МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет водного господарвства та природокористування
Навчально-науковий інститут будівництва та архітектури
Кафедра теплогазопостачання, вентиляції та санітарної техніки

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра

на тему:

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Виконав:
студент, групи ЕЕБ-61м,
спеціальності 192 Будівництво та цивільна інженерія
(Енергетична ефективність будівель та обстеження інженерних систем)
ЛУК'ЯНИК Михайло Святославович
Керівник:
канд. техн. наук, доц., доц. каф. теплогазопостачання та санітарної техніки
ДОВБЕНКО Володимир Сергійович
Рецензент:
канд. техн. наук, доц., доц. каф. теплогазопостачання та санітарної техніки
ПРОЦЕНКО Сергій Борисович

Рівне – 2024

Зміст

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ ПІДПРИЄМСТВ ВИРОБНИКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

. Характеристика галузі та підприємств виробників теплової енергії в Україні.

. Порівняння економічних показників діяльності підприємств.

. Оцінка енергоефективності виробництва теплової енергії, структура витрат.

. Вплив тарифів на підвищення ефективності роботи підприємств.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ У СВІТІ

2.1. Еволюція систем централізованого теплопостачання

2.2 Порівняльний аналіз систем централізованого теплопостачання

2.3. Особливості централізованого теплопостачання України та можливості застосування елементів міжнародного досвіду

2.4. Висновки щодо адаптації міжнародного досвіду до українських реалій.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ У СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ОПАЛЕННЯ

3.1. Огляд сучасних технологій теплових насосів.

3.2. Аналіз можливостей інтеграції теплових насосів у централізовані системи теплопостачання.

3.3. Економічне обґрунтування інвестицій у встановлення теплових насосів: оцінка витрат та окупності.

3.4. Екологічні переваги використання теплових насосів.

3.5. Рекомендації щодо впровадження теплових насосів у систему централізованого опалення.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1. Охорона праці

4.1.1 Безпеки праці при виконанні монтажних робіт

4.1.2 Охорона праці при роботах з обладнанням, що працюють з підвищеним тиском

4.2. Безпека в надзвичайних ситуаціях

4.2.1 Визначення класу надзвичайних ситуаціях

ВИСНОВКИ

Загальні висновки за результатами дослідження.

Рекомендації щодо вдосконалення системи централізованого теплопостачання в Україні.

Подальші перспективи наукових досліджень у даній сфері.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Галузь центрального теплопостачання в Україні нині переживає не найкращі часи як з точки зору свого фінансово-економічного стану так і щодо найближчих перспектив розвитку. Тривала відсутність кардинальних змін в галузі призвела до її повільної деградації. Кількість споживачі послуг центрального теплопостачання зменшилась чи не вдвічі. Окремі міста і містечка відмовились чи відмовляються від таких систем. Крім війни, основні дві причини такого стану – існуюча політика ціноутворення в галузі та застаріле неефективне обладнання. Присутність цих факторів породжує замкнуте коло, з якого, без суттєвих інвестицій та законодавчих змін, неможливо вийти. Підприємства теплопостачання обмежені державою у формуванні справедливої ціни на послуги, відтак не мають бажаних прибутків, відтак не можуть вкладати інвестиції для оновлення обладнання, яке постійно ламається, відтак собівартість послуг через аварії зростає, втрати на транспортування тепла збільшуються. Це призводить до погіршення якості послуг, підвищення їх вартості.

Перехід нашої країни до ефективного і дружнього до довкілля споживання буде значно простішим за наявності функціонуючих систем центрального опалення. Набагато легше перевести одну котельню на екологічні технології виробництва тепла а ніж кожного окремого споживача. Вище описані негативні тенденції в майбутньому зроблять такий перехід значно дорожчим, а, головне – довготривалим.

Водночас, багато країн світу розвивають системи центрального теплопостачання. Успішні приклади наших європейських сусідів свідчать про те, що централізоване теплопостачання може бути екологічним, зручним конкурентним по вартості для споживачів у порівнянні з індивідуальним. Окрім того, можливість використовувати в якості енергоресурсу різні джерела (газ, біомаса, сміття і т.п.) відкриває для густонаселених міст неабиякі перспективи.

Які кроки варто робити нашим містам, аби галузь теплопостачання зробити вигідною і ефективною, які управлінські рішення та на яких рівнях треба

приймати аби енергоефективність централізованого теплопостачання була на рівні європейських виробників.

Метою цієї роботи є дослідження функціонування галузі з точку зору використання енергоресурсів та розробка заходів щодо їх вирішення з окремим акцентом на технології теплових насосів.

Об'єктом дослідження в нашій роботі будуть системи централізованого теплопостачання в чотирьох містах як з технологічної точки зору так і з огляду на правові рамки діяльності постачальників, споживачів і регуляторів. **Предметом дослідження** є огляд та аналіз існуючої проблематики в галузі та пошук ефективних управлінських рішень.

В першій частині роботи ми будемо досліджувати економічну діяльність українських підприємств в містах Житомир, Черкаси, Рівне та Полтава на основі **методу порівняння.** А саме, ми дослідимо фінансово-економічні показники їх роботи. Попередньо, ми очікуємо отримати придатні для аналізу дані, які в майбутньому дозволять на основі **аналітичного методу** дослідження зробити висновки про ефективність управлінських рішень а також виявити системні проблеми наявні у всій галузі.

В другій частині нашої роботи буде проведено вивчення міжнародного досвіду функціонування систем централізованого теплопостачання (ЦТ). Ми припускаємо, що передовий європейський досвід розвитку мереж ЦТ може слугувати ефективний інструментом в прийнятті вірних управлінських рішень.

Результатом нашої роботи **економічний розрахунок** проектів інтеграції теплових насосів в системи ЦТ. Ми обрали саме цю технологію для впровадження з огляду на цілий ряд причин. Найперше це їх екологічність та економічна ефективність. Крім тогою, можливість використовувати теплові насоси в умовах густої міської забудови робить це рішення чи не єдино можливим поряд з традиційним опаленням. Ми не хочемо понизити потенціал використання інших джерел опалення, таких як спалювання сміття чи біогазу, проте на нашу думку, саме теплові насоси можуть за короткий термін з легкістю бути інтегровані в існуючі системи ЦТ.

З кінця 90-х по теперішній час кількість споживачів ЦТ в Україні зменшилась вдвічі. Цілі міста відмовляються від ЦТ. Ця тенденція ставить питання про майбутнє теплопостачання в Україні, його екологічність та стійкість.

Наукова новизна роботи отримання нових даних та обгрунтування нагальної потреби реформування сфери теплопостачання та відсутності на рівні держави алгоритму рішень. Саме тому, результати нашого дослідження будуть не лише корисними для вивчення, а й слугуватимуть ефективним інструментом для прийняття конкретних рішень на конкретних підприємствах.

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ ПІДПРИЄМСТВ ВИРОБНИКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Характеристика галузі та підприємств виробників теплової енергії в Україні

Централізоване теплопостачання є ключовим елементом енергетичної системи України, забезпечуючи опаленням значну частину населення, особливо у міських районах. Ця галузь включає понад 1600 теплопостачальних підприємств, які забезпечують послуги централізованого опалення та гарячого водопостачання. До війни у ній було зайнято понад 65 тисяч працівників, що свідчить про її вагоме соціально-економічне значення.

Система централізованого теплопостачання (ЦТ) має переваги, які роблять її незамінною в багатьох регіонах України. Вона забезпечує стабільне і відносно економічне тепло в умовах холодного клімату. Порівняно з індивідуальними джерелами опалення, ЦТ може досягати вищої енергоефективності за рахунок централізованого управління тепловими потоками.

Проте в сучасних умовах галузь стикається з низкою проблем. Значна частина інфраструктури була побудована ще в радянський період і сьогодні є технічно застарілою. Теплові мережі, обладнання і котли потребують модернізації, щоб відповідати сучасним вимогам енергоефективності та екологічної безпеки.

Українська система ЦТ значною мірою залежить від природного газу, що становить близько 90% у паливному балансі. Це робить галузь вразливою до коливань цін на газ на світовому ринку, а також до змін у політиці його постачання. Водночас, більшість європейських країн активно переходять на відновлювальні джерела енергії та скидне тепло, які дозволяють скоротити витрати і викиди парникових газів.

Однак низька якість послуг і значні втрати тепла в мережах (до 26% у деяких системах) викликають невдоволення споживачів і призводять до відмови від централізованого опалення на користь індивідуальних рішень. Більше десяти років тому Ужгород повністю відмовився від ЦТ.

Розглянемо типи підприємств у галузі теплопостачання

1. Теплокомуненерго (ТКЕ):

   Переважно муніципальні компанії, які забезпечують теплом житлові будинки, бюджетні установи та промислові об’єкти. Вони займають провідне місце у галузі та відповідають за основну частину послуг ЦТ.

2. Приватні оператори:

   Зазвичай займаються виробництвом тепла для промислових потреб або мають обмежене коло споживачів. Їхня частка на ринку є незначною, але вони можуть відігравати важливу роль у впровадженні інновацій. Проте серед досліджуваних далі підприємств ТОВ Рівнетеплоенерго є приватним і постачає тепло для цілого обласного центру.

3. Енергетичні підприємства:

   До цієї категорії належать великі теплоелектроцентралі, які забезпечують одночасне виробництво теплової та електричної енергії. Вони є важливим елементом системи теплопостачання у великих містах.

   Централізоване теплопостачання охоплює близько 37% українських домогосподарств. Цей показник є вищим у містах, тоді як у сільській місцевості переважають індивідуальні системи опалення. Окрім житлового сектору, великими споживачами тепла є бюджетні установи, такі як школи, лікарні та державні установи.

   Упродовж останніх десятиліть спостерігається зменшення попиту на централізоване теплопостачання. Це й не дивно, адже великі втрати в мережах, часті аварії та неефективне обладнання не дозволяють виробникам надати послуги належної якості та отримати прибуток. Крім того, впродовж усієї історії незалежної України держава регулювала тариф на тепло тими чи іншими методами. Таке регулювання унеможливило залучення інвестиції. Отже основними проблемами галузі є:

- Зношеність інфраструктури. Велика частина обладнання використовується понаднормово, що призводить до втрат тепла та підвищення витрат.

- Енергетична залежність. Залежність від природного газу зумовлює вразливість до зовнішніх факторів.
- Регуляторна політика. Низькі тарифи по своїй суті відіграють роль політичного девідента для правлячої еліти. Однак вони не відображаючи реальних витрат на виробництво тепла. Сама система розрахунку цих тарифів демотивує підприємства економити.

Проте галузь має значний потенціал для розвитку. Інтеграція сучасних технологій, збільшення частки відновлювальних джерел енергії, модернізація обладнання та впровадження заходів з енергоефективності можуть суттєво підвищити її ефективність.

Проте, галузь теплопостачання в Україні має стратегічне значення як для енергетичної безпеки країни, так і для забезпечення комфортних умов життя населення. Її модернізація та розвиток є пріоритетними завданнями на шляху до підвищення енергоефективності та зменшення екологічного впливу. Спробуємо визначити, яких реформ потребують підприємства з огляду на їх економічну діяльність.

1.2 Порівняння економічних показників діяльності

Об’єктом дослідження була обрана діяльність 4 теплопостачальних підприємств, звітні дані яких вдалося отримати з відкритих джерел:

1. Товариство з обмеженою відповідальністю «Рівнетеплоенерго»;
2. Комунальне підприємство «Житомиртеплокомуненерго»;
3. Полтавське обласне комунальне виробниче підприємство теплового господарства «Полтаватеплоенерго»;
4. Комунальне підприємство теплових мереж «Черкаситеплокомуненерго».

1. Компанію ТОВ «Рівнетеплоенерго». Організаційно-правова форма Рівнетеплоенерго - товариство з обмеженою відповідальністю. ТОВ «Рівнетеплоенерго» — приватне підприємство з монопольним становищем на ринку тепла в Рівному. Впродовж останніх років підприємство не виробляє гарячу воду впродовж неопалювального періоду — за винятком кількох

святкових днів. Підприємство обслуговує 30 котелень, встановлена потужність — 570 Гкал/год , протяжність трубопроводів у 2-трубному вимірі — 188,4 км.

2. КП «Житомиртеплокомуненерго». Організаційно-правова форма організації — комунальне підприємство. Підприємство обслуговує 51 котельню, встановлена потужність — 681,65 Гкал/год, протяжність трубопроводів у 2-трубному вимірі — 202 км.

3. КПТМ "Черкаситеплокомуненерго". Організаційно-правова форма організації — комунальне підприємство. Підприємство обслуговує 36 котелень, серед яких 28 активно робочих; протяжність трубопроводів у 2-трубному вимірі — 161,35 км, встановлена потужність — 520,5 Гкал/год

4. ПОКВПТГ "Полтаватеплоенерго". Організаційно-правова форма організації — комунальне підприємство. Підприємство обслуговує 92 котельні, встановлена потужність — 859 Гкал/год, протяжність трубопроводів у 2-трубному вимірі — 214,64 км.

Усі підприємства мають схожі обсяги реалізації та рівні забезпеченості основними фондами.

У Таблиці 1 та 2 (Додаток 1, Додаток 2) показана динаміка основних техніко-економічних показників діяльності КПТМ «Черкаситеплокомуненерго» та КП «Житомиртеплокомуненерго», а в Таблиці 2 — КВПТГ «Полтаватеплоенерго» та ТОВ «Рівнетеплоенерго». Ці показники дають змогу порівняти масштаб діяльності вказаних підприємств (виторг від реалізації продукції Рис.1), забезпеченість основними виробничими фондами, рівень отриманого прибутку/збитку, рівень заборгованості споживачів тепла (дебіторська заборгованість), заборгованості підприємств перед постачальниками, а насамперед — українським Нафтогазом (кредиторська заборгованість).

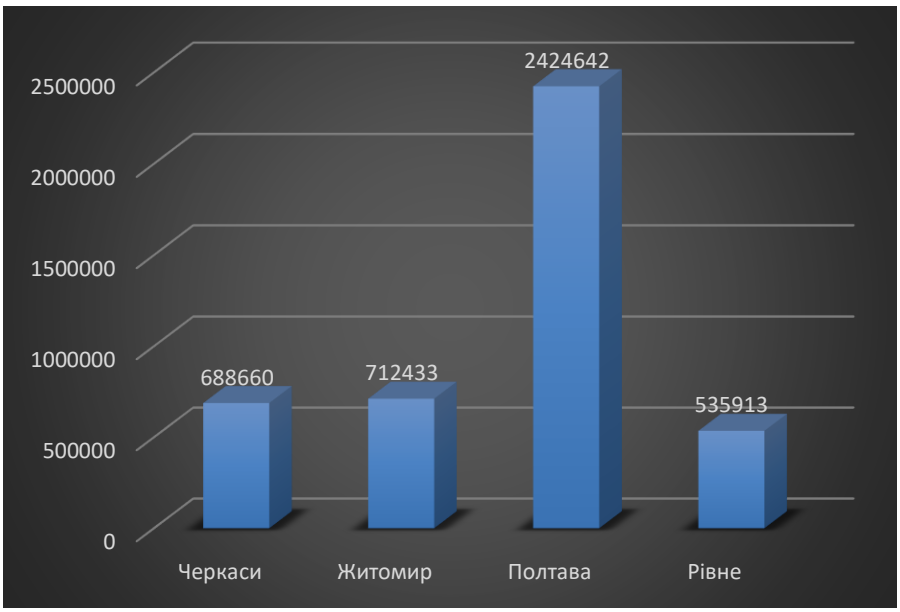


Рис. 1 Порівняння виручки підприємств в 2023 році

Динаміка виручки показує зміни обсягів надання послуг в вартісному виразі, а динаміка собівартості реалізованої продукції – виробничих витрат, понесених при наданні цих послуг. Наявність прибутку і його розмір (Рис 2.)вказує на вигідність чи невигідність господарської діяльності. При негативних значеннях прибутку підприємство вважається збитковим та таким, що не покриває виручкою понесені витрати. Показник вартості основних фондів відображає обсяг майна тривалого використання, що є у власності підприємства – машин і обладнання, транспортних засобів, інструменту, будівель та споруд та трубопроводів, а накопичений знос – середню частку відпрацювання терміну експлуатації вартості вказаного майна. Джерело фінансової звітності ТОВ «Рівнетеплоенерго», КП «Житомиртеплокомуненерго», КВП ТГ «Полтаватеплоенерго», КПТМ «Черкаситеплокомуненерго» за 2020 – 2023 р.р. (https://clarity-project.info/)

Дані стосовно матеріальних витрат, витрат на оплату праці, амортизації основних фондів, інших витрат є основою для розрахунку структури собівартості наданих послуг – чи вони є матеріаломісткими, чи трудомісткими, чи можливо фондомісткими. Інші показники стосуються оборотного капіталу вказаних підприємств і наведені як вихідні дані для оцінювання їх ліквідності, фінансової

стійкості та оборотності. Динаміка виторгу показує зміни обсягів надання послуг за вартістю, а динаміка собівартості реалізованої продукції – виробничих витрат, понесених під час надання цих послуг. Розміри річного виторгу співставні, як видно з таблиць. Обсяги реалізації відповідають розміру міст. Найбільше серед них — Полтава (279 тис), потім Черкаси (270 тис), Житомир (261 тис.), Рівне (243 тис. жителів).

Зазначимо, що КП Полтаватеплокомуненерго є винятком, оскільки тільки це підприємство за період аналізу значно збільшило виручку (з 845 млн грн у 2020 році до 2424 млн грн в 2023 році). Крім цього, в Рівному та Черкасах, поряд з аналізованими, є інші дрібніші підприємства, що надають схожі послуги.

Коли ж проілюструємо рівень прибутковості усіх підприємств, побачимо відсутність прямого зв'язку між виручкою і прибутковістю, Рис. 2.

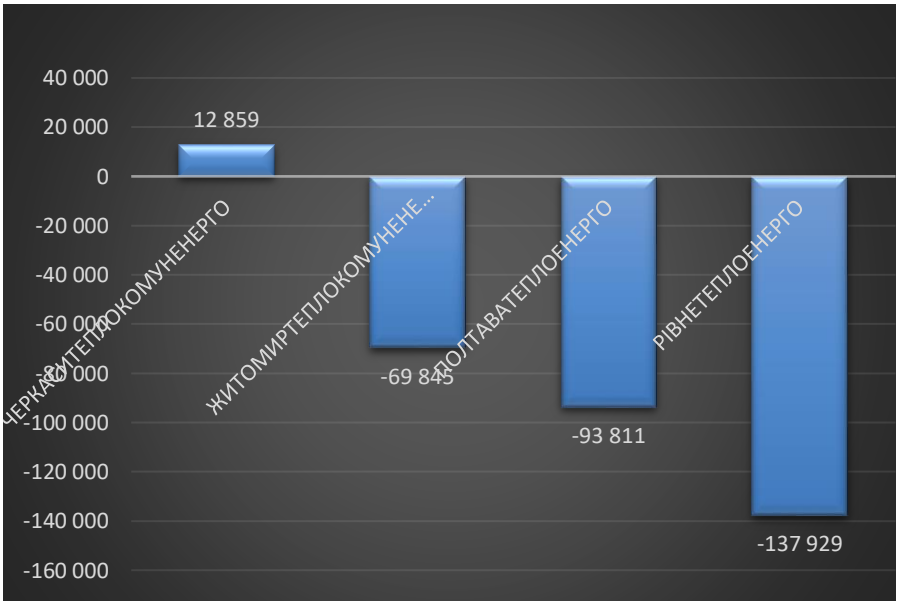


Рис. 2. Порівняння прибутку підприємств в 2023 році

Більш того, підприємство, яке отримало найменше виручки (ТОВ Рівнетеплоенерго) в порівнянні з іншими трьома підприємствами в 2022 році єдине було збитковим, а в 2023 отримало найбільші збитки. В той же час, підприємство, яке отримало найбільше виручки (КПВТГ Полтаватеплоенерго) ще у 2022 році було прибутковим, а в 2023 має значно менші збитки. Єдиним підприємством, що працює з прибутком впродовж останніх років є КПТМ Черкаситеплокомуненерго.

Показники рентабельності та середньої рентабельності представлено на рисунку 3 та 4. Назви підприємств для зручності ми замінили на назву міст. Бачимо, що середньорічний показник є найкращим в Черкасах. Він значно кращий за Житомир і Полтаву. Рентабельність Рівного знаходиться на найгіршому рівні. Причому наголосимо, що ці показники є середньорічними, тобто вказують на багаторічну ситуацію з ефективністю, яка як ми бачимо, найліпша в Черкасах, а найгірша в Рівному. Показники 2023 року відображають таку ж тенденцію.

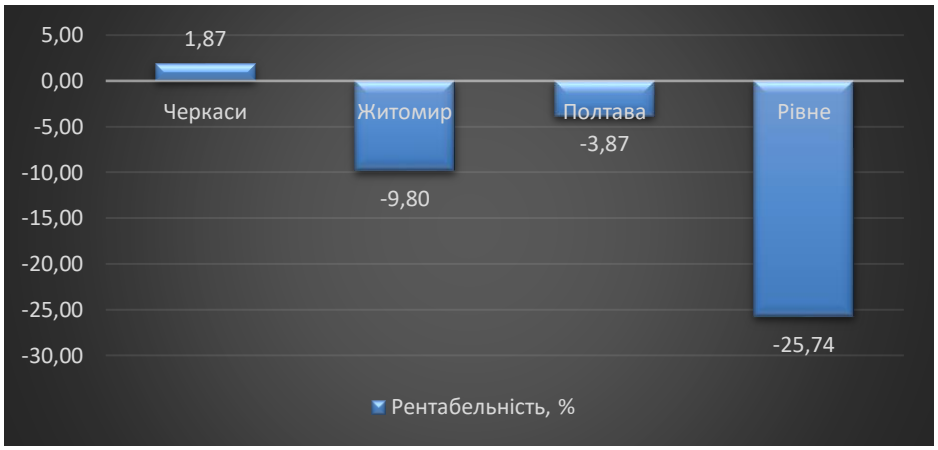


Рис. 3 Порівняння рентабельності в 2023 році

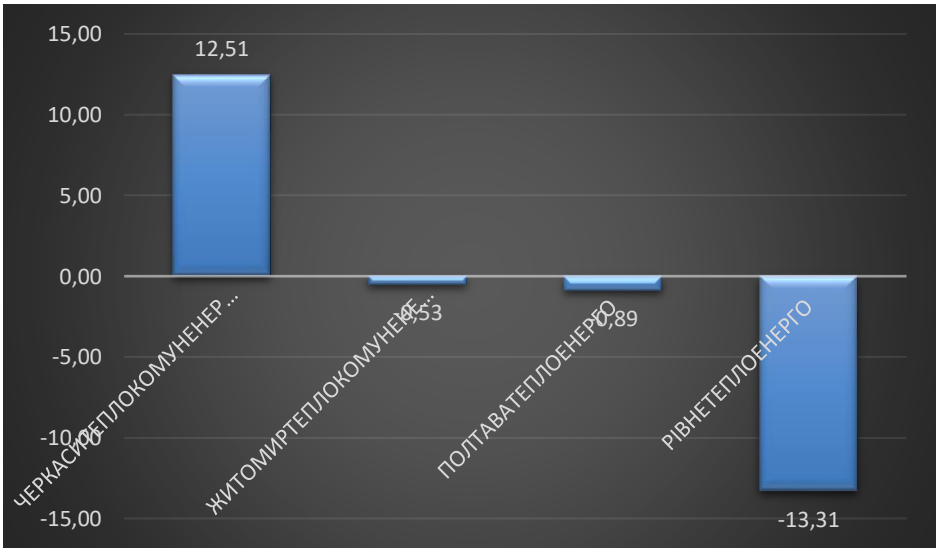


Рис. 3 Порівняння середньої рентабельності в 2020-2023 р.р.

Відмітимо, що згідно фінансової звітності вказаних підприємств, всі вони стикаються з проблемою неплатежів за надані послуги з теплопостачання (дебіторська заборгованість за товари, роботи та послуги). При цьому відносно річної виручки найбільше боргів накопичено в Черкасах – рівень боргів на 2023 рік складає 61% від річної виручки, при цьому за останні роки цей показник зріс. Проте і в інших підприємств рівень заборгованості є значним, мова йде про суми від 128 млн грн в Рівному до більш ніж 400 млн грн в Черкасах і Полтаві, в Житомирі рівень боргів становить в 2023 році 311 млн грн. ТОВ Рівнетеплоенерго вдалося значно зменшити середньорічну дебіторську заборгованість протягом аналізованого періоду – з 239 млн грн в 2021 році до 128 млн грн в 2023 році (рис. 5).

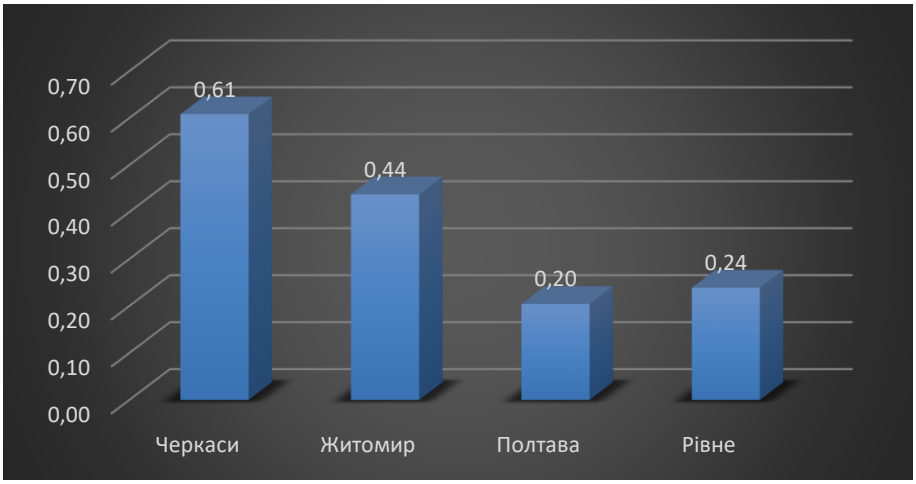


Рис. 5 – Коефіцієнт співвідношення дебіторської заборгованості до виручки у 2023 році

В собівартості теплової енергії найбільшу питому вагу мають матеріальні витрати, зокрема витрати на паливо, електроенергію та воду на технологічні цілі. В Рівному матеріаломісткість найнижча – в 2023 році вона складала 53 коп/грн (рис. 6).

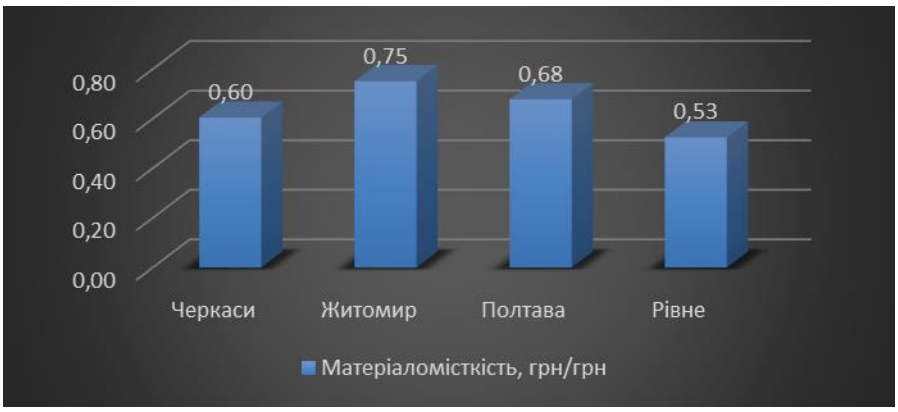


Рис.6 Порівняння середньої матеріаломісткості за 2019-2023 р.р.

Полтава має найновіші основні виробничі фонди (ОВФ) , рівень зносу яких в 2023 році становив 35%, Рівне найстаріші – рівень зносу 75%. Умовно можна вважати, що обладнання (в тому числі трубопроводи, насосні станції і т.д.) в Полтаві в середньому відслужило 35 % свого терміну експлуатації в Черкасах 51%, а в Житомирі - 56% (рис. 7). Рівень зносу свідчить про результати роботи підприємства по заміні обладнання та трубопроводів. Кількість аварійних відключень та частка втрат в мережах є прямозалежною величиною від рівня зносу – наприклад в Рівному за словами керівника підприємства втрати в мережах сягають 30%, в Черкасах за словами їх керівника не перевищують 6-7%, а в Житомирі – 8%.

