė M., Streckienė G. Heating and cooling primary energy demand and CO<sub>2</sub> emissions: Lithuanian A+ buildings and/in different european locations. *Buildings*. 2022. Vol. 12. Art. No. 570.
140. Validation of unglazed transpired solar collector assisted air source heat pump simulation model / K. Januševičius et al. *Energy Procedia*. 2016. Vol. 95. P. 167–174.
141. Van Meenen I. R. Performance of Piping Systems Used in District Heating Distribution Networks in the Netherlands during the Last 40 Years. Uden : BGP Engineers B. V., 2010. 52 p.
142. Volkova A., Mašatin V., Siirde A. Methodology for evaluating the transition process dynamics towards 4th generation district heating networks. *Energy*. 2018. Vol. 150. P. 253–261.
143. von Rhein J., Henze G. P., Long N., Fu Y. Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks. *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 196. P. 705–716.

144. Wei B., Yang S. Polymer composites with expanded graphite network with superior thermal conductivity and electromagnetic interference shielding performance. *Chemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 404. Art. No. 126437.
145. Widodo D. A., Iksan N., Udayanti E. D. Renewable energy power generation forecasting using deep learning method. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021. Vol. 700. Art. No. 012026.
146. Wilson M. P., Worrall F. The heat recovery potential of ‘wastewater’: a national analysis of sewage effluent discharge temperatures. *Environmental Science: Water Research & Technology*. 2021. Vol. 7, is. 10. P. 1760–1777.
147. Wolfsgruber N., Tanda A., Archodoulaki V. M., Burgstaller C. Influence of filler type and content on thermal conductivity and mechanical properties of thermoplastic compounds. *Polymer Engineering & Science*. 2023. Vol. 63, is. 4. P. 1094–1105.
148. World Energy Outlook 2021. Paris : International Energy Agency, 2021. 386 p.
149. World Energy Outlook 2022. Paris : International Energy Agency, 2022. 524 p.
150. Yadav A. S., Bhagoria J. L. Heat transfer and fluid flow analysis of solar air heater: A review of CFD approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. Vol. 23. P. 60–79.
151. Yang X., Li H., Svendsen S. Decentralized substations for low-temperature district heating with no Legionella risk, and low return temperatures. *Energy*. 2016. Vol. 110. P. 65–74.
152. Yao J., Xu H., Dai Y., Huang M. Performance analysis of solar assisted heat pump coupled with build-in PCM heat storage based on PV/T panel. *Solar Energy*. 2020. Vol. 197. P. 279–291.
153. Yucer C. T., Hepbasli A. Exergoeconomic analysis of a central heating system from the generation stage to the building envelope. *Energy and Buildings*. 2012. Vol. 47. P. 592–599.
154. Zekić-Sušac M., Mitrović S., Has A. Machine learning based system for managing energy efficiency of public sector as an approach towards smart cities. *International Journal of Information Management*. 2021. Vol. 58. Art. No. 102074.
155. Zhu C., Xie X., Jiang Y. A multi-section vertical absorption heat exchanger for district heating systems. *International Journal of Refrigeration*. 2016. Vol. 71. P. 69–84.
156. Zhu H., Wang T., Wang Y., Li V. C. Trenchless rehabilitation for concrete pipelines of water infrastructure: A review from the structural perspective. *Cement and Concrete Composites*. 2021. Vol. 123. Art. No. 104193.

157. Ziganshin S., Vankov Y., Gorbunova T. Reliability of thermal networks for city development. *Procedia Engineering*. 2016. Vol. 150. Art. No. 2327.
158. Živković M., Ivezić D. Utilizing sewage wastewater heat in district heating systems in Serbia: effects on sustainability. *Clean Technologies and Environmental Policy*. 2022. Vol. 24. P. 579–593.
159. Zohuri B. Forced convection heat transfer. *Thermal-Hydraulic Analysis of Nuclear Reactors*. Cham : Springer, 2017. P. 323–345.
160. Алексахін О. О., Бобловський О. В. Теплові і гідравлічні режими мікрорайонних систем в умовах реформування централізованого теплопостачання : монографія. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. 180 с.
161. Аналітичний звіт про існуючий стан в сфері енергоефективності та використання альтернативних джерел енергії в контексті імплементації Угоди про асоціацію Україна – ЄС – Громадська синергія. *Громадська синергія*. URL: <https://www.civic-synergy.org.ua/analytics/analitychnyj-zvit-pro-isnuuyuchyj-stan-v-sferi-energoefektyvnosti-ta-vykorystannya-alternatyvnyh-dzherel-energiyi-v-konteksti-implementatsiyi-ugody-pro-asotsiatsiyu-ukrayina-yes/> (дата звернення: 24.07.2023).
162. Басок Б. І., Буткевич О. Ф., Дубовський С. В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55–62.
163. Блінов І. В., Парус Є. В., Шкарупило В. В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії : монографія. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 114 с.
164. Блок каналізаційного колектора : пат. 51347 Україна : МПК (2009) E21F3/00, E21F5/00. № u201001062 ; заявл. 02.02.10 ; опубл. 12.07.10, Бюл. № 13. 4 с.
165. ДБН В.2.5-64:2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. [Чинний від 2019-03-01]. Вид. офіц. Київ : Мінрегіон України, 2013. 134 с.
166. ДБН В.2.5-75:2013. Каналізація. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування. [Чинний від 2019-02-01]. Вид. офіц. Київ : Мінрегіон України, 2013. 134 с.
167. Динаміка і структура виробництва електроенергії в Україні за І півріччя 2020. *Енерговсесвіт*, 2021. URL: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1716-power-generation-202106> (дата звернення: 24.05.2023).
168. Завгородня С. П. Пріоритетні енергоефективні заходи у сферах транспортування і постачання енергетичних ресурсів населенню. Київ : Нац. ін-т стратег. дослідж., 2021. 5 с.