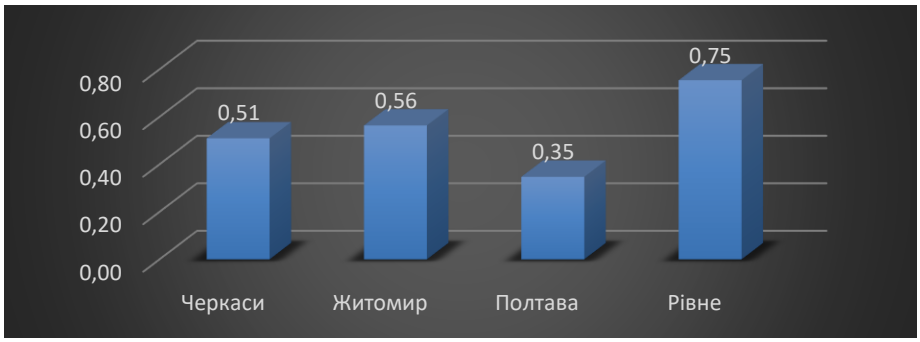


Рис. 7 – Порівняння фізичного стану ОВФ станом на 2022 рік

Висока заборгованість споживачів перед підприємством невідворотно спричиняє присутність у всіх підприємств власних боргів, в основному перед постачальником природного газу. Нами було порівняно обсяги таких

«зустрічних» боргів. Умовно можна вважати, що показник близько одиниці свідчить про умовно «справедливу» заборгованість (ми не платимо рівно стільки ж, скільки не платять нам). З такого розрахунку лише Черкаси може похвалитися випередженням покриття боргів – там цей показник менше одиниці, а саме 0,96 в 2023 році. Житомир (1,69 в 2023 році) та Полтава (1,51 в 2023 році) боргують трохи більше ніж заборгували їм, що вже є досить тривожною тенденцією. Проте Рівне винне в 5 разів більше ніж йому винні споживачі, причому ситуація з року в рік погіршується. Причина такого стану невідома, особливо з огляду на те, що ТОВ Рівнетеплоенерго, як уже було вказано вище, досягнуло значного зменшення заборгованості споживачів в 2023 році. Борги споживачів скоротилися , проте борги самого підприємства навпаки зросли за цей же період показника, який перевищує річну виручку підприємства (рис. 8).

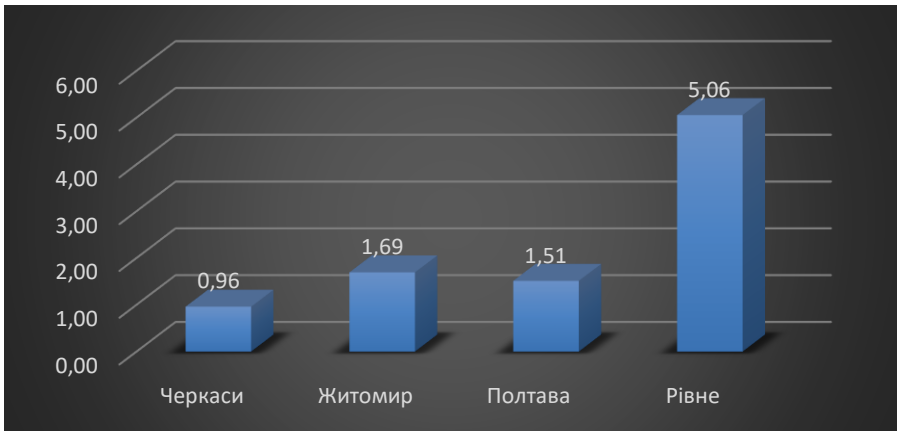


Рис. 9 – Порівняння коефіцієнтів кредиторської до дебіторської заборгованості

Припускаємо, що підприємство балансує на межі неплатоспроможності і просто не в змозі оплачувати рахунки в повному обсязі, навіть при наявності оплат з боку споживачів. Навіть якщо всі споживачі розрахуються зі своїми боргами перед ТОВ Рівнетеплоенерго, це підприємство все ж матиме сотні мільйонів боргів і однаково не зможе розрахуватись перед постачальниками енергоресурсів!

Така гіпотеза підтверджується незадовільними показниками ліквідності, які умовно показують чи здатне підприємство покрити свої поточні борги, якщо б воно продало все своє поточне майно. Ці показники є умовними і не означають необхідність продавати майно, проте вказують на рівень спроможності платити за використані ресурси. Рекомендовані значення коефіцієнтів поточної ліквідності складають від 1,0 до 1,7. В такі рекомендовані межі вписується лише КП Черкаситеплокомуненерго, тоді як всі інші ні. Найгірша ситуація в Рівному. Лише 57% заборгованості може теоретично бути умовно оплачена за рахунок продажу всіх поточних активів, тоді як рекомендоване значення – принаймні 100%. На жаль, низькі показники ліквідності однозначно вказують на можливість банкрутства цього підприємства (рис. 9).

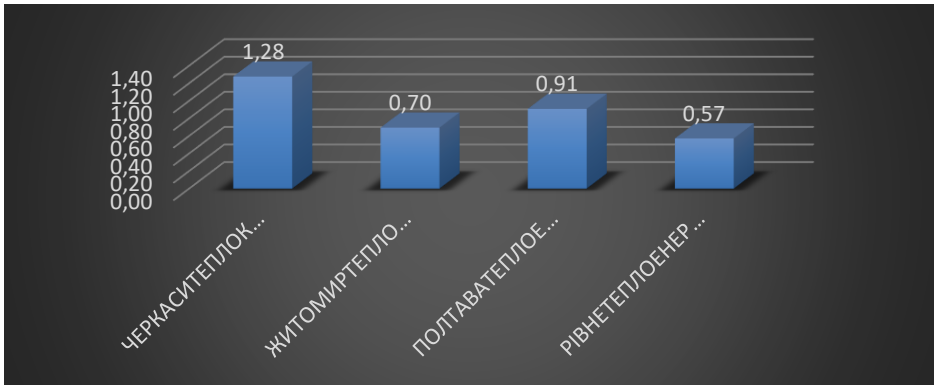


Рис. 9 – Ліквідність, 2023

1.3 Оцінка енергоефективності виробництва теплової енергії, структура витрат.

Як було вказано вище, підприємства не можуть вільно встановлювати тарифи на подане тепло. Тарифи затверджуються муніципалітетами на основі поданих підприємствами і затверджених НКРЕКП калькуляцій. Високі тарифи вказують або на певні регіональні особливості складності надання послуг, або, що більш ймовірно, на неефективні технології, неощадне використання ресурсів та інші негативні організаційні фактори. Зрештою це призводить до того, що ці тарифи не покривають реальні витрати на виробництво продукції, що призводить до

збитків. У випадку якщо витрати не покриваються виручкою, показник питомих витрат складатиме вище одиниці, що свідчитиме про збитковість та уже у середньостроковій перспективі економічну неможливість функціонування підприємства. Якщо брати лише собівартість реалізованої продукції, то прийнятними показниками є питомі виробничі витрати в Черкасах та Полтаві, тоді як в Рівному ситуація найгірша. За кожну тисячу грн. виручки підприємство накопичує 330 грн. збитків! При цьому така ситуація присутня не лише в 2023 році, але відповідає середньорічному рівню, досягнутому за період 2019 – 2023 років (рис. 10).

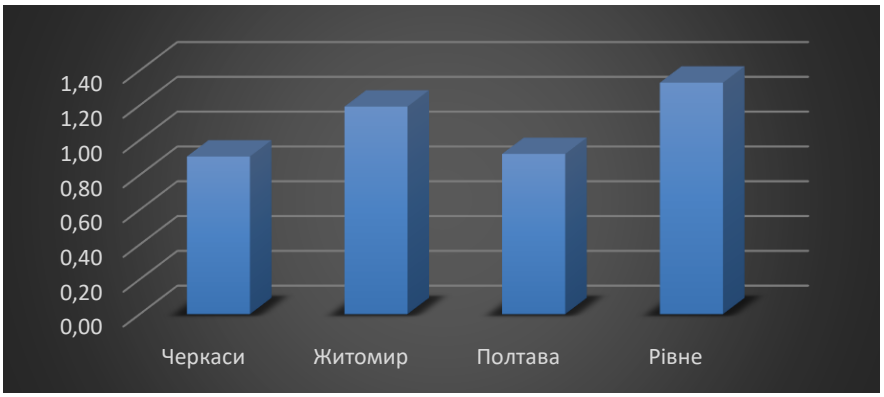


Рис. 10 Середньорічні питомі витрати за період 2019 - 2023 грн/грн

Порівняння структури операційних витрат в динаміці може дозволити більш чітко зрозуміти процеси формування собівартості та їх розвиток протягом останнього періоду.

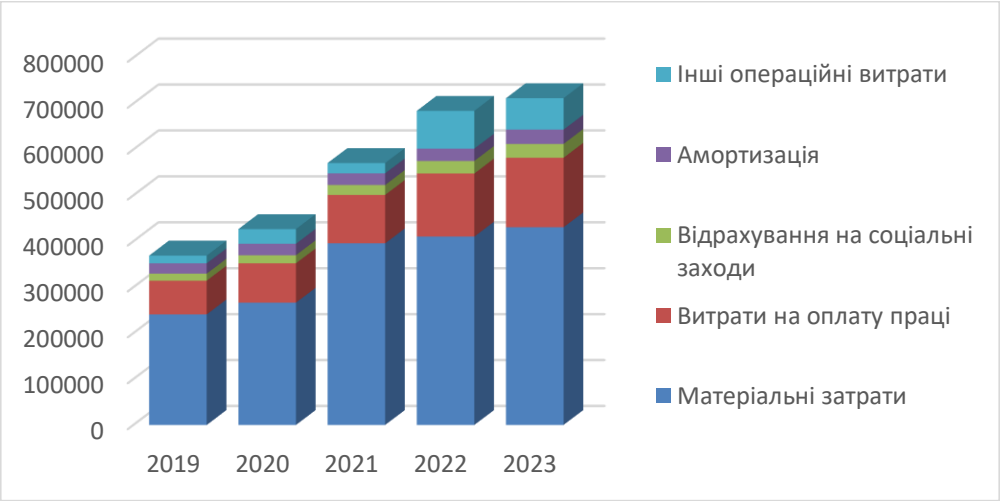


Рис. 11 – Динаміка структури операційних витрат КПТМ «Черкаситеплокомуненерго»

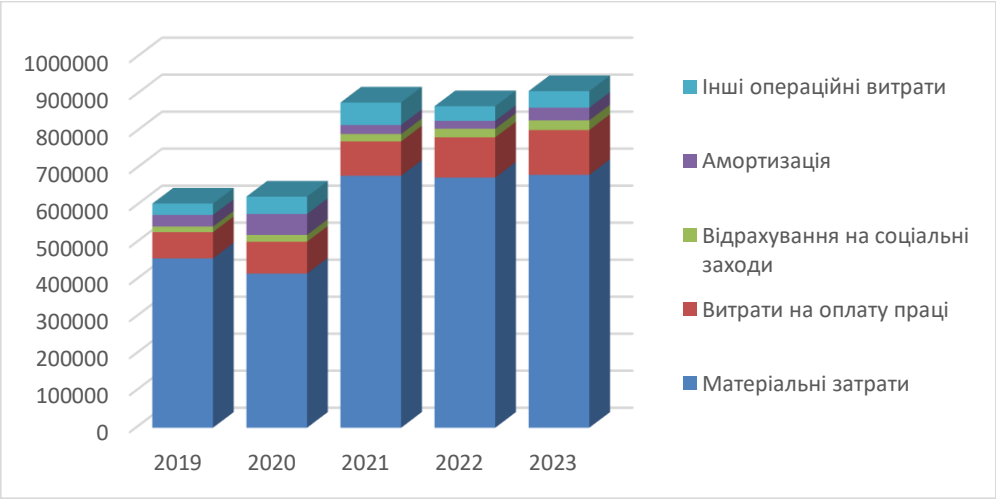


Рис. 12 – Динаміка структури операційних витрат КП «Житомиртеплокомуненерго»

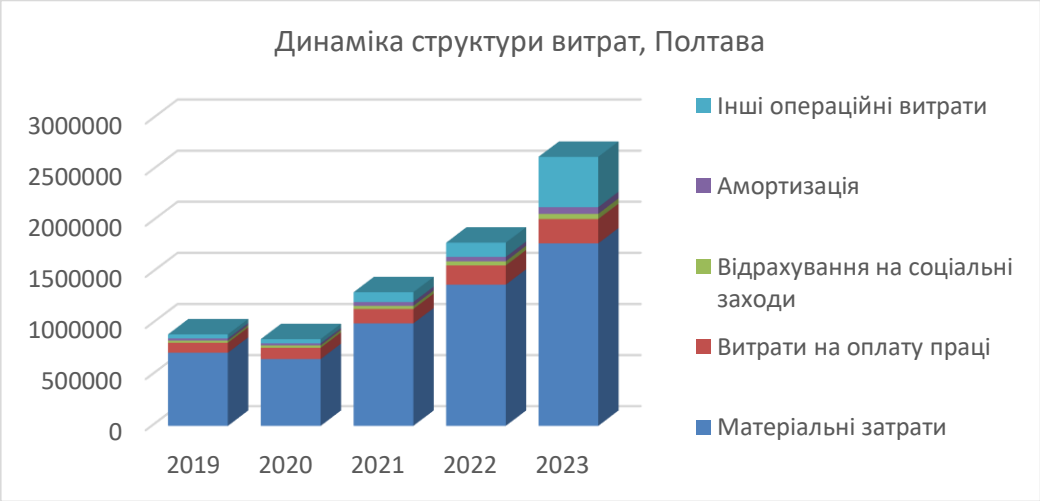


Рис. 13 – Динаміка структури операційних витрат КВП ТГ «Полтаватеплоенерго»

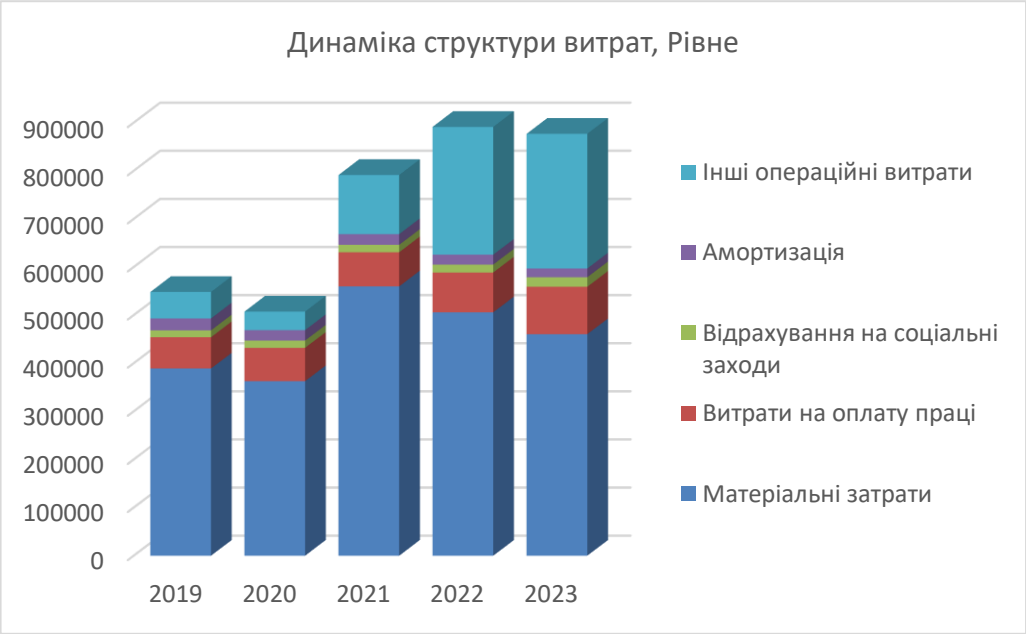


Рис. 14 – Динаміка структури операційних витрат ТОВ «Рівнетеплоенерго»

Бачимо, що різні підприємства мають дещо різну структуру операційних витрат та характеризуються різною динамікою. Зокрема, в Черкасах значення елементів витрат зростають відповідно зростанню їх загальної суми. В Житомирі при інших відносно сталих витратах зростають матеріальні витрати. В Полтаві нарощуються обсяги інших операційних витрат та дещо знижується матеріалоємність, тоді як в Рівному ці ж тенденції до зростання інших операційних витрат та зниження частки матеріальних витрат виражені ще більш чітко.

1.4. Вплив тарифів на підвищення ефективності роботи підприємств.

Тарифи на постачання теплової енергії встановлюються рішенням відповідної міської ради на основі поданих підприємствами і попередньо затверджених НКРЕКП калькуляцій економічно обґрунтованих їх рівнів відповідно Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з постачання теплової енергії і постачання гарячої води, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 №869.

Також відмітимо, що економічно обґрунтовані тарифи на теплову енергію для потреб населення не підлягають застосуванню протягом дії воєнного стану і 6 місяців після його закінчення згідно ЗУ «Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сфері теплопостачання під час дії воєнного стану та подальшого відновлення їх функціонування» від 29 липня 2022 року № 2479-IX (https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2479-20#Text). Внаслідок цього для населення встановлюються до застосування тарифи станом на 24.02.2022 року.

Нами були проаналізовані дані, наведені в Рішеннях Житомирської Міської ради від 13.10.2023 № 1557, Рівненської міської ради від 19.12.2023 №125 та а Черкаської міської ради від 05.10.2023 №1431 Про встановлення економічно обґрунтованих тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання, послуги з постачання теплової енергії, послуги з постачання гарячої води.

Згідно інформації, поданої в Рішеннях, в Рівному та Житомирі встановлено одноставкові тарифи, а в Черкасах застосовуються в основному двохставкові тарифи, які дозволяють виокремити частку витрат, що залежатимуть від обсягів подачі тепла (так званих умовно-змінних витрат) – це витрати на газ та електроенергію та інших витрат, рівень яких не залежатиме від обсягів подачі тепла (так званих умовно-постійних витрат). Для кінцевого споживача механізм формування тарифу не важливий, важливим є сам тариф, який відповідно до вищевказаної постанови було заморожено на час дії воєнного стану.

Зокрема, у Черкасах тариф для населення заморожено на рівні 1 506,02 грн/Гкал (https://chmr.gov.ua/ua/newsread.php?view=21774&s=1&s1=17), в Житомирі – 1811 грн/Гкал (https://www.zhitomir.info/news_216937.html) а в Рівному - 1 913,16 грн/Гкал (https://tec4.kiev.ua/dlya-naselennya/rates/). Для бюджетних установ, релігійних організацій та інших споживачів застосовуються економічно обґрунтовані тарифи. А заморожений рішенням міськради пільговий тариф, який відрізняється від економічно обґрунтованого, у всіх аналізованих містах застосовується для населення, яке є найбільшим споживачем (рис. 15). Загалом Рівне ніби в найкращій ситуації, оскільки тариф для населення станом на початок

війни був тут найвищим і недоплата внаслідок заморожування тарифу мала б бути менш відчутною у порівнянні з Житомиром та Черкасами. Проте високий рівень реального (економічно обґрунтованого) тарифу нівелює цю перевагу.

Загалом Рівне ніби в найкращій ситуації, оскільки тариф для населення станом на початок війни був тут найвищим і недоплата внаслідок заморожування тарифу мала б бути менш відчутною у порівнянні з Житомиром та Черкасами. Проте високий рівень реального (економічно обґрунтованого) тарифу нівелює цю перевагу.

Іншими словами, найвищий економічно обґрунтований тариф – в Рівному. Він розраховується на основі найвищого серед вказаних міст рівня виробничих витрат, що є наслідком найгіршого стану основних виробничих фондів, і незважаючи на це ТОВ Рівнетеплоенерго має найгіршу рентабельність та ліквідність, найвищі борги перед постачальниками, що не дозволяє підприємству ефективно працювати.

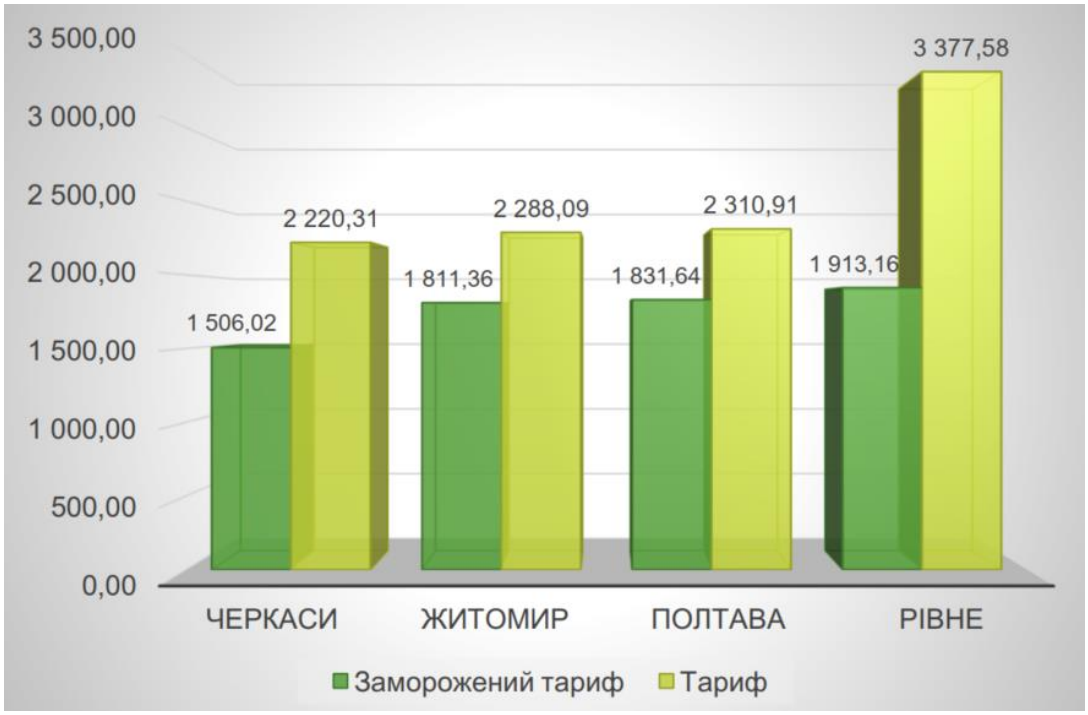


Рис.15 Порівняння економічно обґрунтованих та «заморожених» тарифів (грн/Гкал з ПДВ)*

** Дані надано ТОВ «Рівнетеплоенерго»*

Натомість такий тариф є підставою для розрахунку рівня відшкодування з державного/місцевого бюджету втрат, які зазнає підприємство через різницю між економічно обґрунтованим та замороженим тарифами. Це означає, що державна/місцева підтримка теплогенеруючих підприємств не заохочує такі підприємства ефективно працювати і економити – навпаки, стимулює їх всіляко демонструвати збитковість та отримувати більше відшкодування.

Оскільки, принаймні теоретично, держава має відшкодовувати різницю між фактично застосовуваним (замороженим) та економічно обґрунтованим тарифом, для порівняння обраних підприємств будемо користуватися саме актуальними на 2024 рік економічно обґрунтованими тарифами, встановленими в Рішеннях Житомирської Міської ради від 13.10.2023 № 1557, Рівненської міської ради від 19.12.2023 №125 та а Черкаської міської ради від 05.10.2023 №1431. Таке порівняння, наведене, зокрема для Рівного та Черкас, показано на рис. 16. Бачимо, що всі види економічно обґрунтованих тарифів, як для населення, так і для бюджетних та інших споживачів, у Рівному набагато вищі.

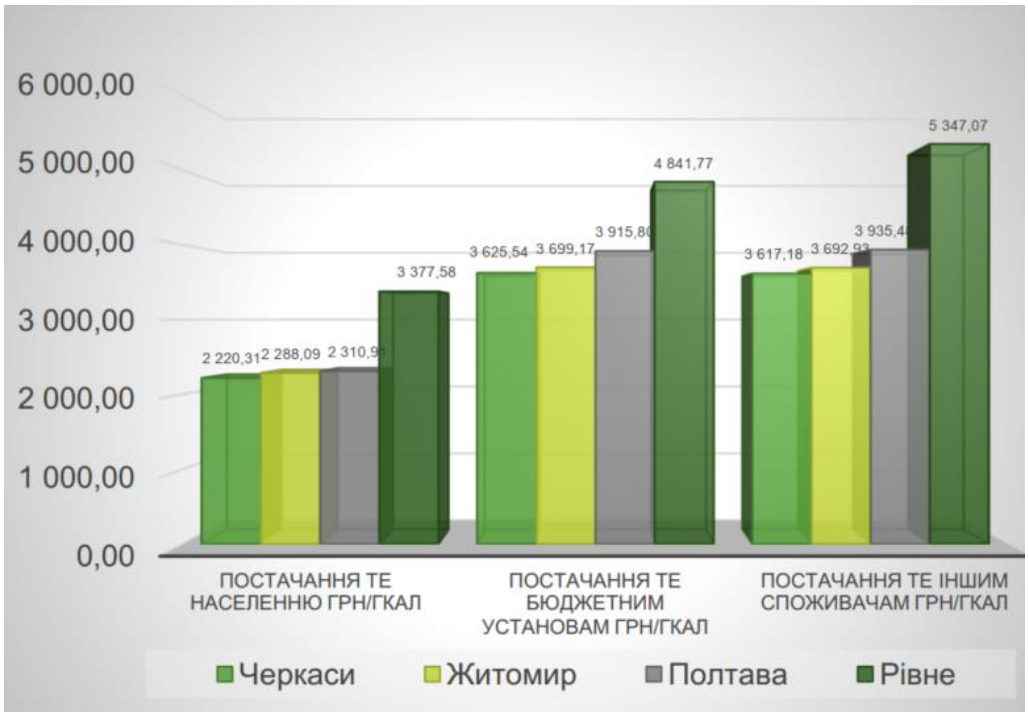


Рис. 16 – Тарифи різним типам споживачів*

** Дані надано ТОВ «Рівнетеплоенерго»*

Оскільки ціна на газ, який використовується для виробництва теплової енергії для населення, бюджетних організацій, релігійних організацій та підприємств є різною, то і тарифи на саму теплову енергію будуть відрізнятися. Проте нами була проаналізована лише структура тарифів, встановлених для населення, оскільки частка послуг, наданих теплопостачальним підприємствами населенню – найбільша і складає у Рівному близько 90% а в Житомирі близько 80%. Винятком є Черкаси, де послуги населенню складають лише близько 30%. Населення також є найбільш вразливою до рівня тарифу категорією споживачів теплової енергії.

Загалом відмітимо, що встановлювати нижчі тарифи дозволяють нижчі втрати тепла і економніше використання інших видів ресурсів.

Тарифи на теплову енергію є сумою трьох тарифів на: виробництво, транспортування, постачання і розраховуються згідно Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженого постановою КМУ від 11.06.2011р. №869.

Витрати на покриття втрат теплової енергії в теплових мережах включаються до тарифів на транспортування теплової енергії відповідно до п.39 вказаного Порядку, тому фактично можна стверджувати, що за неефективне господарювання платить споживач.

Зауважимо, що вказані витрати покриття втрат теплової енергії в теплових мережах в тарифі для населення на 2023 рік в Рівному складали 111,8 млн грн, тоді як в Житомирі лише 9,3 млн!

Відмітимо, що оскільки в Черкасах застосовується двохставковий тариф, розрахунки, наведені в представлених нижче таблицях, були адаптовані до розрахунків одноставкових тарифів ТОВ Рівнетеплокомуненерго та КП Житомиртеплокомуненерго.

Нижче, на рис.17 детально розглянемо й порівняємо структуру повної собівартості теплоенергії кожного підприємства окремо та в порівнянні. Це дасть змогу більш об’єктивно стверджувати про ефективність чи неефективність господарської діяльності.

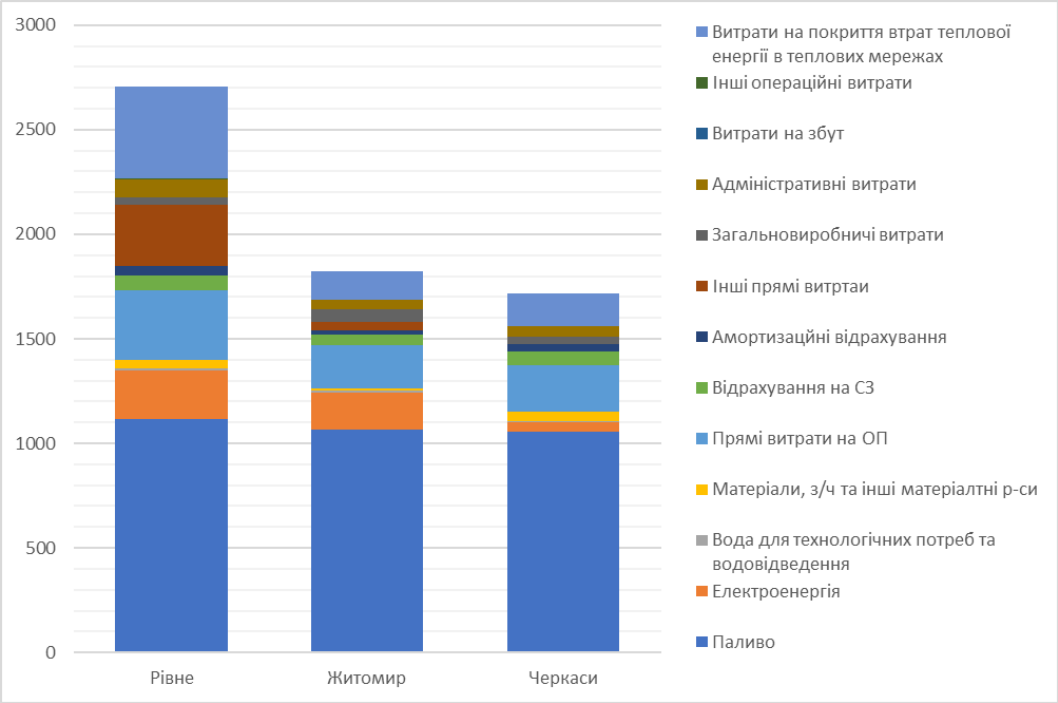


Рис. 17 – Структура собівартості

Умовно можна стверджувати, що якби Собівартість одного Гкал була б хоча б на рівні Житомира, економія загальних витрат в Рівному склала б 33% від загальних витрат, тобто більше двохсот мільйонів гривень.

Таким чином, можна зробити такі висновки:

1. Вартість теплової енергії в Рівному набагато вища ніж в Житомирі та Черкасах.

2. Якщо брати тільки витрати на газ, необхідний для надання 1 Гкал теплової енергії, то з калькуляцій видно, що в Рівному тратиться майже стільки скільки в Житомирі та в Черкасах, оскільки ціна на газ для населення однакова по всій Україні.

3. Рівне порівняно з Черкасами витрачає набагато більше на електроенергію (в 4,7 рази)

4. Рівне порівняно з і з Житомиром і з Черкасами тратить набагато більше на оплату праці робітників – приблизно в 1,5 рази

5. Адміністративні витрати в Рівному приблизно в 2 рази вищі ніж в Черкасах і Житомирі.

6. Інші прямі витрати в 7 разів вищі ніж в Житомирі.

7. Витрати на покриття втрат теплової енергії в теплових мережах в Рівному в 3,2 рази вищі ніж в Житомирі і в 2,8 рази вищі ніж в Черкасах.

8. В Рівному, за нашими розрахунками, втрати тепла становлять принаймні 20% (за інформацією експертів – 30%), тоді як наприклад в Житомирі – близько 8%.

Загалом, як вже згадувалося, якби Собівартість була б хоча б на рівні Житомира, то економія б склала близько 227 млн грн.

Обґрунтування шляхів досягнення такого рівня питомих витрат є напрямком подальших досліджень, що потребують пошуку інженерних, технологічних та організаційних заходів, здійснених на підприємствах, що характеризуються кращими кінцевими техніко-економічними показниками з метою вивчення можливості їх подальшого застосування в інших містах.

Наше дослідження оминуло увагою питання гарячої води впродовж неопалювального періоду. За радянських часів системи теплопостачання проєктували за старими вимогами та стандартами й не зважали на сучасні вимоги енергоефективності. Саме тому влітку виробництво гарячої води є звичайно збиткове й окремі підприємства повністю чи частково припиняють її подачу. Наприклад, у Рівному впродовж неопалювального періоду гарячої води немає, а в інших містах її подають (у Черкасах). Це мало би негативно вплинути на економічні показники цих міст — натомість бачимо зворотній результат: підприємство, яке виробляє гарячу воду влітку, показує помітно кращі результати, ніж те, що її не виробляє.

Зважимося припустити, що причинами негативних тенденцій підприємств, що надають послуги з централізованого теплопостачання можуть бути:

1. Невисокі темпи утеплення тепломереж, високий відсоток неутеплених трубопроводів, що призводить до втрат тепла.

2. Високі витоки теплоносія внаслідок проривів тепломережі, що призводить до втрат тепла.

3. Застаріле насосне обладнання, що призводить до завищеного споживання електроенергії.

4. Відсутність використання рекуперації тепла, що призводить до завищеного споживання електроенергії.

5. Неоптимізована структура виробничого персоналу, що призводить до завищених прямих витрат на оплату праці.

6. Надмірна частка подачі тепла населенню і незначна частка вигідних для підприємства та платоспроможних промислових споживачів, релігійних установ та бюджетних установ внаслідок завищеного тарифу.

7. Неоптимізовані адміністративні витрати.

8. Відсутність плану модернізації мережі, функціонування за принципом поточних та аварійних ремонтів без стратегії модернізації.

9. Відсутність техніко-економічного обґрунтування потреби модернізації підприємства в цілому та окремих вузлів зокрема.

9. Відсутність стратегічного бачення розвитку підприємства внаслідок залежності від дотацій з бюджету.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ У СВІТІ

Системи централізованого теплопостачання в різних країнах світу мають свої особливості, що залежать від місцевих вихідних умов – типу доступного виду джерела палива – газу, мазуту, вугілля, рівня використання альтернативних, так званих «відновлювальних» джерел – біомаси, деревини, відходів деревообробної промисловості, геотермальної енергії, тепла від сміттєспалювальних заводів тощо. В той же час різним країнам притаманні спільні риси, такі як наприклад наявність центральних теплових пунктів. В певних країнах постачальником тепла є теплові електростанції, які генерують як е/е так і тепло, в інших переважають котельні, які виробляють лише тепло. Певні компанії просувають підхід будівництва комбінованих теплоелектроцентралей (ТЕЦ), що виробляють як електроенергію, так і тепло, використовуючи процес когенерації для підвищення ефективності.

2.1. Еволюція систем централізованого теплопостачання

Використання систем централізованого теплопостачання суттєво відрізняється в різних країнах світу. Хоча перші у світі системи централізованого теплопостачання були запроваджені в США у 1877 році, країна використовує їх лише для задоволення 4% своїх потреб. Китай розширює свої системи швидкими темпами. Ситуація в Європі різниться залежно від особливостей кожної окремої країни [1].

Системи централізованого теплопостачання вже десятиліттями забезпечують тепло в будинках по всьому світу, хоча їх розвиток був дуже нерівномірним.

Тоді як у Європі централізоване опалення має давню традицію, то наприклад у Китаї централізоване теплопостачання було запроваджено лише у 1980-х роках, але його системи є сучасними і швидко розвиваються в ногу зі зростанням країни. У листопаді 2020 року Китай вперше у світі здійснив рекуперацію тепла з атомної електростанції «Хайян», розташованої між Пекіном і Шанхаєм. Очікується, що з часом низьковуглецеве ядерне тепло буде забезпечувати все місто Хайян з населенням 660 000 осіб [2].

Японія, де сусідські «енергетичні спільноти» зростають швидкими темпами, розвиває системи централізованого теплопостачання та охолодження, останні з яких набули найбільшого поширення.

В Європі близько 6 000 систем централізованого теплопостачання та охолодження забезпечують теплом 100 мільйонів людей у 32 країнах, з помітними відмінностями між країнами. У скандинавських країнах досягнуто 50% рівня проникнення, а в столиці Данії Копенгагені цей показник сягає 98%. В Ісландії цей показник становить 95%, завдяки

використанню країною геотермальної енергії. Німеччина (13%) значно випереджає Францію (5%), чий показник трохи вищий, ніж у Великобританії та Нідерландах. Загалом на геотермальній енергії в Європі працюють 240 мереж, при цьому зростає використання теплових насосів.

У Франції було створено обсерваторію систем централізованого теплопостачання, яка ідентифікувала понад 781 систему централізованого теплопостачання, здебільшого розташовану у великих міських центрах. За оцінками, 3 мільйони людей підключені до районних систем у житловому секторі, і ще 3 мільйони - у громадському секторі, який включає освіту, державні органи влади та заклади охорони здоров'я [1].

Загалом відмітимо, що централізоване теплопостачання загалом доцільно розвивати у великих містах із значною концентрацією населення, тоді як для невеликих поселень або міст з низькою щільністю мешканців більш природній є розвиток децентралізованого або/і локального (автономного) опалення різних типів.

Централізоване теплопостачання використовується з 1880-х років і з тих пір значно вдосконалилося. Багато систем централізованого теплопостачання в усьому світі потребують модернізації (тобто переоснащення) для приведення їх до надійних стандартів. Централізоване теплопостачання дозволяє використовувати різноманітні джерела тепла, які часто втрачаються, а також відновлювані джерела тепла. На рис. 18 показано історичний розвиток систем централізованого теплопостачання, описані методи підвищення їх ефективності та диверсифікацію джерел тепла. Майбутній стандарт централізованого теплопостачання називається «системами четвертого покоління» і є природним розвитком розвиненої мережі третього покоління.

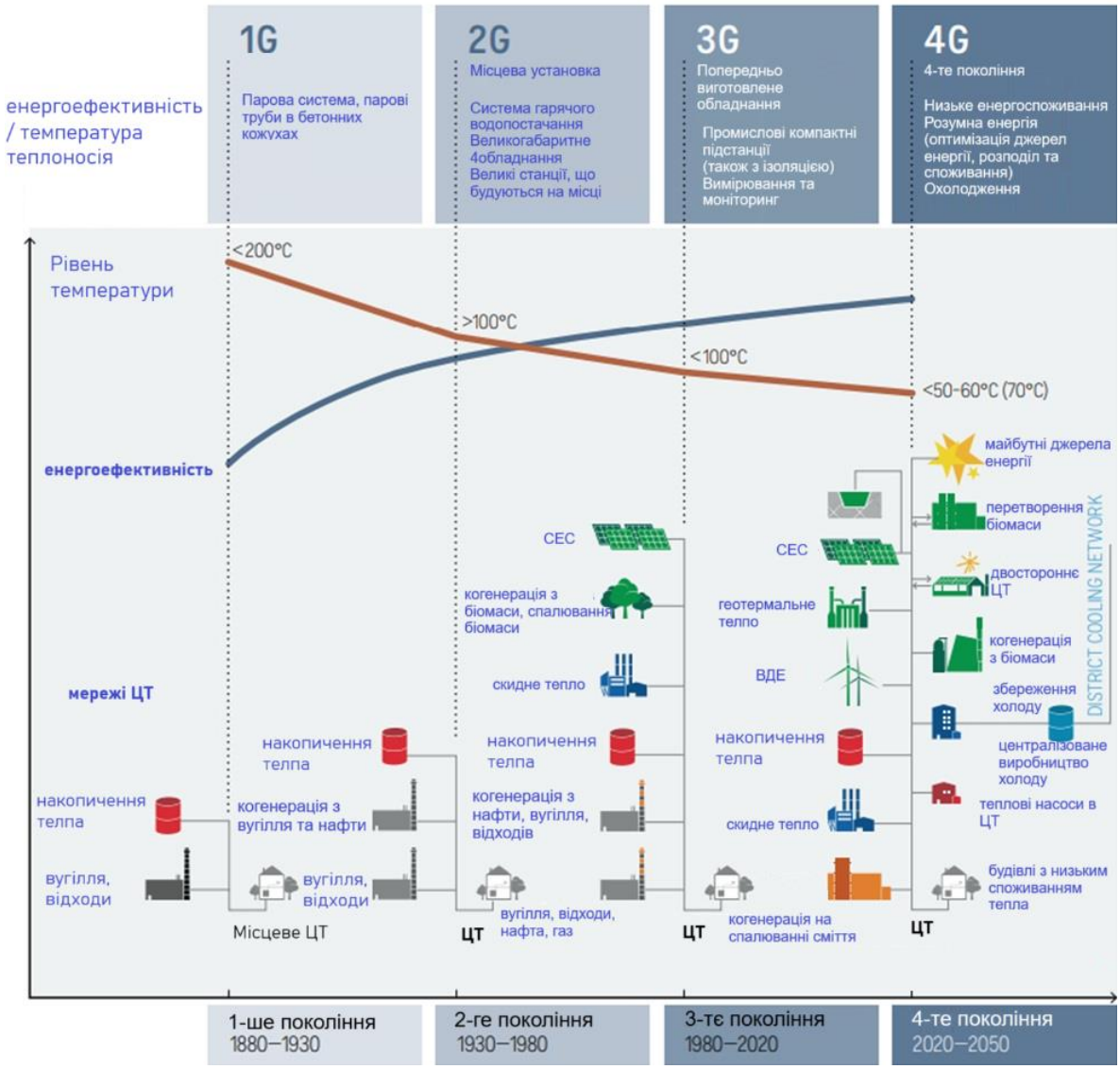


Рис.18 Еволюція централізованого опалення

Джерело: [3]

Системи четвертого покоління працюють при нижчих температурах, що призводить до зменшення втрат тепла порівняно з попередніми поколіннями, і вони дозволяють підключатись до районів з низькою щільністю енергії (наприклад, райони з великою кількістю будівель з низьким енергоспоживанням). Система може використовувати різні джерела тепла, в тому числі низькосортне відпрацьоване тепло, а також може дозволити споживачам постачати тепло, виготовлене власними силами, знижуючи рівень монополізації. Завдяки накопиченню тепла, інтелектуальним системам і гнучкому постачанню ці системи є вигідним рішенням для створення гнучкості, необхідної для інтеграції відновлюваної енергії. Системи четвертого покоління розташовані ближче до центрів споживання, ніж традиційні центральні електростанції, а розподільчий характер і масштаб цих систем дозволяє створити більш вузлову і схожу на павутину структуру, що підвищує доступність до мережі.

Деякі з технологій, що використовуються в централізованому теплопостачанні, описані в таблиці 1. Довідковий звіт Європейської Комісії «Потенціал, бар'єри, найкращі практики та заходи сприяння розвитку централізованого теплопостачання та охолодження в ЄС-27» (EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion) надає чудову інформацію про технології та умови регулювання [3].

У 2022 - 2024 роках виробництво централізованого теплопостачання задовольняло близько 9% глобальної кінцевої потреби в опаленні будівель та промисловості. Як демонструють найбільш ефективні мережі, централізоване теплопостачання пропонує великий потенціал для ефективної, економічно вигідної та гнучкої широкомасштабної інтеграції джерел енергії з низьким рівнем викидів у теплоенергетичному балансі. Однак потенціал декарбонізації централізованого теплопостачання залишається значною мірою невикористаним, оскільки викопні види палива все ще домінують у світовому теплопостачанні (близько 90% загального виробництва тепла), особливо на найбільших ринках, зокрема в Китаї [4].

Відповідність до сценарію «Нульові викиди до 2050 року» (NZE - net human-caused emissions of carbon dioxide (CO2)) вимагає значно більших зусиль для швидкого підвищення енергоефективності існуючих мереж і переведення їх на відновлювані джерела тепла (такі як біоенергія, сонячна енергія, великі теплові насоси і геотермальна енергія). Інші пріоритети включають інтеграцію вторинних джерел тепла (таких як відпрацьоване тепло від промислових установок та центрів обробки даних), інвестиції в теплоакумулюючі потужності та створення умов для об'єднання секторів, а також розвиток високоефективної інфраструктури в районах з високим попитом на тепло [4, 61, 62].

Таблиця 1 - Вибрані варіанти технологій централізованого теплопостачання та охолодження *

Назва технології	**Джерело палива і технологія перетворення / конверсії**	**Умови використання**	**Переваги**	**Приклади**
Геотермальна енергія	Джерело палива: Тепло від солоної води з підземного резервуару Перетворення:	Сприятливе для забезпечення базового попиту на теплову енергію. Розташування, глибина та близькість свердловин	Дешева експлуатація: Паливо фактично безкоштовне Відновлюване джерело енергії та екологічно чиста технологія з низьким рівнем викидів CO2.	Париж обслуговується 36 геотермальними мережами централізованого теплопостачання. Місто Ізмір (Туреччина) використовує геотермальну енергію для забезпечення теплом, яке на 35%

	Тепло-обмінники	підживлення на родовищі. Потенційна невизначеність доступних ресурсів до моменту буріння свердловин.	Висока стабільність роботи та тривалий термін служби. Забезпечує базове навантаження, відновлюване тепло.	дешевше, ніж споживання газу в житловому секторі.
Теплоелектростанція з переробки відходів на енергію для централізованого теплопостачання	Джерело палива: Тверді побутові відходи (ТПВ) та інші горючі відходи Перетворення: Спалювання	Може знадобитися розташування далеко від міста через потенційне місцеве забруднення повітря Деякі сміттєспалювальні заводи виробляють електроенергію, а також постачають тепло в мережу централізованого теплопостачання.	Використовує енергію, що міститься в горючих відходах, які не підлягають вторинній переробці. Відходи, що залишаються (шлак/зола), можуть бути використані в будівельних роботах і більше не генеруватимуть метан. Сміттєспалювальні заводи виробляють дуже дешеве тепло і часто ініціюють розвиток міської мережі централізованого теплопостачання.	У Копенгагені утилізація тепла відходів призводить до скорочення викидів CO2 на 655 тис. тон і заміщення 1,4 мільйона барелів нафти щорічно). Новий сміттєспалювальний завод, розташований неподалік від центру міста, має покращені стандарти викидів. Лодзь (Польща) планує побудувати сміттєспалювальний завод для підключення до мережі централізованого теплопостачання. Сміттєспалювальний завод поблизу Роттердама забезпечує теплом частину міста і, за прогнозами, скоротить викиди CO2 на 175 000 тон до 2035 року.
Котел централізованого опалення	Джерело палива: Джерела включають природний газ, нафтопродукти, електроенергію, біогаз, вугілля, деревні пелети та тріску.	Залежно від виду палива, його можна використовувати для пікових навантажень (наприклад, газ, вугілля, електроенергія) або як джерело базового навантаження (наприклад, деревна тріска, пелети).	Зменшує загальні витрати системи, забезпечуючи пікове навантаження (наприклад, газ, нафта, вугілля), що не покривається такими системами як ТЕЦ, сміттєспалювальними заводами або промисловими відходами. Для біомаси	Системи централізованого теплопостачання в традиційно використовують котли як резервний варіант, коли основні джерела тепла не можуть задовольнити піковий попит.

	Перетворення: Котел.		або біогазу котли можуть виробляти відновлювану енергію без викидів CO2, якщо біомаса є стійким джерелом.	
Рекуперація відпрацьованого тепла	Джерело палива: Відпрацьоване тепло промислового процесу або низько-калорійне тепло стічних вод. Перетворення: Тепло-обмінники.	Необхідно розглянути проблему встановлення ціни на скидне тепло. Відпрацьоване тепло також може не гарантувати надійного постачання і може потребувати резервних котелень.	Переробка енергії відходів підвищує енергоефективність міста в рамках циркулярної економіки. Для багатьох міст централізоване теплопостачання є єдиною технологією, яка дозволяє утилізувати низькоенергетичне відпрацьоване тепло.	Демонстраційний проект енергетичного комунального господарства у південно-східному районі Фалс-Крік у Ванкувері забезпечує централізоване теплопостачання для близько 7000 житлових будинків, причому 70 відсотків теплової енергії отримується з неочищених стічних вод. У Лондоні вивчають можливості утилізації відпрацьованого тепла з метрополітену та електричних підстанцій.
Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (тец)	Джерело палива: Джерела включають газ, біомасу, вугілля, біогаз тощо. Перетворення: Уловлювання тепла на другому або третьому етапі після парової турбіни (або газової турбіни).	Угоди про купівлю електроенергії можуть не відображати переваги місцевого виробництва. В ідеалі вона використовується для покриття базового навантаження і може працювати відповідно до попиту на тепло або цін на електроенергію. Найкраще використовувати у поєднанні з бойлерами та накопичувачами.	Рушійна сила централізованого теплопостачання, оскільки воно може виробляти високоенергетичну електроенергію на місцевому рівні в поєднанні з відпрацьованим теплом. Це значно підвищує ефективність використання первинної енергії в системах тепло- та електропостачання. ТЕЦ забезпечують централізоване виробництво тепла у великих обсягах, що може дозволити економічно ефективний	Теплоелектростанція Шоштань у Веленьє потужністю 779 МВт забезпечує теплом місто та електроенергією третину Словенії. Місто Векше є значним споживачем місцевої біомаси для ТЕЦ, що створює робочі місця та забезпечує чисте, відновлюване тепло. У Єревані вибір на користь будівництва газових ТЕЦ замість газових котелень дозволив мережі централізованого теплопостачання надавати тепло за ціною, нижчою ніж при індивідуальному опаленні.

			перехід на інші види палива у майбутньому.	
Теплові насоси	Джерело палива: Природне джерело тепла (наприклад, навколишнє повітря, вода або земля, або відпрацьоване тепло від промислового процесу. Перетворення: Тепловий насос.	Можуть використовуватися як для базового навантаження, так і для пікового, залежно від капітальних витрат відносно ціни на електроенергію. Теплові насоси можуть утилізувати тепло з підземних джерел (де стабільна температура досягається завдяки ізоляції від сезонних коливань температури, а не геотермальній активності), каналізаційних і стічних вод, і навіть з зворотної води в системах централізованого холодопостачання.	Може перетворювати електроенергію на тепло з високою ефективністю під час надлишкової генерації електроенергії. Коефіцієнт корисної дії - відношення корисної виробленої теплової енергії до спожитої електроенергії - може перевищувати чотири. Використовує енергію на низькому температурному рівні, оптимізуючи ресурс.	Аеропорт Осло використовує тепловий насос для покриття базових потреб в опаленні та охолодженні протягом року, використовуючи резервуар підземних вод. Мілан має три ТЕЦ; електроенергія з двох з них («Canavese» і «Famagosta») використовується для живлення теплових насосів, підключених до водоносного горизонту під містом. Тепловий насос «Катрі Вала» в Гельсінкі уловлює 165 000 ГВт-год тепла з міських стічних вод, що робить його найбільшою тепловою насосною станцією у світі. Брест (Франція) вивчає можливість підключення теплових насосів на морській воді, які використову-ватимуть сталу температуру океану взимку для забезпечення 5 МВт тепла для мережі централізованого теплопостачання.
Сонячна енергія	Джерело палива: Сонце Перетворення: Сонячні колектори	Наземні колектори можуть потребувати значних земельних ділянок. Необхідне резервне/пікове джерело навантаження.	Відновлюване джерело енергії без викидів CO_2. Централізоване теплопостачання дозволяє розробляти більші сонячні теплові системи, оскільки будівлям не потрібно	Сент-Пол розробив 2140 м² сонячних колекторів з піковою тепловою потужністю 1,2 МВт/год для включення в мережу централізованого теплопостачання. Новаторська сонячна

			зберігати тепло або споживати все вироблене тепло.	енергія на рівні будівель у Мальме подається в мережу централізованого теплопостачання, створюючи концепцію «проз'юмерів» - споживачів тепла, які також можуть постачати тепло в систему.

*Джерело: (Andrews et al., 2012) [3]

2.1 Порівняльний аналіз систем централізованого теплопостачання

Як уже було відмічено вище, Європа домінувала на глобальному ринку, маючи до 70% частки ринку у 2023 році, і очікується, що протягом прогнозованого періоду вона зростатиме найшвидшими темпами – до 5,6% на рік [7]. Ринок централізованого теплопостачання в Північній Америці переживає значне зростання, проте бає низькі базові обсяги. Тенденції урбанізації в Північній Америці сприяють розширенню мереж централізованого теплопостачання. Зі зростанням та ущільненням міст зростає попит на енергоефективні рішення для опалення. Централізоване теплопостачання пропонує масштабований та економічно ефективний підхід до задоволення цього попиту, особливо в міських районах, де простір для індивідуальних систем опалення обмежений.

Прагнення Європи до енергетичної безпеки та стійкості стимулює інвестиції в централізоване теплопостачання. Диверсифікуючи джерела енергії та інтегруючи відновлювані джерела, мережі централізованого теплопостачання підвищують енергетичну незалежність та зменшують залежність від імпортованого викопного палива. Цей стратегічний підхід відповідає цілям енергетичного переходу Європи та сприяє реалізації порядку денного сталого розвитку континенту.

Швидка урбанізація та модернізація, що відбуваються в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні, сприяють зростанню ринку централізованого

теплопостачання в регіоні. Такі країни, як Китай, Південна Корея та Японія, розширюють свої інфраструктури централізованого теплопостачання, щоб задовольнити зростаючий попит на тепло в міських районах, де спостерігається зростання населення та економічний розвиток. Системи централізованого теплопостачання в Азійсько-Тихоокеанському регіоні часто використовують суміш традиційних видів палива і все частіше включають відновлювані джерела енергії, такі як сонячна енергія та біомаса.

Таблиця 2 – основні характеристики систем ЦТП окремих країн світу*

Країна	Частка ЦО в кінцевому споживанні, %	Частка когенерації в загальному виробництві ЦО, %	Частка та тип домінуючого джерела в ЦО	Протяжність мереж ЦО на 1000 мешканців, км	Географічна орієнтація тепломереж[1]	Структура власності[2]	Ринкова концентрація[3]	Ціни[4]
Австрія	39	60	47% біопаливо	0,62	Розпов.	Зміш.	Зміш.	Ринк.
Бельгія	0,5	н. д.	н. д.	н. д.	Розпов.	Приват.	Зміш.	Ринк.
Болгарія	26	69	65% газ	0,44	Розпов.	Приват.	н.д.	Регул.
Чехія	27	68	68% вугілля	0,71	Розпов.	Зміш.	Великі постачальники	Ринк.
Німеччина	21	71	39% газ	0,34	Розпов.	ДПП	Зміш.	Ринк.
Данія	84	66	57% біопаливо	5,3	Розпов.	Зміш.	Великі постачальники	Регул.
Естонія	65	49	46% біопаливо	1,09	Розпов.	Приват.	Великі постачальники	Регул.
Іспанія	0,3	н. д.	н. д.	0,02	Розпов.	Зміш.	Великі постачальники	Ринк.
Фінляндія	64	67	36% біопаливо	2,74	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Ринк.
Франція	7	35	48% біопаливо	0,1	Розпов.	Зміш.	Великі постачальники	Ринк.
Греція	0	н. д.	н. д.	н. д.	Обмеж.	Приват.	Великі постачальники	Ринк.
Хорватія	11	77	86% газ	0,11	Обмеж.	Приват.	Великі постачальники	Регул.
Угорщина	15	39	55% газ	0,26	Розпов.	Публ.	Зміш.	Регул.
Ірландія	0	н. д.	н. д.	н. д.	Обмеж.	Публ.	Великі постачальники	Ринк.
Італія	3	66	70% газ	0,07	Розпов.	Зміш.	Великі постачальники	Ринк.
Литва	59	39	61% біопаливо	0,99	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Ринк.
Латвія	61	71	53% газ	0,89	Розпов.	Публ.	Зміш.	Регул.
Нідерланди	7	63	68% газ	0,23	Розпов.	Зміш.	Зміш.	Регул.
Польща	37	67	73% вугілля	0,56	Розпов.	Зміш.	Зміш.	Регул.
Португалія	0,2	н. д.	н. д.	0,02	Обмеж.	ДПП	Великі постачальники	Ринк.
Румунія	19	92	80% газ	0,37	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Регул.
Словаччина	59	39	55% газ	0,26	Розпов.	Зміш.	Зміш.	Регул.
Сьєрра-Леоне	21	79	49% вугілля	0,43	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Регул.
Швеція	71	47	39% біопаливо	2,3	Розпов.	Публ.	Зміш.	Ринк.
Норвегія	13	50	49% відходи	0,36	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Регул.
Україна	52	34	75% газ	0,33	Розпов.	Публ.	Великі постачальники	Регул.

*Джерело: [11]

Український дослідник М. Кизим здійснив масштабне дослідження основних характеристик систем ЦТП в різних країнах та регіонах світу [11]. Результати досліджень наведені нами в таблиці і підтверджують зроблені вище висновки. Ці відмінності в частці ЦТП, ринковій ситуації та бар'єрах входу на ринок в окремих країнах мають великий вплив на майбутні вимоги до систем і технологій ЦТ. Тому важливо враховувати поточну та очікувану ситуацію при розробці нових концепцій та технологій. Одними з ключових учасників світового

ринку централізованого теплопостачання є Danfoss Group, Ramboll, Dall Energy та інші. Компанії прагнуть розробляти інноваційні та інтегровані рішення, які зменшують викиди, підвищують продуктивність машин, уможливлюють електрифікацію та зменшують споживання енергії, нерідко шляхом поглинань та внутрішньогазової кооперації. Ці рішення використовуються в таких галузях, як охолодження, опалення, кондиціонування повітря, перетворення енергії, керування двигунами, промислове обладнання, морське, автомобільне, а також позашляхове та дорожнє обладнання.

Основні компанії, що зацікавлені в розвитку галузі централізованого теплопостачання, які разом займають найбільшу частку ринку та диктують тенденції галузі: Danfoss Group, Ramboll, Dall Energy, Veolia, Helen, Alfa Level, GE, Statkraft, Uniper, ENGIE, FVB Energy Inc., Vattenfall, Fortum, ENGIE, Statkraft та ін. Як вже було відмічено, ріст ринку з 2024 до 2030 року становитиме 5,2% (з 197,5 млрд дол. США в 2024 до 267,5 млрд дол. США в 2030 році) [7].Рівень проникнення систем ЦТ на ринок сильно варіюється між країнами-членами Європейського Союзу. У Данії та Естонії понад 60% громадян були забезпечені ЦТ у 2015 році, тоді як у Швейцарії та Нідерландах цей показник становив менше 5% [7]. Аналогічні відмінності спостерігаються і з потужностями для постійного струму. Джерела виробництва ЦТ також дуже відрізняються і впливають на викиди забруднюючих речовин від систем ЦТП.

Можна стверджувати, що саме країни ЄС та європейські країни бувшого соціалістичного блоку є глобальними лідерами у впровадженні централізованих систем теплопостачання, тому вважаємо за коректне зосередитися на дослідженні їх досвіду в першу чергу.

Наведена нижче карта дає уявлення про частку ЦТП в Європі. Для різних категорій було використано кілька наборів даних за період з 2015 по 2020 рік.