169. Іваненко Д. С., Іщенко О. С., Назаренко О. М. Сучасні теоретичні та практичні заходи підвищення енергоефективності промислових будівель у м. Запоріжжя. *Металознавство та термічна обробка металів*. 2021. Т. 1, № 92. С. 21–29.

170. Іванов Г. А., Блінов І. В., Парус Є. В., Мірошник В. О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72–75.

171. Інформація щодо частки енергії, виробленої з відновлюваних джерел, у кінцевому енергоспоживанні у 2019 році. *Держенергоефективності України*. URL: [https://sae.gov.ua/sites/default/files/RE\\_SAE\\_2019.pdf](https://sae.gov.ua/sites/default/files/RE_SAE_2019.pdf) (дата звернення: 24.07.2023).

172. Карпенко Д. С. Розроблення наукових засад впровадження ринків теплової енергії в системах теплопостачання : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.01. Київ, 2020. 22 с.

173. Кизим М. О., Котляров Є. І. Обґрунтування комплексного підходу до модернізації систем централізованого теплопостачання і теплоспоживання населених пунктів. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 46–58.

174. Кириленко О. В., Басок Б. І., Базєєв Є. Т., Блінов І. В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С. 52–61.

175. Оценка возможности использования сбросной теплоты водооборотных конденсационных циклов на основе теплоносных технологий (на примере ТЭЦ-6 г. Киева) / Б. И. Басок и др. *Промышленная теплотехника*. 2010. Т. 32, № 6. С. 76–83.

176. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. Дата оновлення: 09.07.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 24.07.2023).

177. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення розрахунків за енергоносії : Закон України від 10.04.2014 № 1198-VII. Дата оновлення: 10.06.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1198-18> (дата звернення: 24.07.2023).

178. Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на комунальні послуги : Постанова Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 № 869. Дата оновлення: 03.05.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/869-2011-%D0%BF> (дата звернення: 24.07.2023).

179. Про затвердження Національного положення (стандарту) бухгалтерського обліку : Наказ Міністерства фінансів України від 31.12.1999 № 318. Дата оновлення: 03.11.2020. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0027-00> (дата звернення: 24.07.2023).

180. Про затвердження Порядку ведення окремого обліку доходів і витрат на підприємствах, які здійснюють виробництво, транспортування, постачання теплової енергії та надають послуги з централізованого водопостачання та водовідведення : Постанова Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 № 584. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/584-2011-%D0%BF> (дата звернення: 24.07.2023).

181. Про затвердження Порядку відключення споживачів від мереж (систем) централізованого опалення (теплопостачання) та постачання гарячої води : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 26.07.2019 № 169. Дата оновлення: 10.12.2021. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0982-19> (дата звернення: 24.07.2023).

182. Про затвердження Правил ринку : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307. Дата оновлення: 19.01.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18> (дата звернення: 24.07.2023).

183. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. Дата оновлення: 02.07.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 24.07.2023).

184. Про теплопостачання : Закон України від 02.06.2005 № 2633-IV. Дата оновлення: 31.03.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15> (дата звернення: 24.07.2023).

185. Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року : Указ Президента України від 30.09.2019 № 722/2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/722/2019> (дата звернення: 24.07.2023).

186. Прогнози зміни тарифів на теплову енергію, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води та обґрунтування необхідності таких змін. НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19500> (дата звернення: 24.07.2023).

187. Пудичева Г. О., Несененко П. П. Стан української енергетики в контексті розвитку світової енергетики. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Сер. Міжнародні економічні відносини та світове господарство*. 2018. № 22(3). С. 42–46.

188. Регіональна програма модернізації комунальної теплоенергетики Харківської обласної ради 2011-2015 : Рішення Харківської обласної ради від 16.06.2011 № 173-VI. URL: [https://gov.lica.com.ua/b\\_text.php?type=3&id=4646&base=77](https://gov.lica.com.ua/b_text.php?type=3&id=4646&base=77) (дата звернення: 24.07.2023).

189. Стратегія Енергетичної Безпеки : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.08.2021 № 907-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/907-2021-p> (дата звернення: 24.07.2023).

190. Трансформація системи теплопостачання: посібник для України. Частина А: Цілі та загальні умови / Е. М. Сістані та ін. Берлін : Німецьке енергетичне агентство ГмбХ, 2021. 48 с.

191. Шкарупило В. В., Блінов І. В. Сценарії, методи та засоби формальної верифікації артефактів процесу проектування систем критичного призначення : монографія. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 104 с.



*Електронне наукове видання*

**СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
З ІНТЕГРАЦІЄЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

МОНОГРАФІЯ

Відповідальний за випуск *М. К. Сухонос*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *Є. В. Цегельник*

Підп. до друку 05.12.2023. Формат 60 × 84/16.

Ум. друк. арк. 13,6.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: [office@kname.edu.ua](mailto:office@kname.edu.ua)

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.