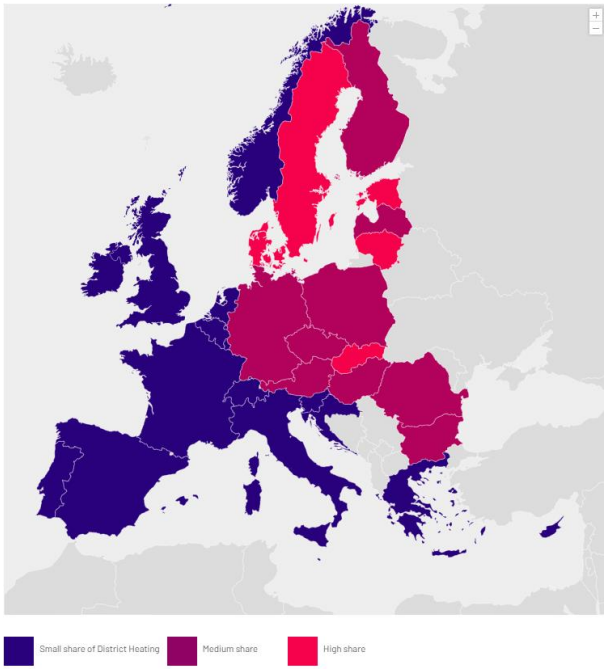
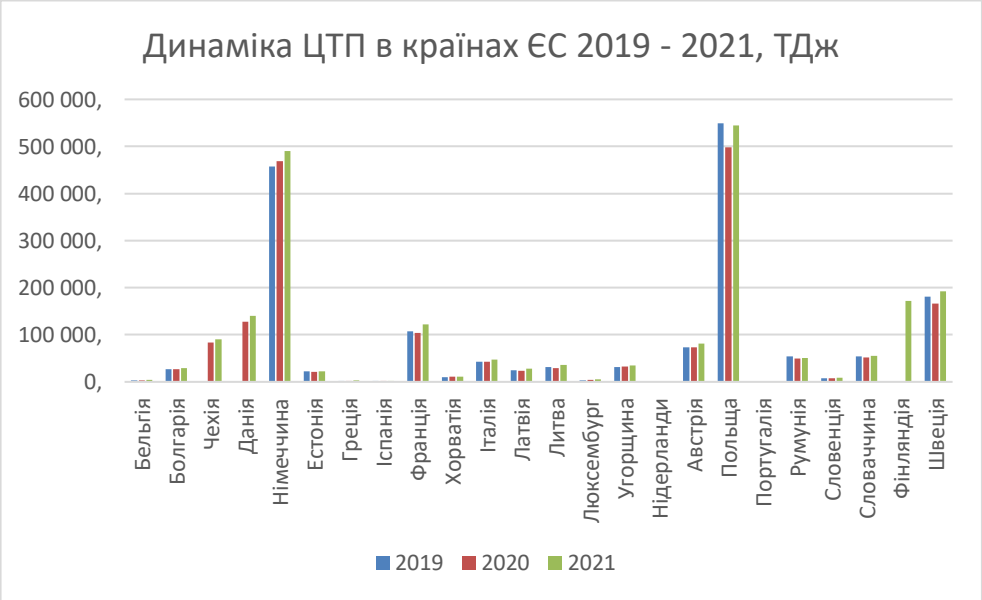


Рис. Частка централізованого теплопостачання та охолодження в Європі

Джерело: [12]

Згідно даних Євростат, динаміка ЦТП в країнах Європи виглядала наступним чином:



-

Рис. Потужності ЦТП в країнах ЄС в 2019 – 2021 р.р.

Джерело: власні розрахунки авторів на основі [10]

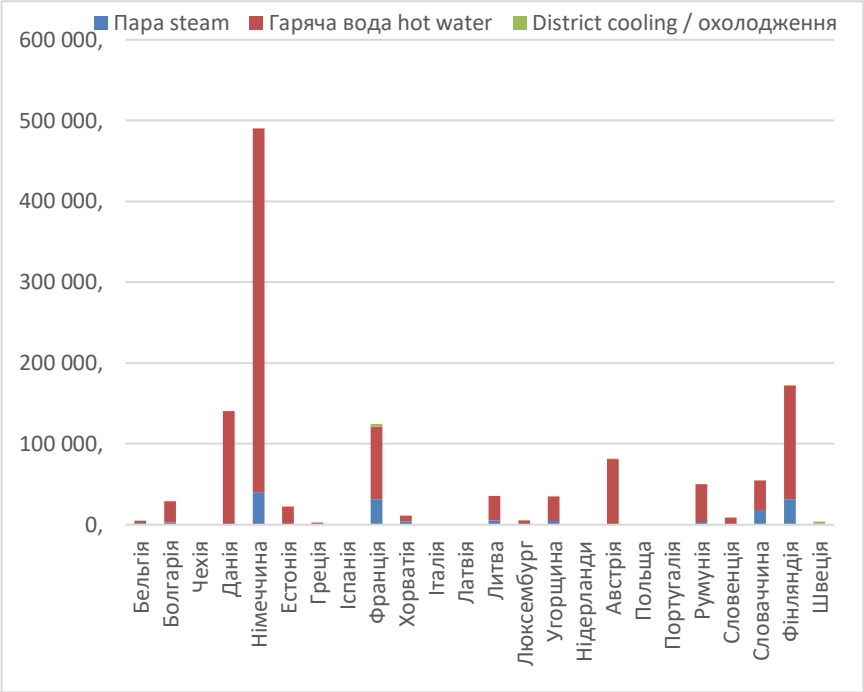


Рис. Потужності ЦТП в країнах ЄС в 2019 – 2021 р.р. за типом мережі

Джерело: власні розрахунки авторів на основі [10]

Бачимо, що переважаючим типом теплопостачання є постачання теплої води. На жаль, в базі даних Eurostat дані по Польщі відсутні, і проте і тут саме гаряча вода є основним теплоносієм. Когенерація як прогресивна форма організації виробництва тепла по-різному поширена в різних країнах ЄС, хоча лідерами і тут є Німеччина та Польща:

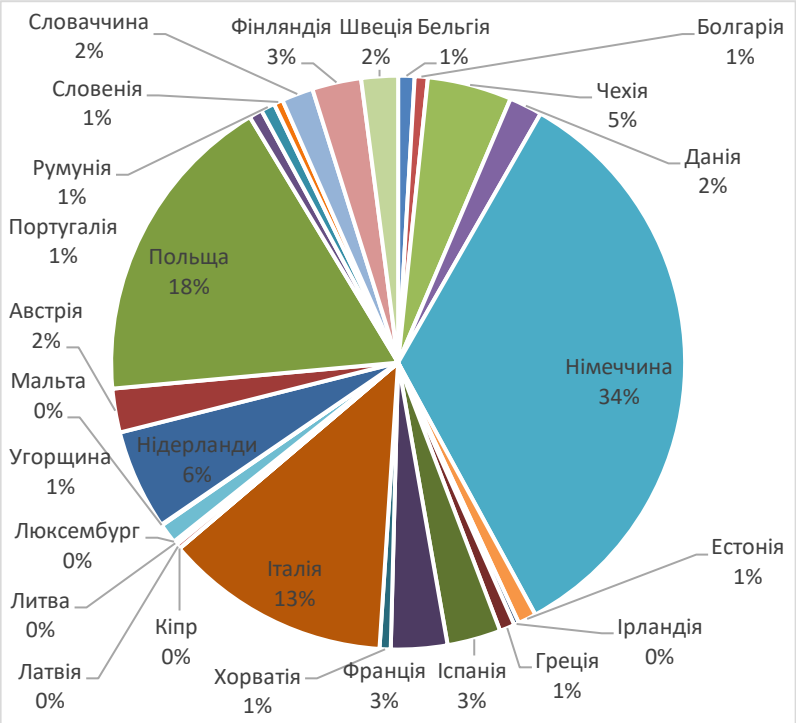


Рис. Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії в 2022 році, ГВт-год

Джерело: власні розрахунки авторів на основі [10]

Відмітимо, що протягом 2017 – 2022 років загальний обсяг когенерації мав тенденцію до зменшення, що може пояснюватися кліматичними причинами.

Рис. Сумарний обсяг когенерації в 27 країнах ЄС в 2017 – 2022 р.р., Гват-год

Джерело: власні розрахунки авторів на основі [10]

На жаль, дані наведені Eurostat, є неповними, за окремими параметрами інформація або відсутня або охоплює не всі країни. Відмітимо також, що галузь ЦТП є надзвичайно різноманітною, залежить від безлічі чинників, тому вважаємо за необхідне зосередитися на аналізі особливостей побудови та регулювання централізованого теплопостачання в країнах, що, як видно на основі наведеної вище інформації, є однозначними лідерами галузі, в абсолютних показниках встановлених потужностей, та у відносних показниках охоплення населення та території послугами ЦТП.

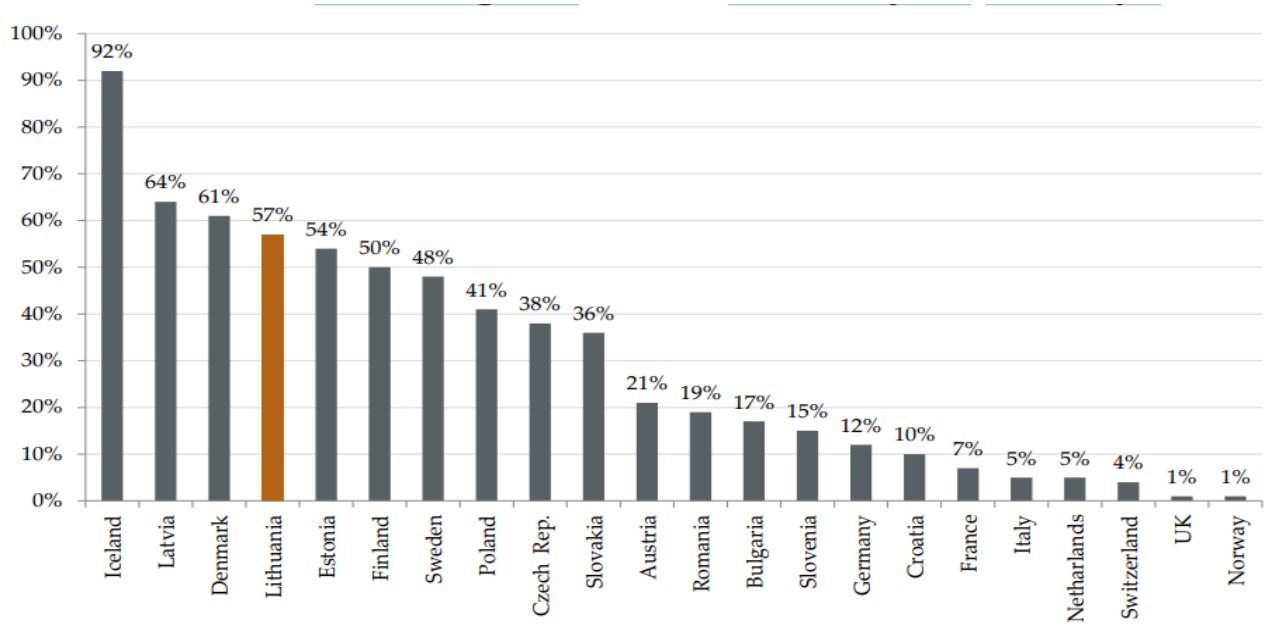


Рис. Відсоток населення, що обслуговується ЦТП в Європі, 2021 рік

Джерело: [13]

Таким чином, в абсолютних показниках лідерами є Німеччина, Польща та Швеція та частково Франція, а у відносних показниках охоплення населення доступом до послуг ЦТП – Ірландія, Латвія, Данія, Литва, Естонія, Фінляндія, Чехія та Словаччина і також Швеція та Польща, які є також лідерами за абсолютними обсягами.

Проте ринок ЦТП чекають масштабні зміни, які можуть змінити структуру галузі, змістити центри тяжіння та сформувати нову парадигму розвитку сектору. В першу чергу це пов’язано з впровадженням ідеології «зеленого переходу», яка повністю змінить в першу чергу структуру джерел енергії, і

побічно набір використовуваних технологій. Терміни реформування галузі ЦТП з огляду на вказані фактори в країнах ЄС представлено в таблиці.

Таблиця: Плани реформування структури джерел енергії в ЦТП згідно директив ЄС

Дата	Частка ВДЕ або утилізації відходів надлишкового тепла від промислових та інших процесів	Рівень виконання за умови використання когенерації	Рівень виконання (за умови досягення змішаних критеріїв: Когенерація + Утилізація тепла + ВДЕ)
2027	50%	75% (низькоефективна)	50% (без високоефективної когенерації)
2034	50%	80% (високоефективна)	50% (принаймні 5% ВДЕ)
2039	50%	-	80% (принаймні 35% ВДЕ або утилізації тепла)
2044	75%	-	95% (принаймні 35% ВДЕ або утилізації тепла)
2049	75%	-	-
2050	100%	-	-

Джерело: LPEC - Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej S.A.

Різні країни по різному підготовлені до настільки масштабних та стрімких змін, тому проаналізуємо їх, тим більше що цей досвід може бути важливим для формування бачення реформування сектору ЦТП в Україні.

Нами було конвертовано дані про тарифи на постачання тепла в різних країнах у вигляді інтервалу від найнижчих до найвищих. Результати було уніфіковано у вигляді тарифу в дол. США за 1 Гкал, що є типовою одиницею вимірювання в

Україні. Відмітимо, що дані про тарифи є орієнтовними, оскільки в більшості країн вони суттєво коливаються, а централізовану інформацію знайти проблематично. Аналітична таблиця була сформована на основі вибіркової інформації, отриманої з різних публікацій.

Таблиця: Порівняння цін на теплопостачання в різних країнах

Показник	**Польща**	**Німеччина**	**Швеція**	**Японія**	**США**	**Канада**	**Україна**	**Ісландія**	**Литва**
Ціни	74 - 105 PLN/гДж	65 - 118 євро/МВт-год	650 - 800 SEK/MWt/h	6700 - 8100 JPY за Гкал	8-18 USD за тисячу кубічних футів (MMBTU	8-18 CAD за гігаджоуль	1500 - 3300 UAH/Gcal	1,5 - 3 центи за кВт-год	7 євроценті в за 1 Квт-год
Ціна за 1 Гкал, дол ВІД	77,40	80,68	72,38	42,21	31,75	24,43	37,50	16,6	66,4
Ціна за 1 Гкал, дол ДО	109,83	146,46	89,09	51,03	71,43	54,98	82,50	33,2	88,6

Джерело: власні розрахунки автора на основі: [17], [23], [31], [34], [35], [36], [40], [42], [44], [49], [60], [68], [69]

Як бачимо, рівень цін в Україні у порівнянні з іншими європейськими країнами є меншим, проте співставним або й дещо меншим від, наприклад Японії, США та Канади. Проте галузь ЦТП в цих країнах поки що в зародковому стані, підприємства, що постачають тепло, в основному обмежуються локальними споживачами та обслуговують невелику територію, або окремо взяту організацію / навчальний заклад / житловий масив. Якщо представити вказану інформацію в формі діаграми, ми бачимо, що роззосередженість тарифів досить висока, ціни значно відрізняються залежно від регіону та типу джерела енергії, що використовується. Проте візуалізація дає змогу зробити попередні висновок про те, що тарифи на тепло в Україні є значно нижчими від середньоєвропейського рівня. Якщо взяти до уваги те, що населення на даний

час отримує тепло за заниженим тарифом, який є нижчим від вказаного в аналізі рівня, а також те, що українські тепловики стикаються з проблемою неплатежів, то можна стверджувати, що рівень фінансових надходжень українських теплопостачальних підприємств є нижчим від їх європейських колег.

2.3 Особливості централізованого теплопостачання України та можливості застосування елементів міжнародного досвіду

Цінні дані стосовно галузі ЦТП України можна знайти в результатах моніторингу ринку теплової енергії, який з 2023 року проводиться та публікується Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП). Порядок моніторингу ринку теплової енергії (далі – Порядок), затверджений постановою НКРЕКП від 04.10.2023 № 1825. Порядок визначає процедуру та порядок здійснення НКРЕКП моніторингу ринку теплової енергії, стану та тенденцій розвитку господарської діяльності з виробництва теплової енергії, транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами, постачання теплової енергії (далі – сфера теплопостачання) суб'єктами природних монополій та суб'єктами господарювання на суміжних ринках (далі – суб'єкти господарювання), які провадять господарську діяльність у сфері теплопостачання відповідно до Ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сфері теплопостачання, затверджених постановою НКРЕКП від 22.03.2017 № 308, тарифів на теплову енергію, тарифів на послугу з постачання теплової енергії та послугу з постачання гарячої води, що встановлюються суб'єктам господарювання уповноваженими органами, обробки, узагальнення і оприлюднення результатів моніторингу та перелік інформації з обмеженим доступом.

Моніторинг організовується та здійснюється відповідно до встановлених предметів та індикаторів/показників, визначених в додатку 1 до Порядку,

результати моніторингу оприлюднюються на офіційному вебсайті НКРЕКП. Ці результати знаходяться в публічному доступі, проте поки що інформація лише поквартальна і не охоплює період року, тому висновки можна робити лише узагальнені.

Таким чином, станом на лютий 2024 року: Теплова енергія виробляється на 3307 котельнях, 211 джерелах, що використовують альтернативні джерела енергії, на 72 джерелах з комбінованим виробництвом енергії теплової та електричної. Протяжність теплових мереж по цим підприємствам 14 095 км в двотрубному вимірі., з яких лише 2 284 км це ізольовані труби (16%). У 2023 році обсяг виробництва теплової енергії склав 35,9 млн Гкал., транспортування теплової енергії – 29,8 млн Гкал, а постачання споживачам – 28,6 млн Гкал. Середній рівень втрат теплової енергії становив близько 20,2% (у 2022 році 19,1%) [54].

Дві третини наданих послуг складає постачання тепла, а близько третини – гарячої води [54]. Порівняння рівня тарифів показує значні відмінності між групами споживачів – тарифи для населення є нижчими. Це відбувається внаслідок нижчої (субсидованої) ціни на газ. Проте і за такої цін існує проблема неплатежів, неповернення різниці між економічно обґрунтованими та замороженими тарифами, тому фактично постачання тепла населенню для багатьох ТП підприємств не є вигідним.

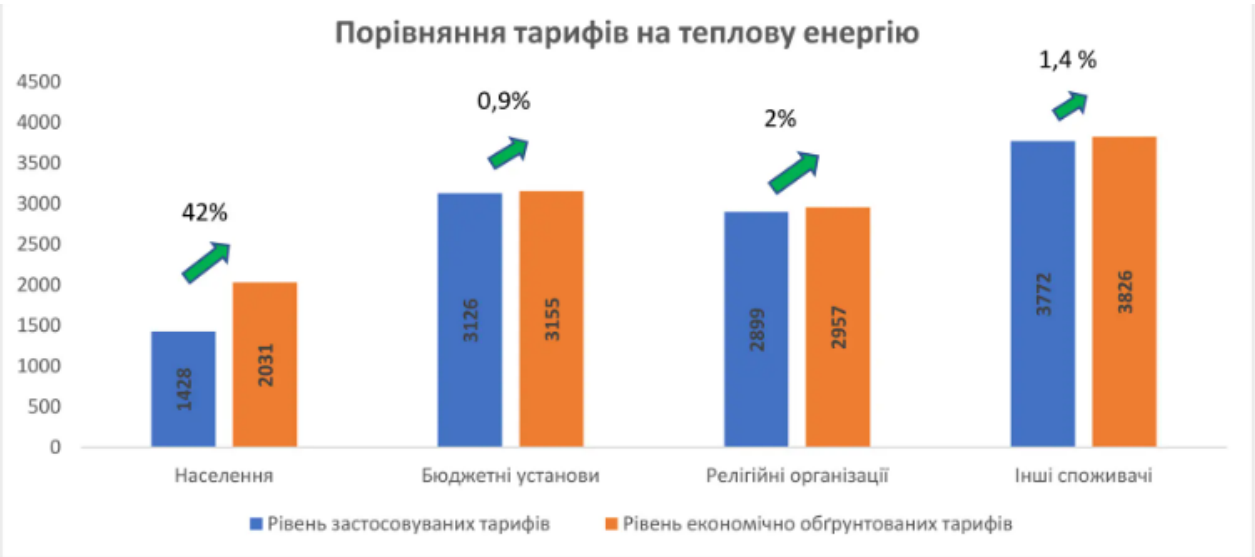


Рис. Порівняння середньо українських тарифів на теплову енергію в 2024
Джерело: [54]

Як видно з рисунка, ця різниця досить значна і складає на сьогодні 42%. Невідшкодування цих коштів є теоретично економічним нокаутом для багатьох ТП підприємств і призводить до накопичення боргів перед постачальниками.

Абсолютним лідером в джерелах енергії є природний газ. В середньому 91% теплової енергії виготовлено з природного газу, причому на котельнях цей показник наближається до 100%. На ТЕЦ та котельнях з КГУ цей показник дещо нижчий, є альтернативні джерела, проте їх частка лише 16%, а частка ВДЕ – 0,7%, що надзвичайно мало. Ціна на газ є невисокою, оскільки регулюється державою, і при втраті цієї можливості або приєднанні до зобов'язань «зеленого переходу» фінансові надходження (чи через підняття цін, чи через пряме фінансове субсидування) або мають зрости в рази або галузь почне деградувати.

Особливо тривожною тенденцією є те, що платоспроможні споживачі складають невелику частку споживачів українського ЦТП, переходячи на автономні джерела опалення. Бюджетні установи, кошти на опалення яких фактично виділяє держава, становлять 14%, і лише до 6% - інші споживачі.

Питома норма витрат умовного палива на котельнях в Україні становить від 160 до 185 кг/Гкал [54].

В загальній структурі вартості теплової енергії в середньому по Україні енергетична складова (вартість газу та електроенергії) займає 80% [54]. Лише 4% ідуть на ремонти та амортизацію, а 5% - це решта витрат. На нашу думку, це структура витрат класичної «бюджетної установи», в якій не передбачені можливості розвитку, науково-дослідних робіт, інвестицій.

Регулятивні рамки теплопостачання в Україні визначаються такими державними нормативними актами та законами:

Закони України «Про теплопостачання», «Про житлово-комунальні послуги», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про державне регулювання у сфері

комунальних послуг», «Про енергетичну ефективність», «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання», «Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та тепло генеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання та водовідведення», «Про природні монополії», «Про ринок природного газу», «Про особливості передачі в оренду об'єктів у сферах теплопостачання, водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності» та інші.

Державний контроль:

ПОСТАНОВА КМУ від 1 жовтня 2014 р. № 552 «Деякі питання виконання інвестиційних програм у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення»; Наказ міністерства палива та енергетики України від 14.02.2007 №71 «Про затвердження Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж»; ПОСТАНОВА КМУ від 27 грудня 2018 р. № 1145 «Про затвердження Порядку проведення перевірки відповідності якості надання деяких комунальних послуг та послуг з управління багатоквартирним будинком параметрам, передбаченим договором про надання відповідних послуг».

Така кількість актів свідчить про те, що сфера ЦТП є надзвичайно зарегульованою, підприємства значно обмежені в прийнятті рішень, а основне – у самостійному встановленні тарифів. Регулюючі акти стосовно інвестиційної політики, взаємодії зі споживачами, тарифної політики та розвитку підприємств ЦТП показано на рисунках:

ІНВЕСТИЦІЙНА ПОЛІТИКА

1 **Постанова КМУ** від 9 жовтня 2013 р. №750 «Про затвердження порядків зарахування коштів на поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків за інвестиційними програмами, використання зазначених коштів і здійснення контролю за їх витрачанням у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення»

15 **Постанова КМУ** від 11 квітня 2011 р. №384 «Деякі питання організації здійснення державно-приватного партнерства»

12 **Постанова КМУ** від 21 жовтня 2015 р. №845 «Про затвердження Примірного енергосервісного договору»

1 3 **Постанова НКРЕКП** від 31 серпня 2017 року №1059 «Про затвердження Порядку розроблення, погодження, затвердження та виконання інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання»

5 **Розпорядження КМУ** від 28 листопада 2023 р. №1093-р «Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств – виробників теплової енергії, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2023 року»

18 19 **Наказ Мінрегіону** від 19.10.2020 р. №250 «Про затвердження Порядку погодження Мінрегіоном умов конкурсу на право отримання в оренду об'єктів у сферах теплопостачання, водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності»

1 **Наказ Мінрегіону** від 19.08.2020 №191 «Про затвердження порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, ліцензування діяльності яких здійснюють Рада міністрів Автономної Республіки Крим, обласні, Київська та Севастопольська міські державні адміністрації»

5 **Постанова КМУ** «Про затвердження Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств – виробників теплової енергії, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року.

ВЗАЄМОДІЯ ІЗ СПОЖИВАЧАМИ

6 **Постанова КМУ** від 26 липня 2018 р. №603 «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу стану оснащеності вузлами комерційного обліку та обміну інформацією між Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження та Державною службою з питань безпечності харчових продуктів та захисту споживачів щодо порушення вимог законодавства в частині відповідності засобів вимірювальної техніки вузлів комерційного обліку технічним регламентам, строків їх встановлення або заміни»

6 **Постанова КМУ** від 6 червня 2018 р. №444 «Про затвердження Порядку інформування оператором зовнішніх інженерних мереж власників (співвласників) будівлі про намір встановлення вузла комерційного обліку»

6 **Постанова КМУ** від 10 жовтня 2018 р. №829 «Про затвердження Порядку визначення технічної можливості встановлення вузлів розподільного обліку теплової енергії та економічної доцільності встановлення приладів-розподілювачів теплової енергії»

1 **Постанова КМУ** від 03.10.2007 №1198 «Про затвердження Правил користування тепловою енергією»

2 **Постанова КМУ** від 21.08.2019 р. № 830 «Про затвердження Правил надання послуги з постачання теплової енергії і типових договорів про надання послуги з постачання теплової енергії»

2 **Постанова КМУ** від 11 грудня 2019 р. № 1182 «Про затвердження Правил надання послуги з постачання гарячої води та типових договорів про надання послуги з постачання гарячої води»

2 **Постанова КМУ** від 06 лютого 2024 р. № 127 «Деякі питання здійс https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/127-2024-п#Text уг за період їх ненадання, надання не в повному обсязі або невідповідної якості»

6 **Наказ Мінрегіону** від 09.08.2018 р. №206 «Про затвердження Порядку оснащення будівель вузлами комерційного обліку та обладнанням інженерних систем для забезпечення такого обліку»

6 **Наказ Мінрегіону** від 12.10.2018 р. №270 «Про затвердження Порядку прийняття приладу обліку на абонентський облік

6 **Наказ Мінрегіону** від 09.08.2018 р. №205 «Про затвердження Порядку оснащення окремих приміщень у будівлях вузлами розподільного обліку/приладами-розподілювачами теплової енергії та обладнанням інженерних систем для забезпечення такого обліку»

2 6 **Наказ Мінрегіону** від 22.11.2018 р. №315 «Про затвердження Методики розподілу між споживачами обсягів спожитих у будівлі комунальних послуг»

Рис. Нормативні акти стосовно інвестиційної політики та взаємодії зі споживачами

Джерело: [55]

ТАРИФНА ПОЛІТИКА

9 17 **Постанова КМУ** від 15 вересня 2021 р. №977 «Про затвердження Методики визначення заборгованості в різниці в тарифах»

16 **Постанова КМУ** від 19 липня 2022 р. №812 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу щодо особливостей постачання природного газу виробникам теплової енергії та бюджетним установам»

1 2 11 **Постанова КМУ** від 01.06.2011 р. №869 «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на комунальні послуги»

9 17 **Постанова КМУ** від 1 вересня 2021 р. №932 «Про затвердження Типового положення про територіальну комісію з питань узгодження заборгованості з різниці в тарифах»

1 3 11 **Постанова НКРЕКП** від 31.03.2016 р. №528 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання»

1 3 4 11 **Постанова НКРЕКП** від 25.06.2019 №1174 «Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання»

2 **Наказ Мінрегіону** від 05.06.2018 р. №130 «Про затвердження Порядку інформування споживачів про намір зміни цін/тарифів на комунальні послуги з обґрунтуванням такої необхідності»

1 **Стаття 20.** Загальні засади формування тарифів та теплову енергію (пряма норма)

1 2 **Наказ Мінрегіону** від 12.09.2018 р. №239 «Про затвердження Порядку розгляду органами місцевого самоврядування розрахунків тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, а також розрахунків тарифів на комунальні послуги, поданих для їх встановлення»

Рис. Нормативні акти стосовно формування тарифної політики

Джерело: [55]

ПЛАНУВАННЯ ТА РОЗВИТОК

1 5 ★ **Постанова КМУ** від 2 квітня 2009 р. №401 «Про затвердження Порядку розроблення регіональних програм модернізації систем теплопостачання»

1 ★ **Розпорядження КМУ** від 18 серпня 2017 р. №569-р «Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання»

3 4 7 8 **Постанова НКРЕКП** від 04.10.2023 р. №1823 «Про затвердження Порядку приєднання до теплових мереж»

3 4 7 **Постанова НКРЕКП** від 05.12.2023 № 2286 "Про затвердження Методики встановлення плати за приєднання до теплових мереж"

1 **Постанова НКРЕКП** від 29.10.2009 р. №1232 «Про затвердження Правил надання і погодження технічних умов на підключення до теплових мереж»

1 5 ★ **Наказ Мінрегіону** від 02.10.2020 р. №235 «Про затвердження Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України»

2 **Наказ Мінрегіону** від 26.07.2019 р. №169 «Про затвердження Порядку відключення споживачів від мереж (систем) централізованого опалення (теплопостачання) та постачання гарячої води»

1 **Наказ Міністерства регіонального розвитку та будівництва** від 09.12.2008 р. №568 «Про затвердження державних будівельних норм» (ДБН В.2.5-39-2008 «Теплові мережі»)

1 **Наказ Мінрегіону** від 25.01.2013 №24 «Про затвердження ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування»

Рис. Нормативні акти щодо перспективного планування та розвитку сектору ЦТП

Джерело: [55]

Загалом схема затвердження тарифів на теплову енергію виглядає наступним чином:

В Україні можуть використовуватися як одно ставкові тарифи, так і двох ставкові тарифи, хоча з нашого досвіду більшість підприємств традиційно притримуються одно ставкової методики, яка є менш вигідною для підприємства, оскільки не враховує чинник впливу температурного режиму на обсяги теплопостачання, що призводить до викривлень фактичної собівартості від планової.

Рис. Формування одно- та двоставкового тарифу на тепло

Джерело: ПОКВПТГ «ПОЛТАВАТЕПЛОЕНЕРГО» [56]

Тарифи на постачання теплової енергії встановлюються рішенням відповідної міської ради на основі поданих підприємствами і попередньо затверджених

НКРЕКП калькуляцій економічно обґрунтованих їх рівнів відповідно Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з постачання теплової енергії і постачання гарячої води, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 №869.

Також відмітимо, що економічно обґрунтовані тарифи на теплову енергію для потреб населення не підлягають застосуванню протягом дії воєнного стану і 6 місяців після його закінчення згідно ЗУ «Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сфері теплопостачання під час дії воєнного стану та подальшого відновлення їх функціонування» від 29 липня 2022 року № 2479-IX [57]. Внаслідок цього для населення встановлюються до застосування тарифи станом на 24.02.2022 року.

Оскільки ціна на газ, який використовується для виробництва теплової енергії для населення, бюджетних організацій, релігійних організацій та підприємств є різною, то і тарифи на саму теплову енергію будуть відрізнятися.

З них 20,8 тис. км (діаметром від 50 до 800 мм) – це комунальні мережі. Стан більшості станом на 2020 рік був незадовільним: понад 28% тепломереж використовувалися понад 25 років, 43% – понад 10 років. І лише 29% мали термін експлуатації менше 10 років. Втрати тепла в теплових мережах становлять від 7 до 32% із середньозваженим відсотком втрат у системах теплозабезпечення близько 20% [54]. Кількість домогосподарств у містах, підключених до центрального теплопостачання, знизилася з понад 80% (від часу набуття Україною незалежності) до приблизно 50% станом на 2024 рік [15].

Дані Держстату свідчать про те, що частка когенерації в Україні, принаймні теоретично, є значною і доходить до 50% [54], за іншими даними – до 40% [11].

2.4 Висновки щодо адаптації міжнародного досвіду до українських реалій.

Як бачимо, в світі існують різні підходи до регулювання ЦТП, різні рівні його застосування і проникнення, а також різний рівень тарифів. Значні бар’єри входу в галузь дозволяють говорити про природну монополію. Щоб природна

монополія ефективно функціонувала, потрібно або дуже чітко її контролювати, або бути готовим до того, що вона завищуватиме ціни.

Оскільки завищення цін в Україні блокується двома факторами – по перше популістськими рішеннями уряду, а по друге неплатоспроможністю споживачів, цінова перевага монопольного становища відсутня.

Спроби нашої держави регулювати діяльність ЦТП без створення необхідної фінансової бази призвели на сьогодні до невтішних результатів – зниження числа абонентів, погіршення стану основних фондів і непридатність системи до реформування.

У поєднанні з низькою технологічною ефективністю такий рівень цін призводить до низької рентабельності, а то і збитковості українських постачальників тепла, не кажучи уже про те, що мова йде про економічно обґрунтований рівень тарифів. Рівень заморожених тарифів є нижчим, відшкодування різниці в тарифах з боку держави поки не відбувається. Звичайно, за інших однакових умов нижчий рівень тарифів неодмінно означатиме для підприємств українського сектору ЦТП невідворотнє технологічне відставання від їх європейських колег. Якщо додати до цього проблему неплатежів з боку споживачів, яка призводить до накопичення дебіторської заборгованості і як наслідок до вимивання обігових коштів, нижчий рівень тарифів призводитиме і надалі до непроведення модернізації, вищої енергоємності, вищих втрат тепла, ще нижчого рівня вільних коштів і зрештою неможливості подальшого здійснення господарської діяльності.

Виходом є лише отримання дешевих паливних ресурсів і економія на заробітній платі.

За існування субсидованих цін на газ ця «конкурентна перевага» тимчасово працює і українські підприємства «залишаються на плаву». На сьогодні ціна на газ для населення в Україні більш ніж в два рази нижча ніж скажімо в Польщі, майже в три рази нижча ніж в Німеччині, і в п’ять разів нижча ніж в Швеції [71]. Проте при вирівнюванні ціни на природний газ на

європейський рівень наші підприємства змушені будуть піднімати тарифи, що призведе до ще більших неплатежів і загострення перелічених вище проблем.

В таких умовах говорити про приєднання України до кроків «зеленого переходу», на нашу думку, можна лише за умови попереднього докорінного реформування сектору ЦТП в Україні.

Пошук вирішення проблем розвитку галузі ЦТП в Україні, на нашу думку, потрібно поділити на кілька етапів.

Перший етап – ідентифікація завдань, які необхідно вирішувати незалежно від майбутнього приєднання до цілей декарбонізації. Такими завданнями є:

1. Поступове збільшення частки ізольованих труб з сучасних 16% до 100%.

2. Збільшення частки комбінованого виробництва тепла і електроенергії з сучасних 40% до принаймні 80%.

Такі кроки дозволять досягти вищої енергоефективності і уже в середньостроковій перспективі дозволити українським підприємствам ЦТП отримувати прибуток.

Джерелом фінансування мають бути, на нашу думку, в першу чергу, власні кошти теплопостачальних підприємств, а також грантові кошти від урядових та міжнародних фондів.

Умовою реалізації цих заходів є фіксація на законодавчому рівні неможливості місцевим органам влади вилучати частину прибутку теплопостачальних підприємств, яка передбачена підприємствами на модернізацію. Хоча це завдання на перспективу, оскільки на сьогодні прибутковість відсутня або від'ємна.

У випадках, коли тепломережі знаходяться в оренді, наступною умовою є зобов'язання місцевої влади дотримуватися цільового використання орендних платежів на ізоляцію труб, або не брати кошти за оренду, а зобов'язати через концесійні механізми оператора вкладати співмірні кошти в заміну мереж на передньою ізольовані.

Оскільки підхід тарифоутворення «Витрати-плюс» виключає будь-яку мотивацію підприємств економити витрати, оскільки економія витрат

автоматично призводитиме до зниження надходжень, слід заблокувати затвердження нижчих тарифів ніж в попередньому році і дозволити таким чином підприємствам акумулювати прибуток, що вищий від нормативного, який можна було б використати для здійснення заходів з модернізації і як наслідок подальшої економії коштів, хоча норма рентабельності в умовах України має бути збережена для уникнення спокуси зловживання монопольним становищем.

Для забезпечення готовності інвестувати теплопостачальним підприємствам через договірні або концесійні механізми мають бути доведені норми розподілу прибутку, значна частина якого має направлятися на розширене відтворення.

На нашу думку, слід відмінити практику «заморожування тарифів» для населення, яка уже в середньостроковій перспективі може призвести до занепаду галузі. Замість примарної короткострокової популістської вигоди «заморожені» тарифи призводять лише до зниження мотивації власників будівель здійснювати термомодернізацію. Практика заморожування тарифів наприклад в Польщі призводить до вимивання інвестиційних ресурсів та неможливості фінансування капіталовкладень.

Оскільки через механізм субсидій на комунальні послуги неплатоспроможна частина населення отримує кошти на оплату поставленого тепла, слід, за прикладом Польщі та Литви, де частка неплатежів наближається до нуля, забезпечити спростити процедуру судових стягнень з неплатників, мотивуючи таким чином зникнення проблеми неплатежів. Слід надавати державну фінансову підтримку заходів з термомодернізації і відключати від субсидій будинки, де такі заходи не проводяться або не плануються, оскільки система субсидіювання повинна мотивувати співвласників будинків здійснювати ененргоефективні заходи, а не навпаки через відшкодування відбирати бажання вкладати кошти в термомдернізацію.

Оскільки практика застосування двохставкового тарифу як в Україні так і в ЄС показала свої переваги, пропонуємо зробити на державному рівні двохставкове ціноутворення обов’язковим до застосування. Це дозволить по перше уникнути

фінансових втрат в періоди з теплими зимами, а по друге зробить процес тарифоутворення прозорим та прогнозованим.

Для вирішення проблеми згортання частки охоплення населення та підприємств послугами ЦТП слід, за прикладом Німеччини, дозволяти перехід на індивідуальне опалення багатоквартирних будинків, бюджетних установ, підприємств та інших споживачів лише за умови 100% використання відновлюваних джерел енергії. При цьому вважаємо, що за умов недостатнього відтворення лісових ресурсів в Україні, їх активного вивезення за кордон за заниженими цінами, «біомаса» має бути виключена з переліку відновлюваних джерел енергії і знову включена в цей перелік лише при досягненні розширеного відтворення лісів.

Стосовно використання джерел енергії при виробництві тепла вважаємо, що в Україні слід зайнятися пошуком наявних в країні дешевих енергетичних ресурсів, на початку незалежно від того, чи приєднається наша країна до зобов'язань «зеленого переходу» чи ні.

Дешеве тепло є з одного боку конкурентною перевагою, але з іншого боку стимулює занедбування інвестицій в енергозбереження. Тому навіть при потенційному забезпеченні наявності «дешевих» енергоресурсів, як уже було сказано вище, варто заблокувати зниження тарифів і дозволити підприємствам накопичувати прибуток, звичайно за умови зобов'язань його часткового реінвестуванняв ВДЕ.

Традиційними дешевими джерелами енергії може бути, за прикладом Словаччини, фактично лише природний газ. Проте відмітимо, що в умовах гострої необхідності дотримання енергетичної безпеки це має бути виключно українського видобутку.

Джерелами енергії, які б задовільняли вимоги «зеленого переходу» і використання яких було б реалістичним з фінансової точки зору, в умовах України є в першу чергу енергія від спалювання сміття та утилізація відпрацьованої енергії від промислових процесів. Тут приклад слід брати з Данії та Литви. Відмітимо, що реальне використання цих джерел енергії можливе

лише у випадку формування комплексного механізму взаємодії державних (як виконавчих так і законотворчих) органів влади з підприємствами, який би охоплював сміттєпереробні заводи, промислові підприємства та передбачав би необхідність розбудови мереж теплопередачі.

Локальним рішенням могло б бути використання теплових насосів в поєднанні з теплоакумуляторами та сонячною енергетикою, проте ці технології в умовах ринкового тарифоутворення, згідно досіду ТО «Екоклуб», більш швидкоокупні при використанні для подачі гарячої води, а для опалення - в якості резервних джерел теплопостачання. В їх впровадженні слід використати багатий досвід Німеччини.

Іншим альтернативним джерелом відновлювальної енергії, за прикладом Ісландії та Словаччини, можуть бути геотермальні джерела, використання яких можливе в деяких регіонах України (зокрема на Закарпатті).

Водневі технології потребують значних інвестицій та значної кількості електроенергії.

В будь якому випадку сектор ЦТП в Україні є надзвичайно цінним ресурсом нашої країни і його збереження має бути одним з пріоритетів розвитку не лише окремих громад, але і країни в цілому. Розвиток централізованого постачання може стати поштовхом для впровадження в Україні зелених технологій та швидкого переходу на низьковуглецеву циркулярну економіку.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ У СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ОПАЛЕННЯ

Серед найбільш ефективних технологій, які можуть бути вже сьогодні використані в системах ЦТ є теплові насоси. Ці технології дозволяють значно знизити споживання традиційних енергоресурсів, зменшити викиди парникових газів та покращити екологічну ситуацію в регіоні.

Теплові насоси вже десятиліттями використовуються у всьому світі як ефективне рішення для опалення та охолодження будівель. В Європі та Північній Америці теплові насоси активно впроваджуються завдяки їх здатності знижувати споживання викопного палива і викиди парникових газів. Зокрема, у Європейському Союзі теплові насоси стали важливою частиною стратегії "зеленого переходу". У 2021 році продажі теплових насосів у Європі зросли на рекордні 34% до позначки 2,18 млн. систем.

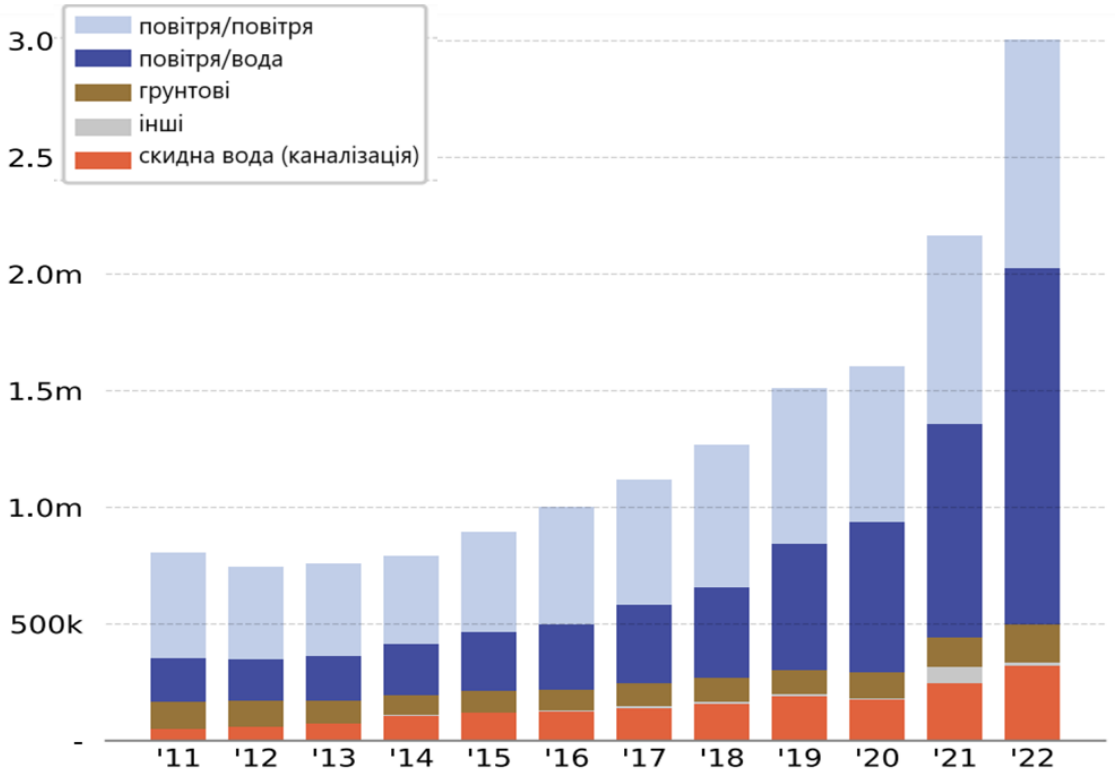


Рис. Динаміка продажів теплових насосів в Європі

Джерело: https://www.ehpa.org/

Поширення цих технологій стимулюється також національними та міжнародними програмами підтримки, такими як субсидії на установку теплових насосів. Глобальний світовий ринок теплових насосів до 2030 року може зрости більш ніж удвічі. Зновними факторами такого зростання є зниження залежності від викопного палива, зменшення викидів CO2 і перехід до більш стійких енергетичних систем.

В Україні теплові насоси поступово набирають популярності як сучасне рішення для опалення та охолодження будівель, особливо в контексті зростання вартості традиційних енергоресурсів та необхідності зменшення енергетичної залежності країни. Хоча загальний рівень використання теплових насосів ще залишається відносно невисоким у порівнянні з країнами Європейського Союзу, попит на ці технології зростає завдяки впровадженню енергоефективних заходів та державним програмам стимулювання.

Це особливо важливо в умовах війни, енергетичних криз або зростання тарифів. Крім того, використання відновлюваної енергії допомагає зменшити вплив на довкілля, оскільки вона не виробляє шкідливих викидів.

3.1 Огляд сучасних технологій теплових насосів.

Теплові насоси працюють за принципом переносу теплової енергії з одного середовища в інше, використовуючи електроенергію. Головна перевага теплових насосів — їхня енергоефективність, адже вони можуть виробляти в кілька разів більше енергії, ніж споживають.

Теплові насоси діляться на кілька основних видів залежно від джерела тепла і типу передачі енергії: **повітря-повітря**, **повітря-вода**, **вода-вода**, **ґрунт-вода** та інші. Нижче наведено огляд кожного виду теплових насосів.

Тепловий насос "повітря-повітря"

Цей тип теплового насоса використовує тепло зовнішнього повітря для обігріву або охолодження приміщень. Основні компоненти включають зовнішній блок, який забирає тепло з повітря, та внутрішній блок, який передає його до приміщення.

Особливості:

- Може бути використаний в умовах щільної забудови
- Підходить для кліматів з помірними температурами.
- Легкий у встановленні та має відносно низьку вартість.
- Ефективність може знижуватися при низьких температурах (< -10°C).
- Часто використовується у системах кондиціонування повітря.

Переваги:

- Відсутність потреби в глибоких свердловинах або водних джерелах.
- Може працювати як на обігрів, так і на охолодження.

Деталі: Технологія використовує компресор для підвищення температури теплоносія. Тепло передається через внутрішні вентилятори або системи повітропроводів, що робить цю систему зручною для існуючих будівель.

Тепловий насос "повітря-вода"

Цей тип переносить тепло з повітря до системи водяного опалення або для нагріву санітарної гарячої води.

Особливості:

- Використовується для опалення приміщень через радіатори, теплу підлогу або фанкойли.
- Відповідний для житлових будинків та невеликих комерційних об’єктів.
- Ефективність також залежить від зовнішньої температури.

Переваги:

- Може забезпечувати опалення, гаряче водопостачання та охолодження.
- Легша установка порівняно з ґрунтовими тепловими насосами.

Деталі: Система використовує зовнішній теплообмінник для збору тепла, яке передається у воду через пластинчасті або спіральні теплообмінники. Вона може інтегруватися з іншими системами, такими як сонячні колектори.

Тепловий насос "вода-вода"

Цей тип використовує воду з природних джерел, таких як озера, річки або ґрунтові води, як джерело тепла. Він забезпечує високу ефективність завдяки стабільній температурі води протягом року.

Особливості:

- Необхідність доступу до водного джерела.
- Висока початкова вартість через складність встановлення.
- Забезпечує стабільну продуктивність незалежно від погодних умов.

Переваги:

- Дуже висока енергоефективність (COP може перевищувати 5).
- Підходить для великих об’єктів або систем централізованого теплопостачання.

Деталі: Тепловий насос "вода-вода" може використовувати відкриті або закриті системи. У відкритих системах вода забирається з джерела, проходить через теплообмінник, а потім повертається. У закритих — теплоносій циркулює у трубах, занурених у водне джерело.

Тепловий насос "ґрунт-вода"

Цей тип використовує тепло землі як джерело енергії. Геотермальні теплові насоси можуть забирати тепло через горизонтальні або вертикальні колектори, вмонтовані в землю.

Особливості:

- Висока стабільність завдяки постійній температурі ґрунту.
- Потребує великої площі для горизонтальних колекторів або глибокого буріння для вертикальних.
- Найчастіше використовується в регіонах з холодними зимами.

Переваги:

- Незалежність від температури повітря.
- Дуже висока енергоефективність (особливо у холодних регіонах).

Недоліки:

- Висока вартість початкової установки.
- Необхідність спеціального обладнання для монтажу.

Деталі: Горизонтальні колектори зазвичай розміщуються на глибині 1-2 м, тоді як вертикальні можуть досягати глибини 100 м і більше. Ця технологія є однією з найбільш стабільних за продуктивністю.

Гібридні теплові насоси

Це комбінація теплового насоса з іншими джерелами енергії, такими як газові котли чи сонячні панелі. Гібридні системи дозволяють автоматично перемикатися між джерелами енергії залежно від умов, забезпечуючи максимальну ефективність.

Особливості:

- Використовує найоптимальніше джерело енергії залежно від ситуації.
- Підходить для будинків із нестабільним споживанням енергії.

Переваги:

- Гнучкість у використанні різних джерел енергії.
- Підвищена надійність і продуктивність.

Деталі: Система може обирати між тепловим насосом і традиційним котлом, коли це економічно вигідніше. Часто використовується у новобудовах або під час модернізації існуючих систем.

Економічні та екологічні аспекти

Теплові насоси є ключовою технологією для переходу до більш стійких систем опалення. Вони сприяють зниженню викидів CO_2 і витрат на енергію. Хоча початкова вартість встановлення може бути високою, експлуатаційні витрати значно нижчі, що робить їх економічно вигідними в довгостроковій перспективі. Теплові насоси є універсальною, ефективною та екологічно чистою технологією для опалення, охолодження та нагріву води. Вибір типу теплового насоса залежить від кліматичних умов, доступності джерел енергії та потреб користувача. Їх широке застосування є важливим кроком у напрямку до енергетичної незалежності та зменшення впливу на довкілля. Чи можна інтегрувати телпові насоси в існуючі системи централіваного теплопостачання? Скільки це коштуватиме і як швидко окупится в сучасних умовах? Проведемо

розрахунок техніко-економічного обгрунтування встановлення теплового насосу на прикладі реального об’єкту.

3.2 Техніко-економічне обгрунтування встановлення теплового насосу

КП КМР «Костопількомуненергія» засноване відповідно до Рішення сесії Костопільської міської ради №68 від 17 грудня 2002 року з метою задоволення суспільних потреб в послугах централізованого опалення.

Підприємство проводить свою діяльність відповідно до ліцензій на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії виданих Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг. Станом на 01.09.2021 року КП КМР «Костопількомуненергія» має на балансі 26 котелень загальною потужністю 35,811 гкал\год. де встановлено 76 котлів та модулів нагріву. Відпущена теплова енергія транспортується до споживачів тепловими мережами загальною довжиною 14640 м. в однотрубному варіанті. Приєднане теплове навантаження, станом на 01.09.2021 року, становить 14,8 гкал\год, в тому числі 9,6 гкал\год – населення, 4,4 гкал\год – бюджетні споживачі, інші споживачі - 0,8 гкал\год. Загальна опалювальна площа, станом на 01.09.2021 року, становить 200 тис.м.кв в тому числі населення 135,5 тис.м.кв , бюджетні споживачі 55,5 тис.м.кв, інші споживачі – 9 тис.м.кв.

3.2.1 Загальна характеристика проекту

Котельня в м. Костопіль за адресою провулок Артилерійський, 7Б забезпечуватиме теплопостачання своїм споживачам на протязі опалювального сезону. Виробництво теплової енергії котельнею на 2023 рік (проектне) становитиме 475-656 Гкал в місяць (враховуєтся тільки опалювальний сезон з листопада до березня включно)

Усереднені річні температури подавального трубопроводу опалення споживачам – 48 ^{0}С, і в зворотному трубопроводі (температура води, що повертається від споживачів) – 44 ^{0}С.

Реалізація проекту передбачає встановлення теплового насосу (насосів) типу повітря-вода. Джерелом низькопотенціальної теплової енергії буде служити повітря навколишнього середовища. Тепловий насос буде покривати частину енергопотреби в опаленні, що дозволить зекономити природній газ на котельній.

Також передбачається відновлення централізованого постачання гарячої води, що доцільно для оптимальної ефективності роботи теплового насосу. Для кожного сценарію прораховано «альтернативний варіант», в якому подання ГВП не передбачається.

Розглядається два сценарії впровадження теплового насосу для потреб теплопостачання будинку.

В першому сценарії тепловий насос використовується для підігріву води для ГВП, а також для підігріву зворотного трубопроводу СО.

Передбачається встановлення термоакумулюючого баку, в якому безпосередньо нагрівається холодна вода, що призначена для підготовки ГВП.

Запрограмовується логіка перемикання нагріву теплообмінників, в залежності від температур. Тепловий насос гріє воду в теплоакумулюючому баку (що йде на потреби ГВП), і коли температура в ньому досягає температури в зворотному трубопроводі системи опалення +1 градус, робота теплового насосу переключається на підігрів води зворотного трубопроводу системи опалення.

Це дозволяє в кожен момент часу забезпечити оптимальний COP роботи теплового насосу, і суттєво знизити використання газу на опалення, особливо в періоди теплої погоди.

При цьому, об'єм теплоакумулюючого баку розраховується таким чином, щоб в неопалювальний сезон тепловий насос повністю забезпечував енергопотребу в ГВП.

Сценарій 2 ідентичний сценарію 1, але потужність теплового насосу вибирається таким чином, що його робота повністю забезпечує і проектну потребу в ГВП, і 50% енергопотреби будівлі в опаленні при температурі зовн. повітря 0 градусів.

50% енергопотреби в даному випадку вибрані не випадково: після комплексної термомодернізації будівель, їх потреба в тепловій енергії на опалення, як правило, знижується більше ніж на 50%, відповідно, в майбутньому, тепловий насос зможе забезпечувати опалення в будівлі на протязі більшої частини опалювального сезону, підключаючи роботу котлів на опалення лише в періоди з температурою зовнішнього повітря нижче 0 градусів С.

3.2.2 Технічні характеристики проекту

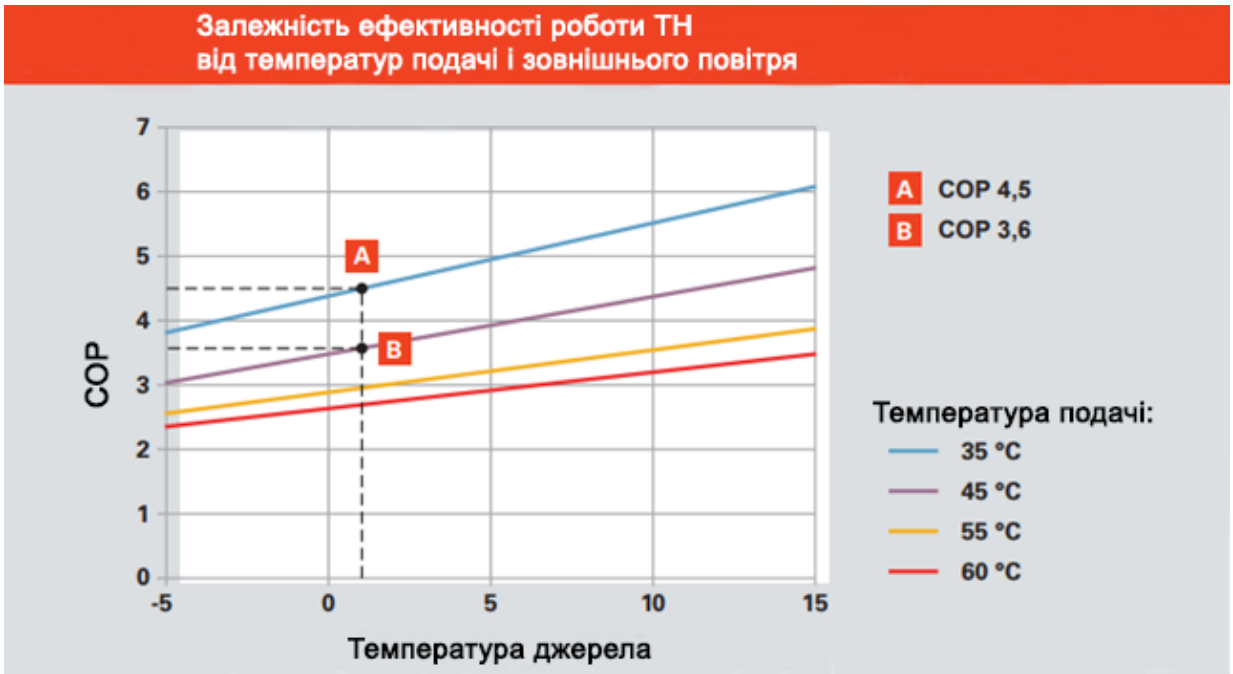
Окрім, безпосередньо, теплового насосу з теплообмінниками, даний проект передбачає встановлення теплоакумулюючого баку, вода в якому буде підігріватися тепловим насосом на протязі доби, і при водорозборі ГВП використовуватися, в залежності від її температури, з подальшим її підігрівом через теплообмінник котельної.

Передбачається сумарний об'єм теплоакумулюючих баків 20 000 л, що буде оптимальним для можливості роботи теплового насосу максимальний період часу з максимальною потужністю і ефективністю. Даний об’єм теплоакумулюючого баку дозволяє тепловому насосу ефективно працювати на протязі ночі, що оптимально як з точки зору максимізації використання встановленої потужності, так і з точки зору використання електричної енергії вночі, коли її вартість менша.

Порівняльні характеристики сценаріїв	
Встановлена теплова потужність теплового насосу, кВт*	
Сценарій 1	**Сценарій 2**
250	**600**

*Як правило, виробники теплових насосів зазначають теплову потужність при певних параметрах, так як ця величина є змінною, і залежить від співвідношення температури середовища, з якого ТН забирає теплову енергію, і середовища, куди він її віддає. В даному випадку вказана теплова потужність при COP = 3,5 і різниці температур – 40 ^{O}C. В залежності від моделі теплового насосу, графік залежності COP від температур буде різним, і буде необхідний уточнюючий розрахунок.

Графік 1 – залежності коефіцієнту ефективності роботи теплового насосу від температур зовнішнього середовища та температури нагріву води



Для кожного сценарію були проведені розрахунки, для визначення помісячних значень:

1) Різниці температур між джерелом тепла (зовнішнім повітрям) та водою що нагрівається (середні значення – як для термоакумулюючого баку ГВП, так і для зворотного трубопроводу опалення).
2) Коефіцієнт ефективності роботи теплового насосу (COP), з урахуванням температур температури зовн. повітря і різниці температур, що розрахована в п.1
3) Виробництва теплової енергії тепловим насосом.
4) Відсотку покриття енергопотреби ГВП і опалення тепловим насосом.
5) Витрати електроенергії на роботу теплового насосу.

Вхідні дані по енергопотребі на опалення взяті із **Додатку А** (опитувальний лист). Щодо енергопотреби на ГВП – її прийнято із розрахунку 20% від середнього споживання теплової енергії на протязі опалювального сезону, згідно статистичних даних розподілу теплової енергії, що йде на потреби ГВП в будинках, де існує і активно використовується централізоване ГВП.

Питання створення механізму тарифоутворення для ГВП, що готується децентралізовано, в тому числі тепловими насосами – є актуальним.

Результуючі значення всіх розрахунків наведені в таблицях і графіках:

Місяць року	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Середньомісячна температура повітря, ^{0}C	-4,6	-3,4	0,7	8	13,8	16,7	18,2	17,5	13,1	7,7	2,1	-2,6
Енергопотреба ГВП, кВт*год	129935	117361	129935	100595	103948	100595	103948	103948	100595	103948	125744	129935
Енергопотреба в опаленні, кВт*год	721060	616390	552425								490786	762928
Середньомісячний СОР роботи ТН	3,01	3,07	3,49	3,32	3,83	4,08	4,25	4,08	3,83	3,32	3,40	3,09
Доля покриття енергопотреби ГВП	82%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	78%	80%
Доля покриття енергопотреби в опаленні	8%	9%	15%								16%	8%
Виробництво теплової енергії ТН, кВт*год	160096	147253	185666	100595	103948	100595	103948	103948	100595	103948	174857	164019
Витрата електричної енергії ТН, кВт*год	55 800	50 400	53 143	30 345	27 176	24 656	24 458	25 477	26 299	31 357	51 429	55 800
Без відновлення ГВП (тепловий насос працює тільки в опалювальний період)												
Середньомісячний СОР роботи ТН	2,35	2,51	3,24								3,24	2,43

Доля енергопотреби в опаленні, що покривається ТН	18%	21%	33%								36%	18%
Виробництво теплової енергії ТН, кВт*год	130997	126480	180686								174857	135514

Таблиця 1: Сценарій 1 - Помісячний розрахунок енергопотреби і виробництва теплової енергії ТН

Таблиця 2: Сценарій 2 - Помісячний розрахунок енергопотреби і виробництва теплової енергії ТН

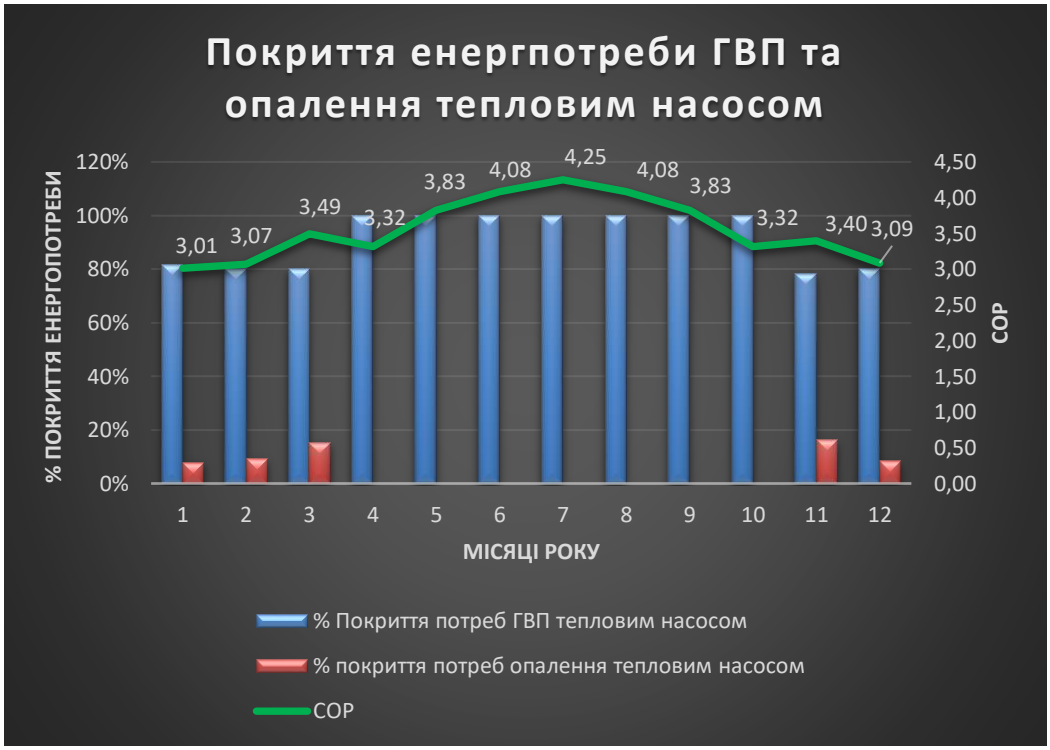
Місяць року	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Середньомісячна температура повітря, ^{0}C	-4,6	-3,4	0,7	8	13,8	16,7	18,2	17,5	13,1	7,7	2,1	-2,6
Енергопотреба ГВП, кВт*год	129935	117361	129935	100595	103948	100595	103948	103948	100595	103948	125744	129935
Енергопотреба в опаленні, кВт*год	721060	616390	552425								490786	762928
Середньомісячний СОР роботи ТН	2,72	2,84	3,38	3,32	3,83	4,08	4,25	4,08	3,83	3,32	3,36	2,84
Доля покриття енергопотреби ГВП	87%	85%	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	84%	84%
Доля покриття енергопотреби в опаленні	31%	36%	59%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	63%	33%
Виробництво теплової енергії ТН, кВт*год	338786	323136	430935	100595	103948	100595	103948	103948	100595	103948	414411	357758
Витрата електричної енергії ТН, кВт*год	133920	120960	127543	30 345	27 176	24 656	24 458	25 477	26 299	31 357	123 429	133920
Без відновлення ГВП (тепловий насос працює тільки в опалювальний період)												
Середньомісячний СОР роботи ТН	2,47	2,47	3,32								3,32	2,55

Доля енергопотреби в опаленні, що покривається ТН	44%	46%	77%								83%	43%
Виробництво теплової енергії ТН, кВт*год	314393	283968	422805								409 166	325234

Згідно з розрахунками теплова енергія, що генерується тепловим насосом в **Сценарії 1** дозволить покрити 100% енергопотреби на ГВП в неопалювальний період, і близько 80% енергопотреби на ГВП в опалювальний період, а також в середньому 12% енергопотреби опалення.

На графіку відображені результати розрахунків щодо середнього покриття потреби в тепловій енергії для підігріву холодної води тепловим насосом.*

В «альтернативному варіанті», використання ТН лише для забезпечення енергопотреби опалення, без відновлення централізованого ГВП, СОР роботи ТН буде значно нижчим, і доля покриття енергопотреби опалення збільшиться до **18-36%** в залежності від місяця року:



В Сценарії 2, з тепловими насосами сумарною тепловою потужністю 600 кВт, доля покриття потреби в опаленні тепловим насосом - буде вищою. Це знижує середньомісячний COP із-за збільшення температури догріву води для ГВП і теплоносія в системі опалення. Але, разом з тим, це дозволило б знизити споживання газу на котельній більше ніж на 50%.

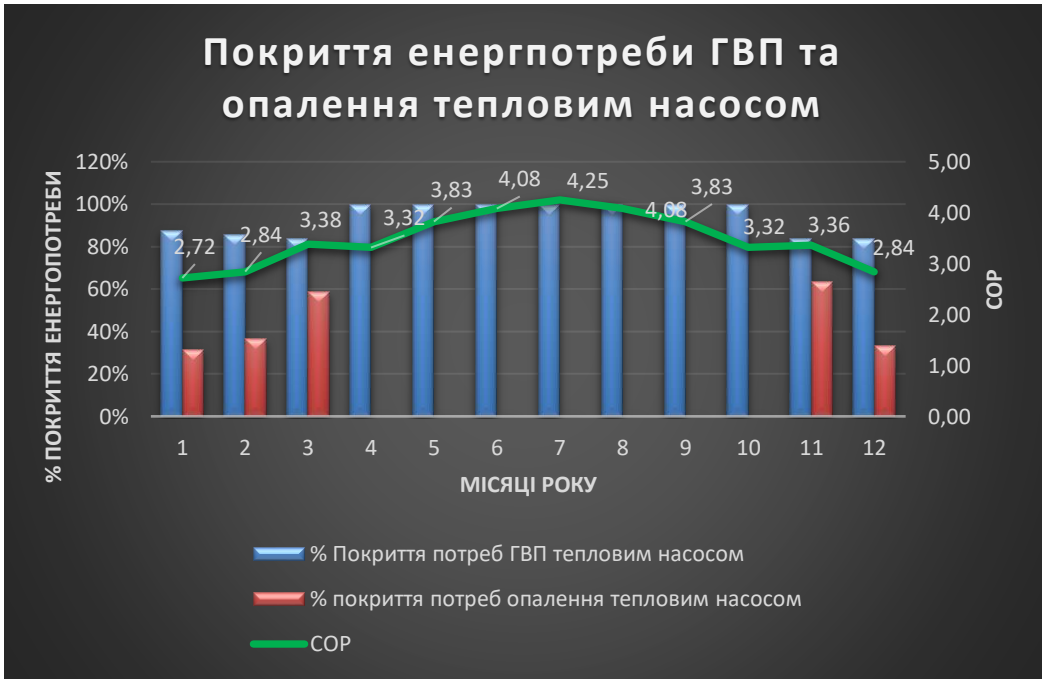


Рис Покриття енергопотреби ГВП та опалення тепловим насосом

В «альтернативному варіанті», використання ТН лише для забезпечення енергопотреби опалення, без відновлення централізованого ГВП, COP роботи ТН буде значно нижчим, але доля покриття енергопотреби опалення збільшиться до 44-83% в залежності від місяця року:

Рис Покриття енергпотреби опалення тепловим насосом (альтернативний сценарій)

3.2.3 Економічні характеристики проекту

Економічні параметри проекту, а саме – річна економія і окупність залежать від змінних чинників, таких як вартість електричної енергії, вартість природного газу, використання ГВП споживачами, що підключені до котельної, температурного графіку опалення, подальшої термомодернізації будівель.

В розрахунках ми приймаємо показники вартості газу та електричної енергії виходячи з актуальної ринкової вартості для «комерційних споживачів», актуальної на березень 2023 року.

Вартість встановленої теплової потужності теплового насосу включає в себе вартість безпосередньо обладнання ТН, додаткового обладнання, необхідного для функціонування системи підігріву ГВП і зворотки опалення, вартість проектних та монтажних робіт.

Курс долара США прийнято згідно с середньозваженим ринковим банківським готівковим курсом.

Сума інвестицій включає в себе вартість встановлення необхідної потужності теплового насосу та вартість встановлення теплоакумулюючих баків, з розрахунку 30 000 грн / 1000 л (з урахуванням обладнання, проектних та монтажних робіт).

Економія газу розрахована, кількість газу, що необхідна для виробництва теплової енергії на опалення, що заміщується завдяки роботі теплового насосу.

Економія електричної енергії розрахована, як кількість електричної енергії, що споживається електричними водонагрівачами для підготовки ГВП.

Економія коштів розрахована, як різниця між вартістю газу та електричної енергії, що були зекономлені завдяки роботі ТН, та вартості електричної енергії, що витрачена на роботу ТН.

Проста окупність – вартість інвестицій поділена на річну економію, цей показник не враховує «вартості коштів», але не враховує і прогнозного росту тарифів, курсу $ і інших факторів.

Таблиця 2: фінансові та інвестиційні показники проекту

Фінансові показники:		
Сценарії	Сценарій 1	Сценарій 2
Вартість електроенергії, грн/кВт*год	6,12	6,12
Вартість природного газу, грн/м^3	24,85	24,85
Вартість встановленої теплової потужності ТН, $/кВт	1500	1500
Курс $	40	40
Інвестиції, грн	15 600 000	36 600 000
Річна витрата електричної енергії, кВт*год	456 340	829 540
Річна економія природного газу, м^3	43 787,17	175 418
Річна економія електричної енергії, кВт*год	1 211 330	1 244 107
Економія коштів, грн/рік	6 174 025	7 742 063
Проста окупність, років	2,53	4,73

* В залежності від кліматичних умов і споживання ГВП, цифри можуть відрізнятися. Розрахунок проводився згідно з кліматичними параметрами, визначеними на підставі даних ДСТУ-Н Б В.1.1-27. В останні роки середньомісячні температури є більш високими, відповідно доля покриття навантаження на ГВП і опалення тепловим насосом може бути більшою.

Розглянутий «альтернативний варіант», що не включає в себе відновлення централізованого гарячого водопостачання, з встановленням теплоакумулюючих ємностей для попереднього підігріву води для потреб ГВП тепловим насосом також розрахований для Сценарію 1 і Сценарію 2. В ньому капітальні інвестиції – менші (несуттєво в даному випадку) так як в необхідне обладнання не входять теплоакумулюючі баки, але:

- Ефективність роботи теплового (COP) насосу буде меншою, так як середня температура підігріву води (на потреби опалення) буде вищою, ніж температура підігріву води в термоакумулюючій ємності для підготовки ГВП.

- Більшу частину року (в неопалювальний період), потужності теплового насосу будуть простоювати. З урахуванням капіталоємності одиниці встановленої потужності ТН, цей фактор вносить вирішальний вклад.
- Економія електричної енергії, завдяки заміщенню електричних водонагрівачів вносить значний вклад в загальну річну економію від роботи теплових насосів.

Таблиця 2: фінансові та інвестиційні показники проекту без

Фінансові показники (альтернативний варіант - без підготовки ГВП)		
Сценарії:	Сценарій 1	Сценарій 2
Інвестиції, грн	15 000 000	36 000 000
Річна витрата електричної енергії, кВт*год	271 800	639 771
Річна економія природного газу, м^3	96 931	227 337
Економія коштів, грн/рік	1 022 368	2 386 025
Проста окупність, років	14,7	15,1

3.2.4 Принципи ключення ТН в котельній

Оптимальною є наступна схема:

Відновлюється централізоване ГВП.

Холодна вода направляється не напряму в теплообмінник, встановлений в котельній, а в теплоакумулюючі баки. Там вона підігрівається через теплообмінник тепловим насосом, що відбирає тепло з зовнішнього повітря, та віддає його в теплоакумулюючу ємність. При споживанні гарячої води, вже підігріта ТН вода з баків проходить через теплообмінник, догріваючись до необхідної (55 градусів) температури.

Нагрів холодної (підігрітої ТН) води на теплообміннику регулюється кількісним регулюванням подачі гострої води на теплообмінник. При температурі підігрітої ТН води 55 градусів (така ситуація можлива влітку, при високих температурах зовнішнього повітря, та/або зниженому споживанні гарячої води), вода з баку направляться напряму в систему ГВП, подача гострої

води на теплообмінник перекривається (так, в неопалювальний сезон потреби в роботі котлоагрегатів немає, тобто відновлення ГВП не вплине на використання газу в неопалювальний період, і на кількість годин роботи котлоагрегатів, а, відповідно, і їх амортизацію.

Загалом, на протязі доби динаміка процесу нагріву води тепловим насосом виглядає наступним чином: близько 23:30-00:00 годин практично припиняється (мінімізується) водорозбір ГВП, після вечірнього піку, і температура в теплоакумулюючих ємностях починає рости, поступово збільшуючись з температури подачі холодної води до 35-55 градусів (велика різниця обумовлена факторами, що були перераховані вище). В опалювальний сезон, коли тепловий насос працює паралельно на підігрів баку ГВП та зворотного трубопровода системи опалення, динаміка температур в термоакумулюючому баку виглядає так: після ранкового піку споживання води температура в баку падає, і на протязі дня може як підніматися, так і опускатися, що залежить від режиму використання води та погодних умов. Ввечері відбувається основний пік водоспоживання, під час якого практично вся підігріта в баках вода використовується, і заміщується холодною, таким чином буде спостерігатися суттєва нерівномірність споживання теплової енергії, що постачається централізовано: її споживання найбільш суттєво знизиться вранці, і найменш суттєво – пізно ввечері.

В неопалювальний період, потужності теплового насосу в обох сценаріях цілком достатньо, щоб забезпечувати стабільну подачу 55 градусів ГВП, без необхідності роботи газових котлів.

Переключення роботи теплового насосу між підігрівом баку з водою для ГВП, та між зворотнім трубопроводом системи опалення відбувається автоматично, відповідно показанням датчиків температури. При нагріві баку з водою для підготовки ГВП до температури вище, ніж температура в зворотному трубопроводі СО, ТН переключається на підігрів теплообмінника вмонтованого в трубопровід СО, при пониженні температури в баку (нижче за зворотній трубопровід СО) – переключається на його підігрів.

Підсумовуючи, варто зазначити, що встановлення теплового насосу не лише зменшить витрати на майбутнє виробництво гарячої води, а й значно мінімізує ризики її відсутності в майбутньому, головним чином в літні місяці.

Рис. Варіант розміщення випаровувача на даху котельної

ВИСНОВКИ

Робота теплового насосу дозволить скоротити витрату теплової енергії, що виробляється шляхом спалювання природного газу, дозволить забезпечити більшу частину енергопотреби в ГВП і частину енергопотреби в опаленні житлової будівлі.

Було розглянуто і прораховано два Сценарії використання теплових насосів, з різною їх потужністю, і співвідношеннями розподілу виробленої ними теплової енергії, і можна зробити висновок, що Сценарій 1 є оптимальнішим.

При розрахунку енергопотреби ГВП, було зроблено ряд припущень, як щодо кількості мешканців в будинку, так і щодо їх переходу на користування ГВП, і відмову від індивідуального її нагріву. Наразі не існує розробленої системи стимулів, щоб гарантувати вигідність такого переходу для безпосередньо споживача, а тому немає гарантії, що споживачі не продовжать користуватися індивідуальними водонагрівачами.

Якщо порівнювати 1-й і 2-й Сценарії, то із-за нижчого коефіцієнту використання встановленої потужності в неопалювальний період – проект з встановлення теплового насосу в Сценарії 2 має суттєво більший час окупності,

і з урахуванням більшої потреби в капітальних інвестиціях, виглядає менш привабливо фінансово.

Були прораховані «альтернативні» сценарії – що не передбачають відновлення гарячого водопостачання. Обидва варіанта проектів при цьому мають суттєво більший строк окупності: 14,7 і 15,1 роки, що ще раз підтверджує не оптимальність варіанту централізованого опалення тепловими насосами, зі збереженням індивідуального гарячого водопостачання. В проектах, що передбачають виробництво тепла ТН, бажано використання ТН і в неопалювальний період – включенням в систему ГВП, або, якщо це можливо і доцільно – в систему централізованого охолодження.

При «альтернативному» сценарії, без відновлення централізованого постачання гарячої води, встановлені потужності ТН будуть простоювати більшу частину часу. Що, з урахуванням їх вартості, і є основною причиною зависоких термінів окупності проекту в даному випадку – близько 15 років. Серед можливих способів зробити такий варіант проекту більш фінансово привабливим, можна розглянути наступні можливості:

- Термомодернізацію будівель, які котельня забезпечує теплом, з переходом на більш низькі температури опалення. Це дозволить збільшити СОР роботи теплового насосу.
- Розглянути можливості відбору теплової енергії від інших джерел, таких як вентиляційні шахти, димові гази. Можливо, більш доцільним буде встановлення теплового насосу типу «грунт-вода».
- Також, більш фінансово привабливим буде такий варіант при умовах, що співвідношення ціни на газ і електроенергію буде іншим, ніж прийнято в вище зазначених розрахунках, наприклад при вартості газу 40 грн/м^3, при незмінних інших параметрах, строк окупності запропонованих проектів теплових насосів буде становити 5,5-6,2 роки, при роботі тільки на опалення. При тарифі на електроенергію (можливо – спеціальному, для теплових насосів, як споживача зі стабільною цілодобовою нагрузкою) – 3 грн/кВт*год при нинішній комерційній ціні газу, окупність проекту буде становити 8,9 років. Також, можлива

оптимізація капітальних витрат, що є основним чинником в розрахунку окупності.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Охорона праці

4.1.1 Безпеки праці при виконанні монтажних робіт

Під час монтажу будівельних конструкцій (далі – виконання монтажних робіт) необхідно передбачати заходи із запобігання негативному впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

- розташування робочих місць поблизу перепаду по висоті 1,3 м і більше;
- машини, що рухаються, їх робочі органи; переміщення конструкцій, матеріалів;
- обвалення елементів конструкцій будівель і споруд;
- падіння матеріалів, інструменту;
- виконання робіт у зоні поблизу повітряних ліній електропередачі;
- піднімання вантажів, вага яких перевищує вантажопідйомність механізмів;
- перекидання машин, падіння їх частин;
- недостатня освітленість робочого місця.
-

Безпека монтажних робіт забезпечується такими рішеннями:

- точне визначення місця встановлення крана із зазначенням його марки, позначенням небезпечних зон під час його роботи;
- зазначення ваги вантажу, що піднімається;
- визначення послідовності та забезпечення безпечного встановлення конструкцій;
- зазначення схем і способів стропування елементів конструкцій.

У робочій зоні монтажних робіт не допускається виконання інших робіт і перебування сторонніх осіб.

Під час монтажу конструкцій будинків чи споруд монтажники повинні перебувати на раніше встановлених і надійно закріплених конструкціях чи засобах підмощування. Забороняється перебування людей на елементах конструкцій і обладнання під час їх піднімання і переміщення.

Спосіб стропування елементів конструкцій та обладнання повинен забезпечувати їх подавання до місця розміщення в положенні, близькому до проектного.

Не дозволяється перебування людей під елементами конструкцій і обладнання, що монтуються.

Необхідно запобігати розгойдуванню й обертанню елементів конструкцій чи обладнання, що монтуються, під час переміщення.

До початку виконання монтажних робіт необхідно визначити порядок обміну умовними сигналами між особою, яка керує монтажем, та машиністом (мотористом) крана. Усі сигнали подаються лише однією особою (бригадиром монтажної бригади, ланковим, такелажником-стропальником). Лише сигнал «Стоп» може подати будь-який робітник, який помітив небезпеку.

Якщо конструкція, що монтується, знаходиться за межами поля зору машиніста крана, між ним та монтажниками повинен бути забезпечений надійний зв'язок. Якщо такої можливості немає, призначаються проміжні сигнальники з числа стропальників (такелажників).

В особливо відповідальних випадках (у разі піднімання конструкцій із застосуванням складного такелажу, методу повороту, під час насування великогабаритних і важких конструкцій; під час піднімання їх двома механізмами чи більше тощо) сигнали повинен подавати тільки керівник робіт.

Стропування елементів, що монтуються, необхідно виконувати у місцях, зазначених у робочих кресленнях, і забезпечувати їх піднімання і подавання до місця встановлення у положенні, близькому до проектного.

Забороняється піднімання елементів будівельних конструкцій, що не мають монтажних петель чи отворів, маркування і позначок, які забезпечують їх

правильне стропування і монтаж. Під час монтажу з транспортних засобів елементи конструкцій забороняється проносити над кабіною водія.

Елементи, що підлягають монтажу, необхідно піднімати плавно, без ривків, розгойдування та обертання. Піднімання вантажу (примерзлого, частково засипаного ґрунтом, сміттям, з'єднаного з елементами інших конструкцій тощо), який перевищує вантажопідйомність монтажного крана, заборонено.

Піднімати конструкції необхідно в два етапи: спочатку на висоту 20 см - 30 см, потім, після перевірки надійності стропування та монтажних петель, здійснювати подальше піднімання.

Під час перерви у роботі залишати підняті елементи конструкцій і обладнання у піднятому стані заборонено.

Стропувати вантаж, що перебуває в хиткому положенні, а також пересувати пристосування на піднятому вантажі заборонено.

Забороняється виконання монтажних робіт на висоті у відкритих місцях за швидкості вітру 15 м/с і більше, під час ожеледі, грози, туману, що унеможливлює видимість у межах фронту робіт.

4.1.2 Охорона праці при роботах з обладнанням, що працюють з підвищеним тиском

Робота з обладнанням, що працює під підвищеним тиском, пов'язана з підвищеними ризиками для здоров'я та життя працівників. Основними небезпечними факторами є можливість розриву обладнання, витік небезпечних речовин, термічні ураження тощо. У цьому розділі розглядаються основні заходи для забезпечення безпеки праці під час експлуатації обладнання з підвищеним тиском.

Надмірний тиск у системі, що може призвести до аварійного розриву обладнання. Витік небезпечних речовин (пара, газів чи рідин), що може викликати хімічні чи термічні опіки. Ураження внаслідок шуму або вібрації, що супроводжують роботу обладнання.

Можливість теплових уражень через високу температуру речовин у системі.

Працівники, які працюють з обладнанням під підвищеним тиском, повинні проходити обов'язковий інструктаж та навчання з охорони праці.

Регулярні тренування щодо дій у разі аварійної ситуації.

Для кожного типу обладнання повинні бути розроблені та затверджені інструкції, які визначають правила безпечної роботи.

Періодичні медичні огляди для допуску працівників до роботи.

Регулярні огляди та технічне обслуговування обладнання для виявлення можливих дефектів.

Застосування сучасних засобів діагностики для перевірки герметичності систем.

Установлення запобіжних клапанів, манометрів та інших приладів для контролю тиску.

Використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ): термостійкого одягу, рукавичок, захисних окулярів.

Забезпечення ефективної вентиляції в приміщеннях, де використовується обладнання під тиском, для уникнення накопичення небезпечних речовин.

У разі роботи з горючими чи вибухонебезпечними речовинами необхідно забезпечити наявність вогнегасників та засобів пожежогасіння.

Обладнання повинно розташовуватися на відстані, що відповідає нормам пожежної безпеки.

Зниження викидів небезпечних речовин у навколишнє середовище за рахунок герметизації обладнання.

Організація збору та утилізації відпрацьованих речовин відповідно до екологічних стандартів.

Забезпечення безпеки праці при роботі з обладнанням під підвищеним тиском можливе за умови дотримання відповідних організаційних і технічних заходів. Постійний моніторинг стану обладнання, навчання персоналу та використання засобів захисту дозволяють мінімізувати ризики та забезпечити безпечні умови праці.

4.2 Безпека в надзвичайних ситуаціях

4.2.1 Визначення класу надзвичайних ситуаціях

1. Визначаємо код сфери виникнення (Класифікатор НС в Україні):

а) Клас НС 10000 – техногенного характеру;

Підклас НС 10200 – пожежі, вибухи;

Група НС 10212 – пожежі (вибухи) в будівлях нежитлового призначення.

б) Клас НС 10000 – техногенного характеру;

Підклас НС 10760 – Аварії в електричних мережах

Група НС 10763 – аварії в електричних мережах в будівлях нежитлового та житлового призначення.

2. Вибір кодів НС, виникнення яких можливе на об'єкті, згідно з класифікацією надзвичайних ситуацій.

Код НС	Назва НС
10212	Пожежі, вибухи у будівлях та спорудах нежитлового та житлового призначення
10760	Аварії в електричних мережах
10761	Аварії в системах теплозабезпечення

3. Визначаємо ознаку НС:

Номер ознаки	Опис ознаки	Порогові значення
2.1	Загибель або травмування людей внаслідок аварій, катастроф, отруєнь та нещасних випадків	Загинуло від 3 осіб, госпіталізовано від 10 осіб
2.5	Пошкодження та вихід з ладу обладнання руйнування нерухомого мауна	Від 10% обладнання

В нашому випадку: 11 осіб тимчасово втратило працездатність; зруйнувалось 10% обладнання, тобто дані події будуть відноситись до категорії надзвичайні ситуації.

4. Виявлення за результатами аналізу джерел небезпеки, які за певних умов (аварії, порушення режиму експлуатації, виникнення природних небезпечних явищ тощо) можуть стати причиною виникнення НС з перевищенням порогових значень показників ознак НС.

Назва джерела небезпеки	Аналог джерела небезпеки
1. Електромережа	Лінійні частини електромережі, електрокористувальне обладнання
2. Система теплопостачання	Лінійні частини трубопроводів систем теплопостачання, виробничих процесів теплоносія, теплопостачальне обладнання

5. Визначення видів небезпеки для кожного з виявлених джерел небезпеки.

Назва джерела небезпеки	Вид небезпеки

1. Електромережа	Пожежна, вибухова
2. Трубопроводи систем теплопостачання	Руйнація, вибух

6. Оцінка можливих наслідків НС для кожного з джерел небезпеки (кількість загиблих, постраждалих, тих, яким порушено умови життєдіяльності, матеріальні збитки) та встановлення максимально можливих рівнів НС для кожного з джерел небезпек.

Назва джерела небезпеки	**Територіальне поширення**	**Кіл. загиблих, осіб**	**Кіл. постраж-далих, осіб**	**Порушено умови життєдіяль-ності, кількість осіб**	**Збитки, тис. мінім. розмірів зарплати**	**Рівень НС**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1 Електромережа	НС не вийшла за межі території	-	11	-	0,005	об'єк-товий
2 Трубопроводи систем теплопостачання	НС не вийшла за межі території	-	-	-	0,005	об'єк-товий

Результати зводимо в таблицю

Код сфери виникнення	**Клас група, види НС. Постраждалі. Напрям, галузь.**	**Критерії**	**Значення порогові/ по завданню**	**Рівень надзвичайної ситуації**
10000	Техногенного характеру	I	До 10	об'єктовий
Група НС 10200	Пожежі, вибухи	I	До 10	об'єктовий

Вид НС 10212	Пожежі, вибухи в будівлях житлового та нежитлового призначення	II	До 2 До 500 тис. грн	об’єктовий

Визначення відповідності об'єкта діючим нормативно-правовим актам

Об'єкт підпадає (не підпадає) під дію нормативно-правового акта	**Назва нормативно-правового акта**
-	**-**

Загальні дані

1	Вартість основних фондів, тис. грн.	-
2	Площа будівлі, $м^2$	-
3	Санітарно-захисна зона, м	-
4	Загальна кількість працівників, осіб	-
5	Рік уведення в експлуатацію	2024

Виявлені джерела небезпеки

N з/п	**Найменування джерела небезпеки**	**Вид небезпеки**	**Код можливих НС**	**Рівень можливих НС**
1	Трубопроводи систем теплопостачання	Пожежна, вибухова	10200, 10212	Об’єктовий
2	Електрощитова, електричні мережі	Пожежна (руйнація)	102010	Об’єктовий
Загальна кількість джерел небезпеки		**2**	**Максимально можливий рівень НС**	**Об’єктовий**

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. District Heating Systems: Uneven Use Around the World. Published on 01.08.2015 https://www.planete-energies.com/en/media/article/district-heating-systems-uneven-use-around-world
2. Décarbonation de l'électricité et du chauffage urbain en Chine avec le nucléaire. 28 septembre 2021 https://www.sfen.org/rgn/decarbonation-electricite-chauffage-urbain-chine-nucleaire/
3. DISTRICT ENERGY IN CITIES: Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy. UNEP file:///C:/Users/Home/Downloads/-District_energy_in_cities_unlocking_the_potential_of_energy_efficiency_and_renewable_ene.pdf
4. District Heating https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating
5. Shin Fujii, Takaaki Furubayashi, Toshihiko Nakata. Design and Analysis of District Heating Systems Utilizing Excess Heat in Japan. 2019. Energies 12(7):1202 DOI: 10.3390/en12071202 https://www.researchgate.net/publication/332077461_Design_and_Analysis_of_District_Heating_Systems_Utilizing_Excess_Heat_in_Japan/citations
6. District Heating Market Share, Size, Trends, Industry Analysis Report, By Heat Source (Coal, Natural Gas, Renewable, Oil & Petroleum Products, and Others); By Plant Type; By Application; By Region; Segment Forecast, 2024 – 2032 https://www.polarismarketresearch.com/industry-analysis/district-heating-market
7. District Heating Market Size, Share & Trends Analysis Report By Heat Source (Coal, Natural Gas, Renewables), By Application (Commercial, Residential, Industrial), By Plant (Boiler Plant, Combined Heat & Power), By Region, And Segment Forecasts, 2024 – 2030 https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/district-heating-market-report#:~:text=The%20global%20district%20heating%20market,factors%20of%20the%20market%20growth
8. ПОСТАНОВА НКРЕКП № 1825 від 04.10.2023 «Про моніторинг ринку теплової енергії» https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1825874-23#Text
9. United Nations. Department of Economic and Social Affairs Statistics. https://unstats.un.org/UNSDWebsite/
10. Eurostat. Database. District heating and cooling. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/envir?lang=en&subtheme=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_inf.nrg_inf_dhdc&display=list&sort=category&extractionId=nrg_dhdc_e
11. Кизим М.О. Розбудова ринків теплової енергії: досвід європейських країн і висновки для України. Бізнес-Інформ №11/2022, с. 64-75
12. Interactive map: Share of District Heating and Cooling across Europe. https://www.wedistrict.eu/interactive-map-share-of-district-heating-and-cooling-across-europe/

13. dr. Valdas Lukoševičius. LITHUANIAN DH SECTOR RECENT DEVELOPMENTS. March 20, 2019 https://lsta.lt/wp-content/uploads/2019/07/Lithuanian-DH-sector-KEY-FIGURES_Valdas-Lukosevicius-2019-03-21.pdf
14. Polskie ciepłownictwo: 53 GW mocy i ponad 27 tys. km długości. 3 maja 2023. https://ecoekonomia.pl/2023/05/03/polskie-cieplownictwo-53-gw-mocy-i-ponad-27-tys-km-dlugosci/
15. Реформа теплопостачання: яким шляхом підемо. 23 травня 2024. https://ua-energy.org/uk/posts/reforma-teplopostachannia-iakym-shliakhom-pidemo
16. Raport PTEC: Dekarbonizacja ciepłownictwa to koszt nawet 466 mld zł. 23.10.2024. https://enerad.pl/aktualnosci/raport-ptec-dekarbonizacja-cieplownictwa-to-koszt-nawet-466-mld-zl/
17. ZMIANA „TARYF DLA CIEPŁA" WYTWÓRCY i DYSTRYBUTORA CIEPŁA (od 1 stycznia 2024 roku). 13 grudnia 2023. http://zec-service.pl/pl/zmiana-taryf-dla-ciepla-wytworcy-i-dystrybutora-ciepla-od-1-stycznia-2024-roku/#:~:text=uprzejmie%20informujemy%2C%20%C5%BCe%20od%201,28%2C57%20z%C5%82%2Fm3
18. Polskie ciepłownictwo w 2022 r. – cz.1. 2022-12-31. https://rynek-ciepla.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-cieplownictwo-w-2022-r--cz1-
19. Polskie ciepłownictwo w 2022 r. – cz.2. Działalność największych spółek ciepłowniczych. 2022-12-31. https://rynek-ciepla.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-cieplownictwo-w-2022-r--cz2-dzialalnosc-najwiekszych-spolek-cieplowniczych-
20. Heizungsmarkt analysiert: Wer heizt wie in Deutschland? Erdgas, Fernwärme, Öl oder Wärmepumpe – welcher Energieträger wird am meisten genutzt? Und worin liegt die Zukunft? https://www.vattenfall.de/infowelt-energie/nachhaltig-heizen/heizungsmarkt-deutschland-analysiert
21. Heizkosten pro m²: Fernwärme und Zentralheizung (mit Rechner). Heizspiegel.de https://www.heizspiegel.de/heizkosten-pruefen/heizkosten-pro-m2-vergleich/
22. Wie werden Wohnungen in Deutschland beheizt? 05.02.2024 https://de.statista.com/infografik/27327/anteil-der-energietraeger-beim-heizen-des-wohnungsbestandes-in-deutschland/
23. Große Unterschiede bei Preisen für Fernwärme. 05.02.2024 https://de.statista.com/infografik/31688/preise-fuer-fernwaerme-in-mehrfamilienhaeusern/
24. Heizkosten relativ stabil, aber auf hohem Niveau. 05.02.2024 https://de.statista.com/infografik/31147/preisindizes-fuer-haushaltsenergie-in-deutschland/
25. District heating. https://orkustofnun.is/ https://orkustofnun.is/en/natural_resources/district_heating
26. District heating map. District Heating Candidate Areas. Sustainable Energy Authority of Ireland https://www.seai.ie/data-and-insights/district-heating-map

27. Швеція ділиться з Україною досвідом розвитку центрального теплопостачання. 15.11.2019. https://rivneteploenergo.com/12906-2/
28. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Від вогню та води до електрики / Бондаренко В.І., Варламов Г.Б., Вольчин І.А., Карп І.М., Колоколов О.В., Кравченко Т.Г., Кузьменко О.М., Ландау Ю.О., Лук'янчиков В.С., Мойсеєнко О.В., Півняк Г.Г., Подгуренко В.С., Сігал І.Я., Скляр П.Т., Чернявський М.В., Широков С.В.; [наук. ред.: І. М. Карп, Ю. О. Ландау, І. Я. Сігал]. — Київ: Фенікс, 2013. — 264 с.
29. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne. https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19970540348
30. Dz.U. 2023 poz. 1695. Rozporządzenie rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20230001695
31. Polskie ciepłownictwo w I półroczu 2023 r. https://rynek-ciepla.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-cieplownictwo-w-i-polroczu-2023-r-#:~:text=Ciep%C5%82ownictwo%20systemowe%20w%20Polsce%20pozostaje,14%2C8%20mld%20m%20sze%C5%9Bc.
32. ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES. Slovak Republic 2018 Review. https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/energy_policies_of_iea_countries_slovak_republic_2018_review.pdf
33. Morgan Henley. Is Hungary and Slovakia's district heating future in hot water? https://bankwatch.org/wp-content/uploads/2022/09/2022-09-02_Is-Hungary-and-Slovakias-district-heating-future-in-hot-water.pdf
34. Duncan Gibb. Cleaning up heat: Policy and the economics of heat pumps in Slovakia https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2024/03/RAP-Gibb-Heat-pump-policy-in-Slovakia-03-2024.pdf
35. Energy system and storage infrastructure in Lithuania. 07 November 2024 https://interreg-baltic.eu/project-posts/energy-equilibrium/energy-system-and-storages-infrastructure-in-lithuania/
36. Environmentally friendly District heating to Greater Copenhagen. Metropolitan Copenhagen Heating Transmission Company https://www.ctr.dk/wp-content/uploads/2019/11/Environmentally-friendly-District-heating-to-Greater-Copenhagen.pdf
37. DEA, (2007), Danish Energy Authority: Danish Energy Statistics 2005, 9 January 2007, http://ens.dk/graphics/Publikationer/Statistik_UK/Energy_statistics_2005/index.htm
38. District heating and cooling https://energia.fi/en/energy-sector-in-finland/energy-production/district-heating-and-cooling/

39. Vantaa, Finland: transforming district heating. 13 September 2023 https://eu-mayors.ec.europa.eu/en/vantaa-transforming-district-heating
40. The Role of District Heating and Cooling in Japan https://www.jdhc.or.jp/english/en_what/
41. Takahide Tokuda. Introduction of Japanese district heating and cooling case studies using heat pumps. April 20, 2023. https://iea.blob.core.windows.net/assets/ba058128-924d-4de5-af5b-808615ad4123/TakahideTokuda_IntroductionofJapanesedistrictheatingandcoolingcasestudiesusingheatpumps.pdf
42. Why Is District Energy Not More Prevalent in the U.S.? https://web.archive.org/web/20180326040957/https://www.hpac.com/heating/why-district-energy-not-more-prevalent-us
43. National Research Council. 1985. District Heating and Cooling in the United States: Prospects and Issues. Washington, DC: The National Academies Press. https://doi.org/10.17226/263. https://nap.nationalacademies.org/catalog/263/district-heating-and-cooling-in-the-united-states-prospects-and
44. District heating in Canada: the way forward for sustainability https://www.araner.com/blog/district-heating-in-canada-the-way-forward-for-sustainability
45. District heating in the Czech Republic https://www.czechbusinessguide.com/content-of-book-properties-district-heating/#:~:text=District%20heating%20in%20the%20Czech%20Republic%20means%20more%20than%20600,of%20thousands%20of%20client%20substations.
46. Централізована система теплопостачання по-європейськи. 02 жовтня 2024. https://ua-energy.org/uk/posts/yevropeitsi-otsinyly-perevahy-tsentralizovanoho-opalennia
47. Андрій Чубик, Петер Брезані. Досвід енергоефективності Вишеграду для України. Братислава 2016. Науково-дослідницький центр Словацької асоціації зовнішньої політики. 2016. 119 с. https://www.sfpa.sk/wp-content/uploads/2021/08/Energy-efficiency-V4-Ukraine_UA.pdf
48. Інтернет-сторінка Регуляторного офісу мережевих галузей (URSO) словаччини https://www.urso.gov.sk/about-urso/
49. Aleksandra Komorowska, Tomasz Surma. Comparative analysis of district heating markets: examining recent prices, regulatory frameworks, and pricing control mechanisms in Poland and selected neighbouring countries. POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL. 2024. Volume 27. Issue 1. P. 95–118 https://epj.min-pan.krakow.pl/pdf-175328-113131?filename=Comparative%20analysis%20of.pdf

50. Paiho, Satu & Saastamoinen, Heidi, 2018. "How to develop district heating in Finland?," Energy Policy, Elsevier, vol. 122(C), pages 668-676. https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v122y2018icp668-676.html
51. Alejandro Egüez. District heating network ownership and prices: The case of an unregulated natural monopoly. Utilities Policy. Volume 72, October 2021, 101252 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178721000862
52. Thomas Broberg, Alejandro Egüez. Blame it on the owner — Ownership and energy performance of multi-dwelling buildings. Energy Economics. Volume 72, May 2018, Pages 108-119 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988318301075
53. District Heating sector. https://www.regula.lt/en/Pages/Activities/district-heating-sector.aspx
54. Результати моніторингу ринку теплової енергії за лютий 2024 року. НКРЕКП. https://www.nerc.gov.ua/monitoring-sferi-teplopostachannya/monitoring-rinku-teplovoyi-energiyi/monitoring-rinku-teplovoyi-energiyi-za-i-kvartal-2024-roku/shchodo-monitoringu-rinku-teplovoyi-energiyi-za-lyutij-2024-roku
55. Державна політика у сфері теплопостачання. Міністерство відновлення. https://mtu.gov.ua/files/%D0%90%D1%82%D0%BB%D0%B0%D1%81%20%D0%A6%D0%A2_%D0%A3%D0%BA%D1%80_03.03.2024.pdf
56. Інтернет-сторінка «ПОЛТАВАТЕПЛОЕНЕРГО» http://te.pl.ua/publkacyi/novini-galuz/print:page,1,2437-poltavateploenergo-nformuye-z-grudnya-2021-roku-zmnivsya-poryadok-formuvannya-vartost-nadavanih-pdpriyemstvom-poslug.html
57. ЗАКОН УКРАЇНИ Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сфері теплопостачання під час дії воєнного стану та подальшого відновлення їх функціонування. (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2023, № 19-20, ст.83) https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2479-20#Text

Держстат України. Постачання та використання енергії https://stat.gov.ua/uk/datasets/postachannya-ta-vykorystannya-enerhiyi

59. Держстат. Багатогалузева статистична інформація / Регіональна статистика https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/menu/menu_u/sestr.htm
60. Dr. Oddur B. Björnsson. Geothermal District Heating. https://geocom.geonardo.com/assets/elearning/5.16.1999-Geothermal-District-Heating.pdf
61. EUROPEAN COMMISSION. The European Green Deal. Brussels, 11.12.2019 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640
62. Net zero emissions by 2050 Scenario (NZE). The International Energy Agency (IEA). https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze

63. Директива Європейського Парламенту і Ради 2012/27/ЄС від 25 жовтня 2012 року про енергоефективність. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_017-12#n9
64. Олег Савицький. Міське опалення по-новому. Усім труба чи труба для усіх? Економічна правда, 03.03.2017 https://epravda.com.ua/publications/2017/03/3/622229/
65. How do District Heating Systems Work? https://www.veolia.co.uk/how-do-district-heating-systems-work
66. Carolyn Gochenour. District energy trends, issues, and opportunities : the role of the World Bank / Carolyn Gochenour. Washington, D.C. : World Bank, 2001. https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/812171468740154521/district-energy-trends-issues-and-opportunities-the-role-of-the-world-bank
67. Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey, Norway and Iceland – 2006 data https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4168041/5943049/KS-QA-08-022-EN.PDF/5261a098-75fa-4582-b1a4-afba33562f5a
68. Ogrzewanie będzie droższe. Wiadomo, o ile wzrosną stawki. 2024-04-18. https://www.bankier.pl/wiadomosc/Ogrzewanie-bedzie-drozsze-Wiadomo-o-ile-wzrosna-stawki-8731120.html
69. Heizkostenvergleich: So heizen Sie aktuell am günstigsten https://www.enter.de/blog/heizkostenvergleich
70. Матвєєв Ю.Б., Гелетуха Г.Г. Перспективи енергетичної утилізації твердих побутових відходів в Україні. Біоенергетична асоціація України, 2019. https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/01/position-paper-uabio-22-ua.pdf
71. В Україні ціна на газ одна з найнижчих в Європі. Економічна правда. 11.05.2016. https://epravda.com.ua/news/2016/05/11/592251/

Джерела:

1. "Renewable Energy Technologies" — International Energy Agency (IEA).
2. "Heat Pump Systems" — American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE).
3. "Guide to Heat Pumps" — European Heat Pump Association (EHPA).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

студент, групи ЕЕБ-61м,

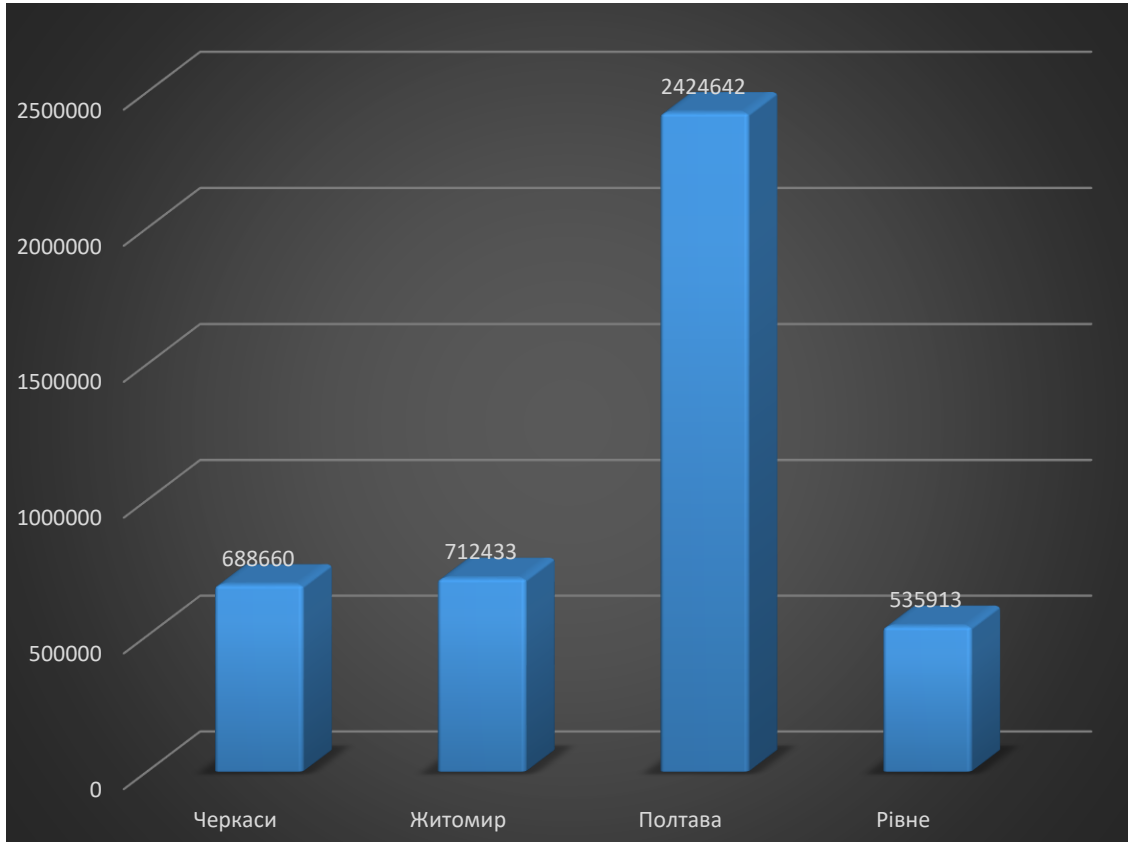
спеціальності 192 Будівництво та цивільна інженерія

(Енергетична ефективність будівель та обстеження інженерних систем)

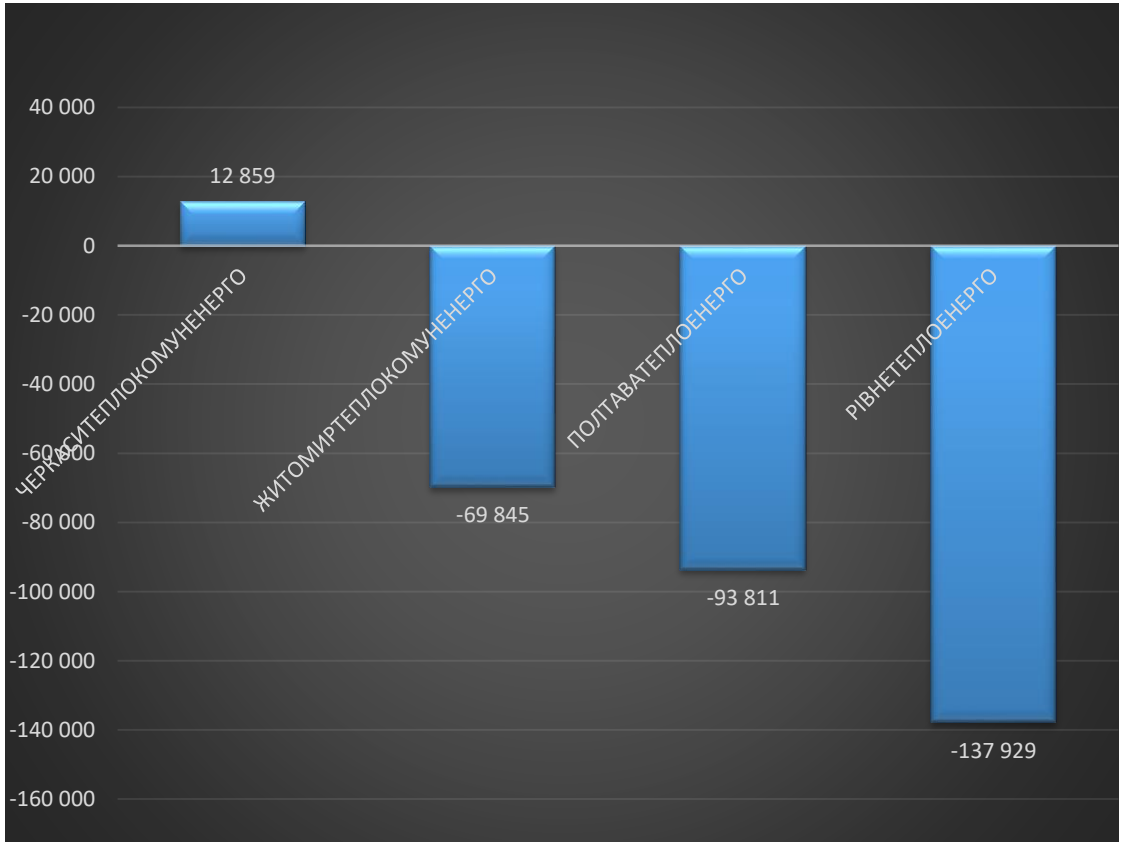
ЛУК’ЯНИК Михайло Святославович

Національний університет водного господарства та природокористування

Порівняння показників діяльності



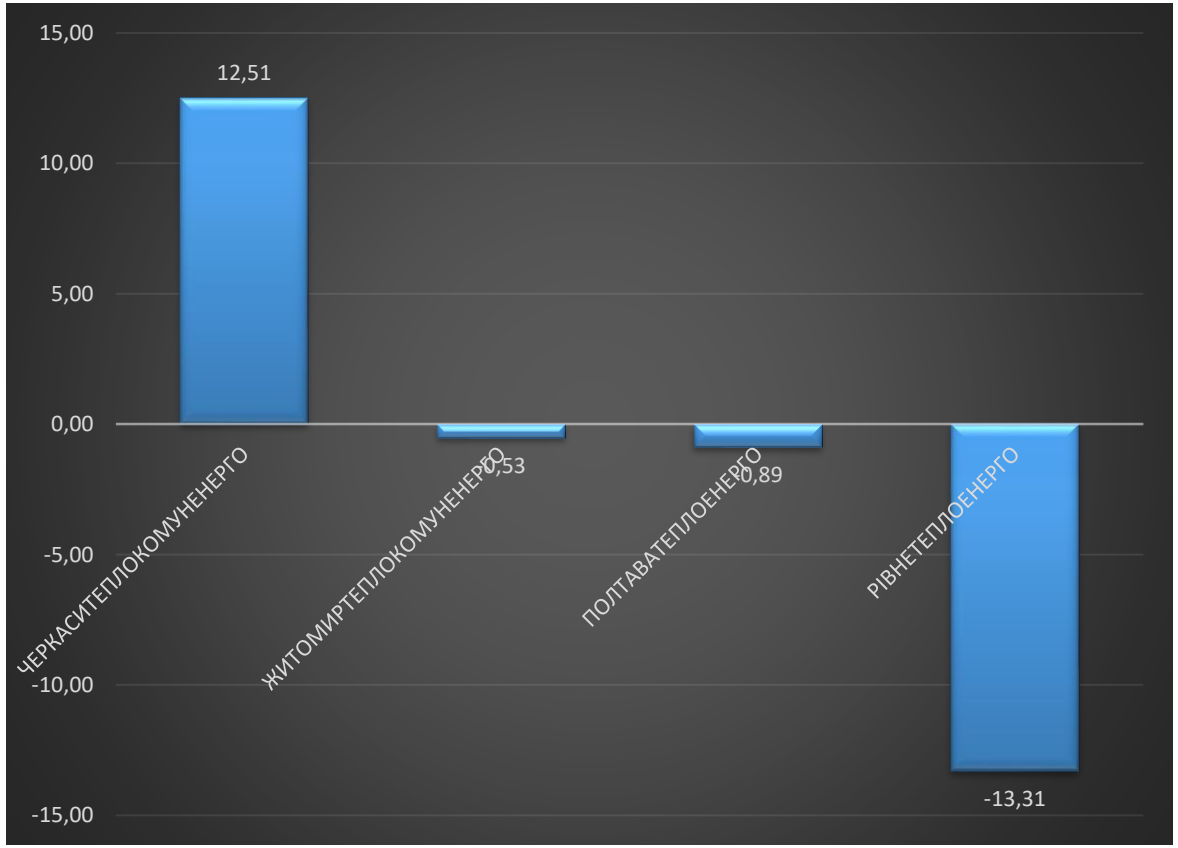
Виручка підприємства



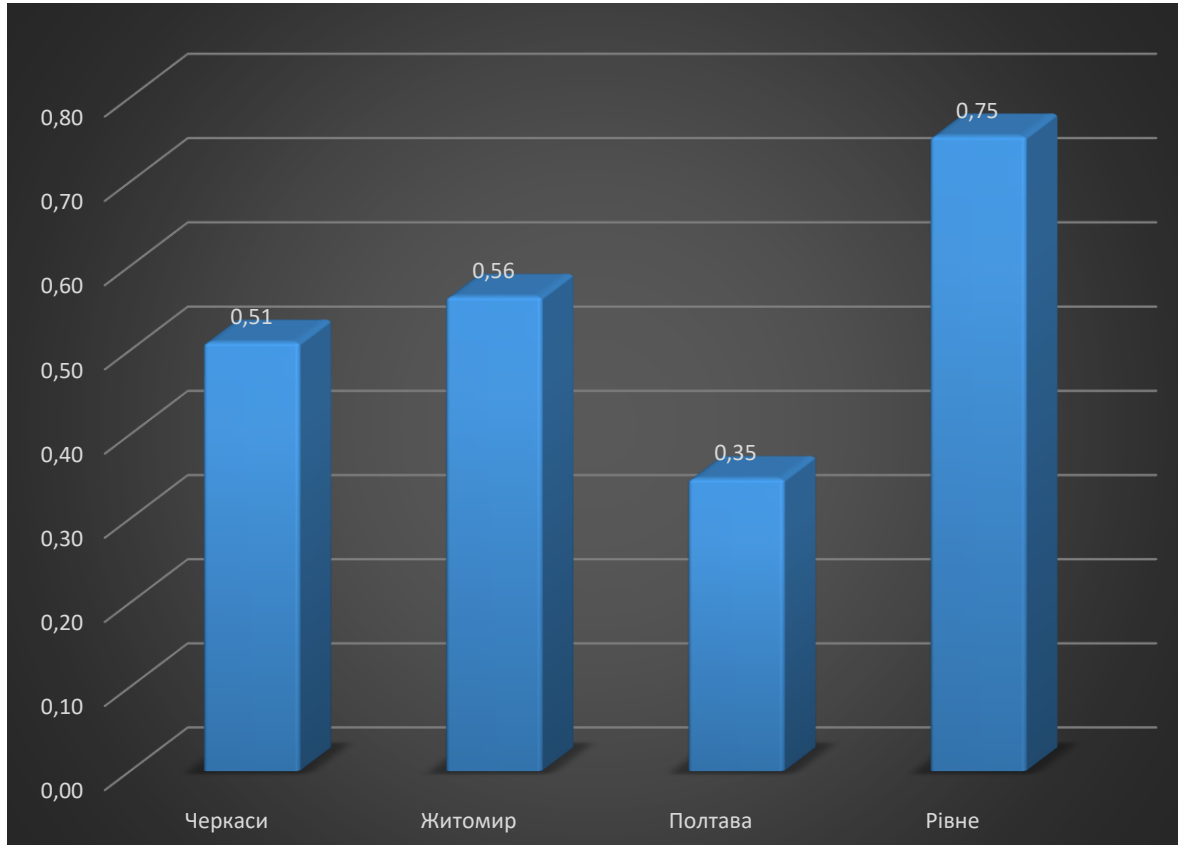
Прибуток

Національний університет водного господарства та природокористування

Порівняння показників діяльності



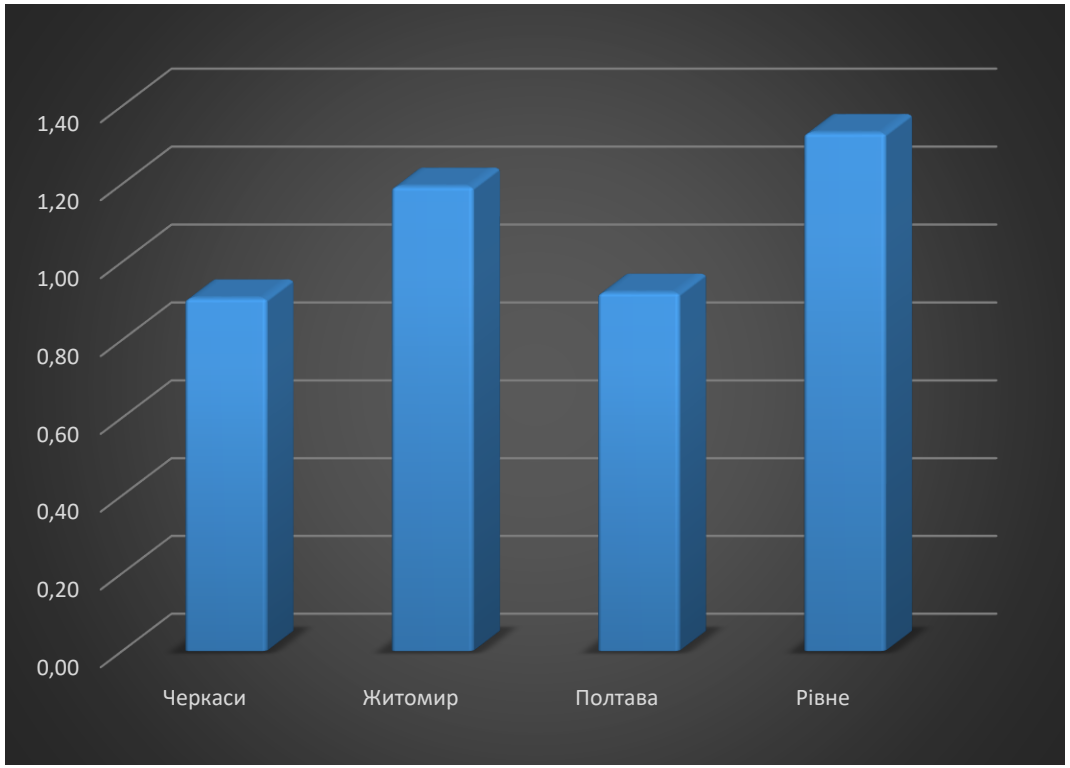
Середня рентабельність



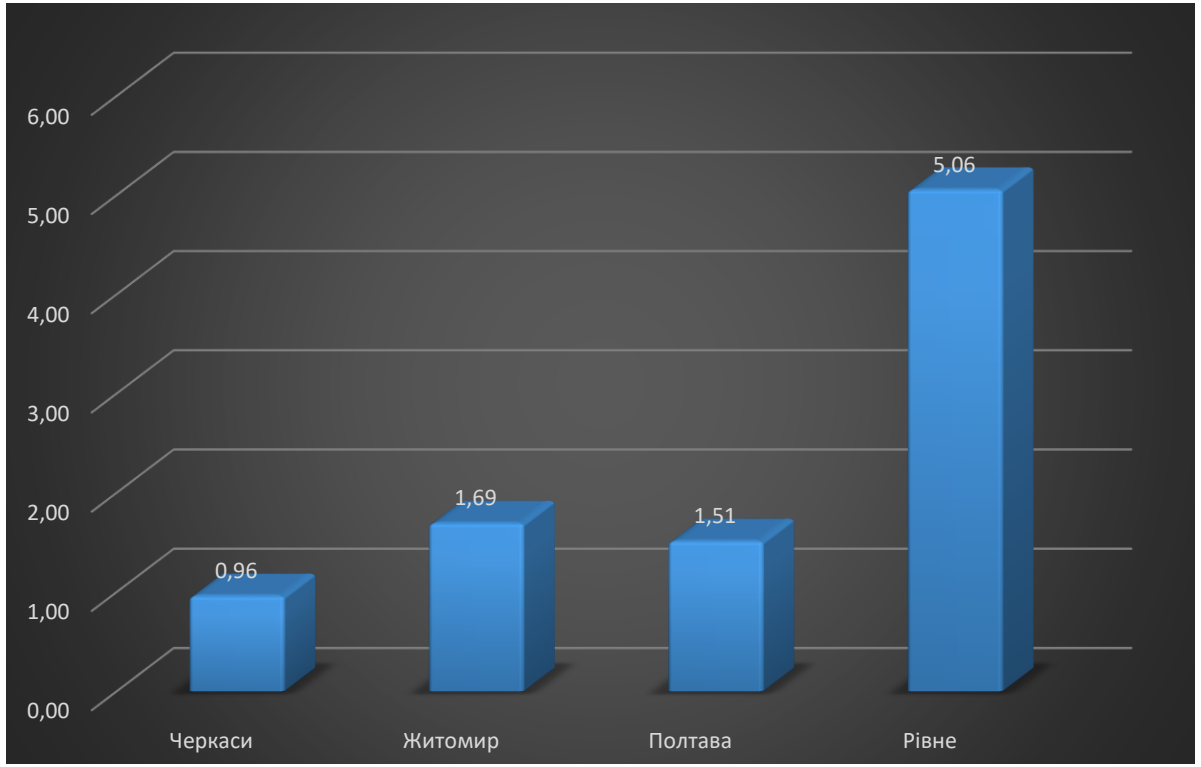
Фізичний стан ОВФ

Національний університет водного господарства та природокористування

Порівняння показників діяльності



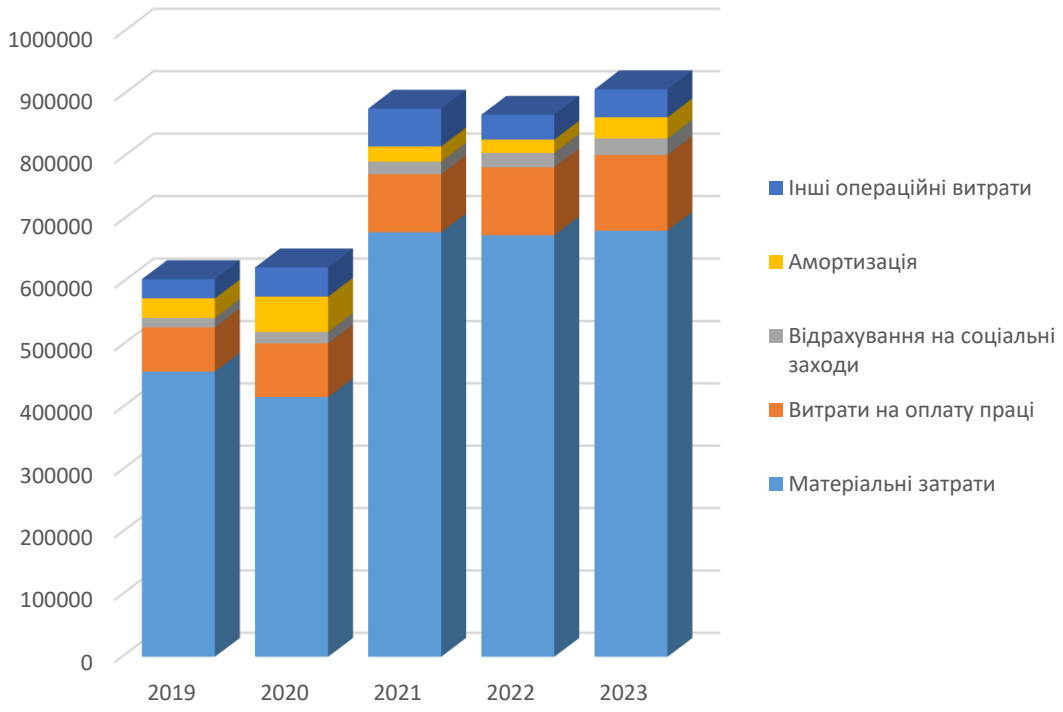
Середньорічні питомі витрати



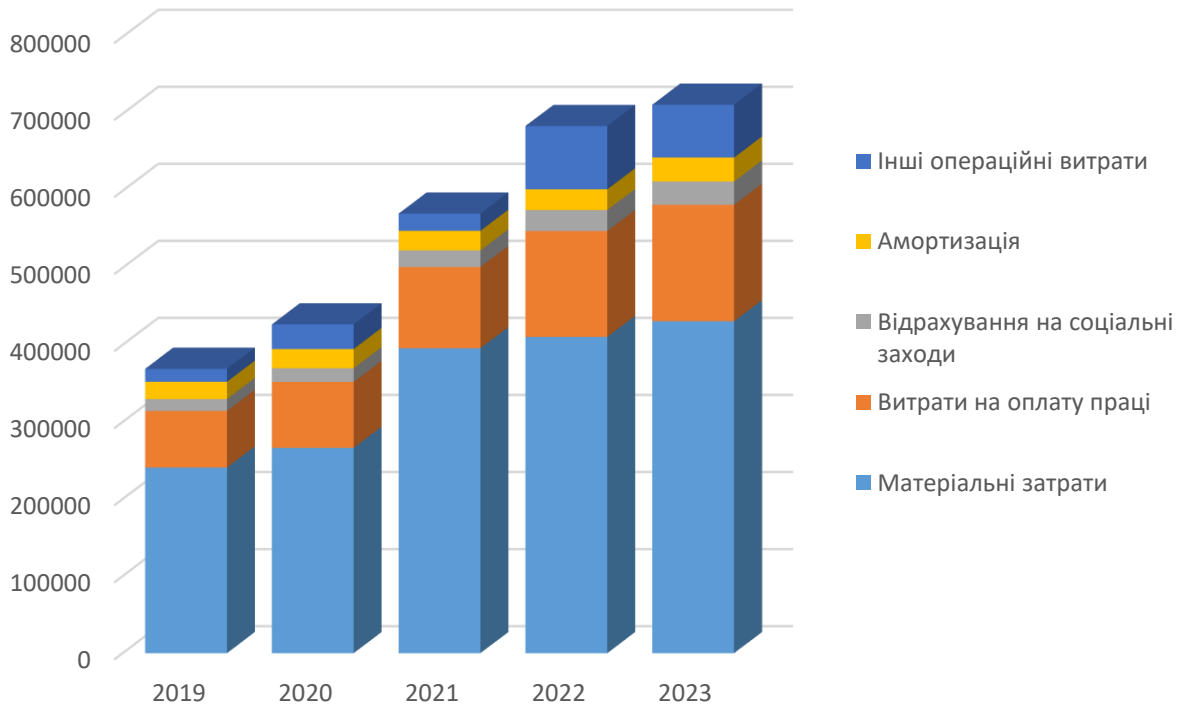
Коефіцієнт кредиторської та дебіторської заборгованості

Національний університет водного господарства та природокористування

Порівняння показників діяльності



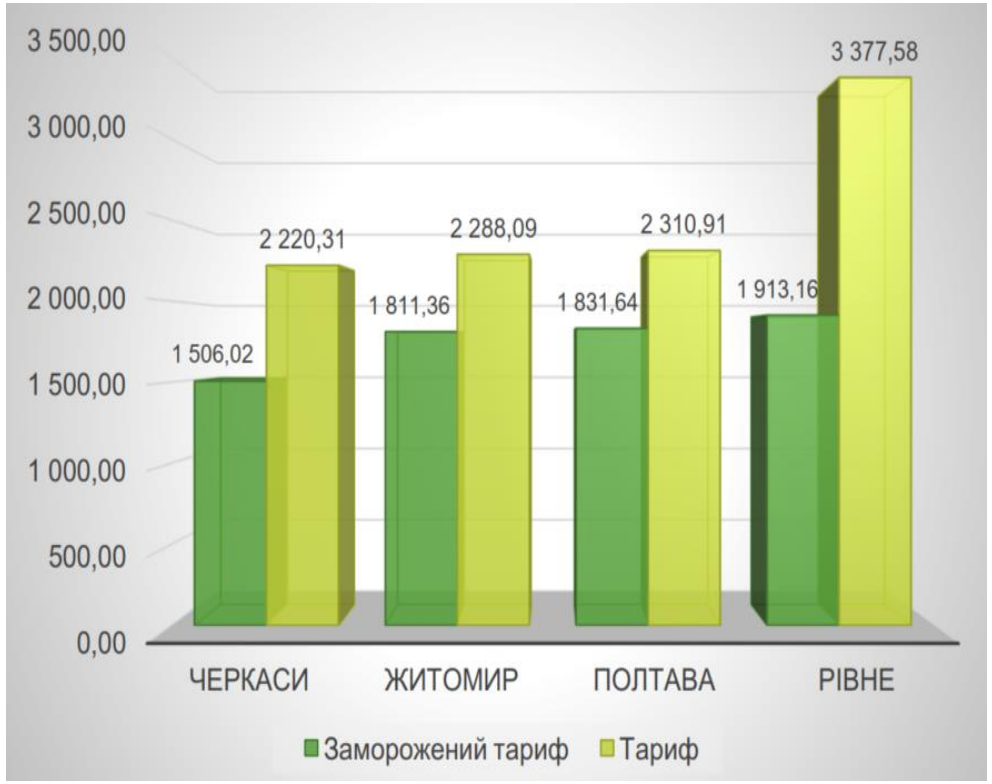
Структура витрат Житомир



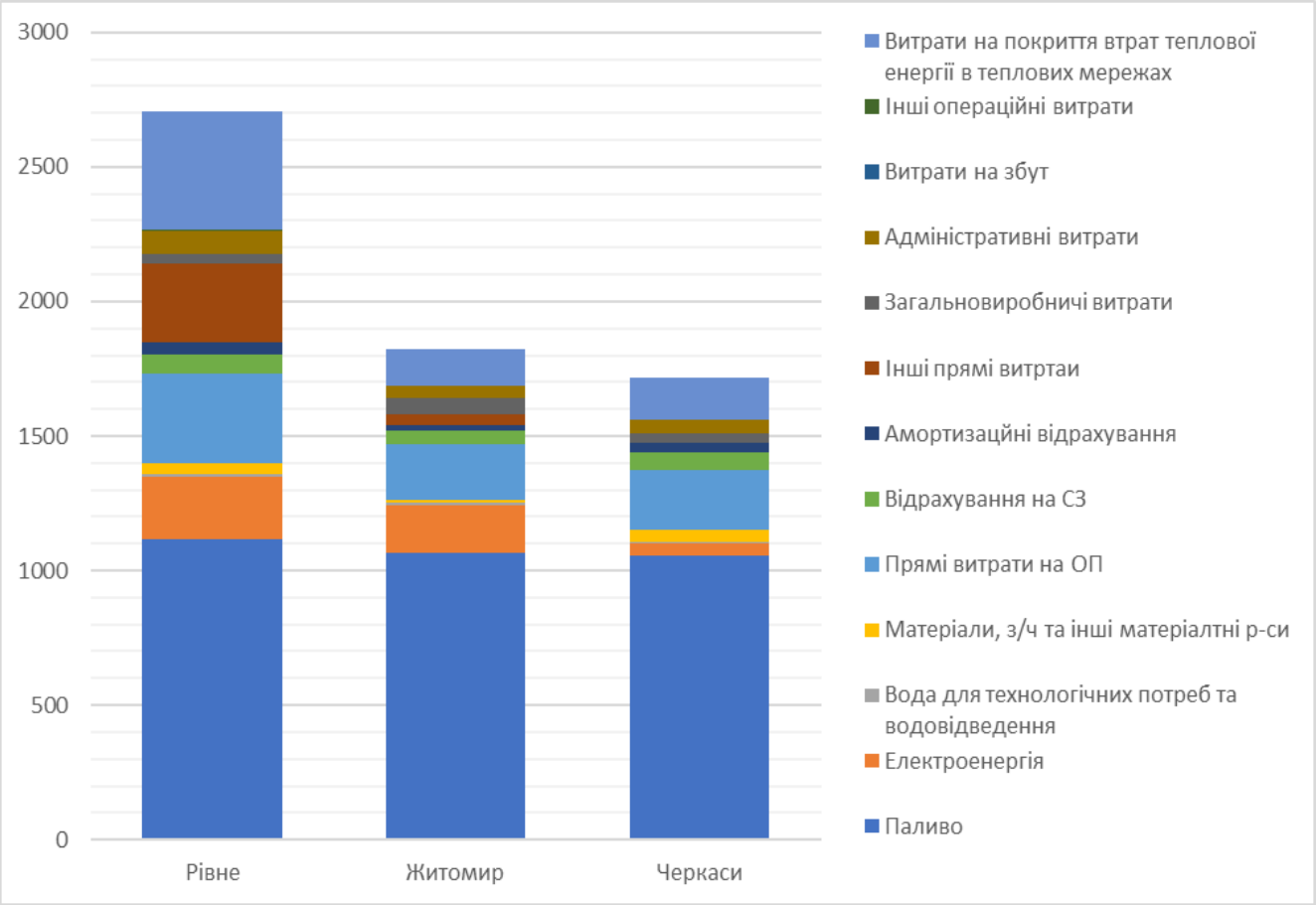
Структура витрат Черкаси

Національний університет водного господарства та природокористування

Порівняння показників діяльності



Порівняння тарифів



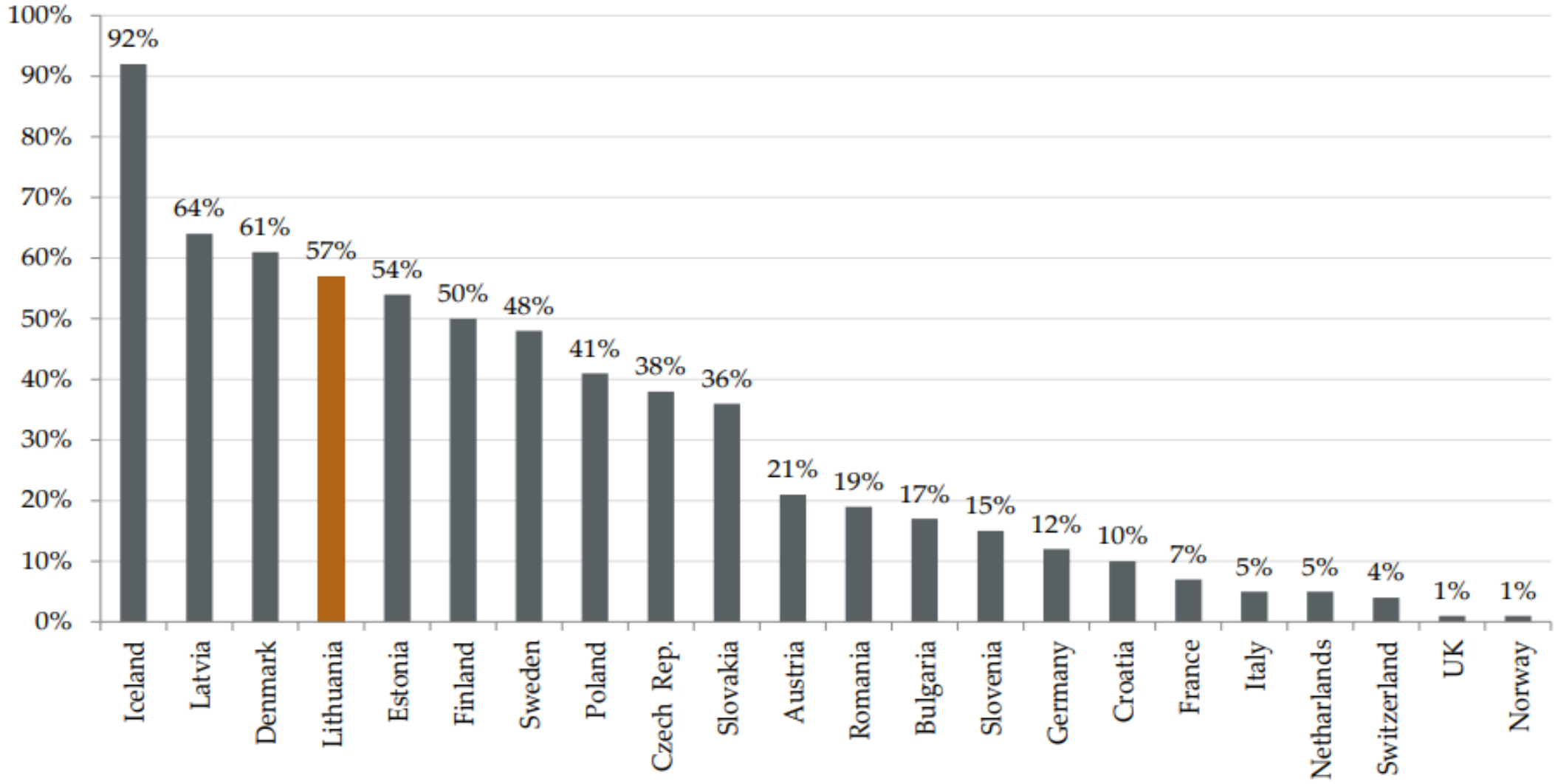
Структура собівартості

Висновки по галузі

1. Невисокі темпи утеплення тепломереж, високий відсоток неутеплених трубопроводів, що призводить до втрат тепла.
2. Високі витоки теплоносія внаслідок проривів тепломережі.
3. Застаріле насосне обладнання, що призводить до завищеного споживання електроенергії.
4. Відсутність використання рекуперації тепла, що призводить до завищеного споживання електроенергії.
5. Неоптимізована структура виробничого персоналу, що призводить до завищених прямих витрат на оплату праці.
6. Надмірна частка подачі тепла населенню і незначна частка вигідних для підприємства та платоспроможних промислових споживачів, релігійних установ та бюджетних установ внаслідок завищеного тарифу.
7. Неоптимізовані адміністративні витрати.
8. Відсутність плану модернізації мережі, функціонування за принципом поточних та аварійних ремонтів без стратегії модернізації.
9. Відсутність техніко-економічного обґрунтування потреби модернізації підприємства в цілому та окремих вузлів зокрема.
10. Відсутність стратегічного бачення розвитку підприємства внаслідок залежності від дотацій з бюджету.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ЦТП в Європі



% населення з ІТП

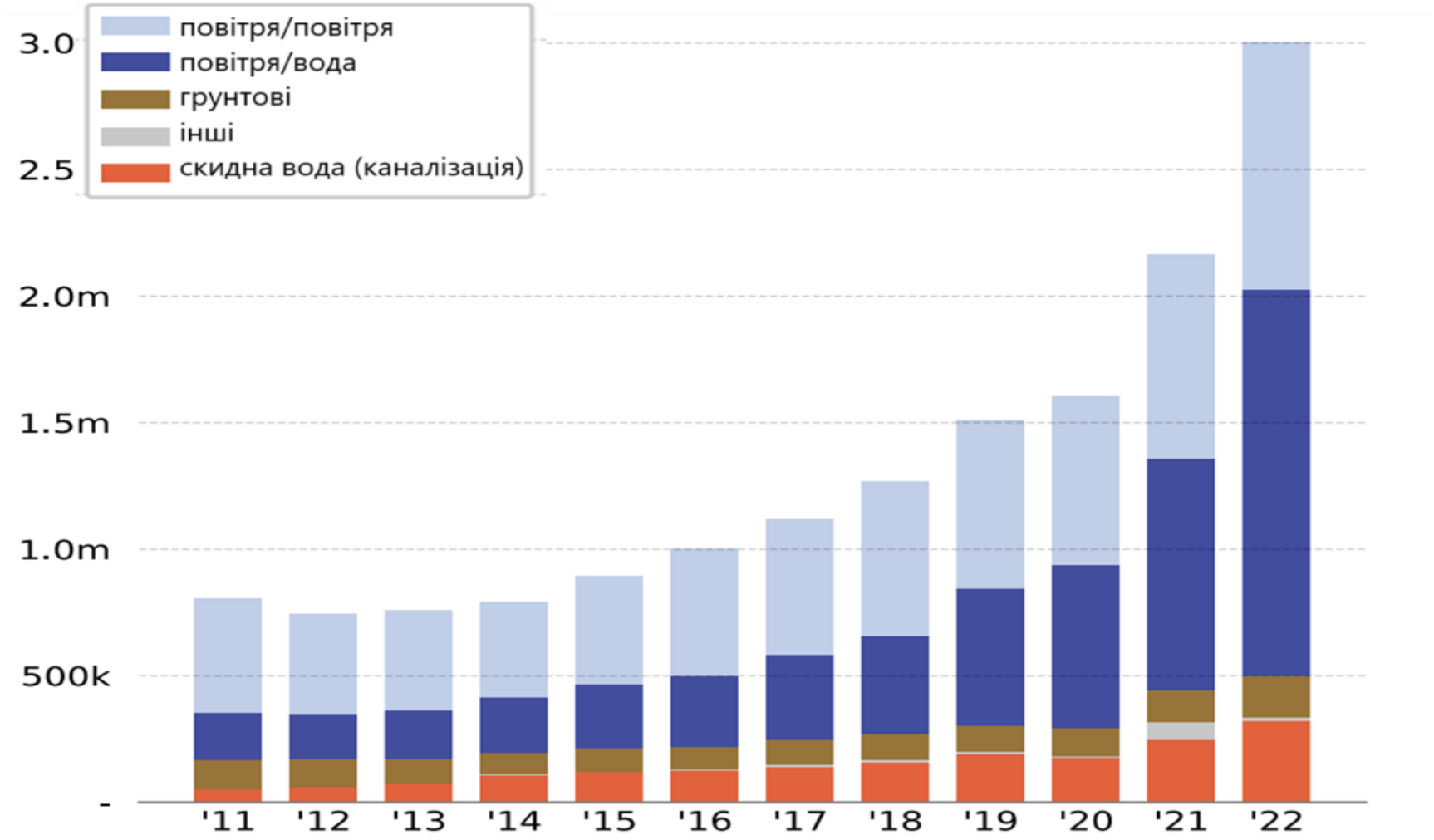
Національний університет водного господарства та природокористування

Вартість тепла

Показник	Польща	Німеччина	Швеція	Японія	США	Канада	Україна	Ісландія	Литва
Ціни	74 – 105 PLN/гДж	65 – 118 євро/МВт-год	650 – 800 SEK/MWt/h	6700 – 8100 JPY за Гкал	8-18 USD за тисячу кубічних футів (MMBTU	8-18 CAD за гігаджоуль	1500 – 3300 UAH/Gcal	1,5 – 3 центи за кВт-год	7 євроцентів за 1 Квт-год
Ціна за 1 Гкал, дол ВІД	77,40	80,68	72,38	42,21	31,75	24,43	37,50	16,6	66,4
Ціна за 1 Гкал, дол ДО	109,83	146,46	89,09	51,03	71,43	54,98	82,50	33,2	88,6

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Тепловий насос в ЦТ



Динаміка встановлення теплових насосів в Європі

Національний університет водного господарства та природокористування

Економічна доцільність ТН

Фінансові показники:		
Сценарії	Сценарій 1 (12%)	Сценарій 2 (50%)
Вартість електроенергії, грн/кВт*год	6,12	6,12
Вартість природного газу, грн/м^3	24,85	24,85
Вартість встановленої теплової потужності ТН, $/кВт	1500	1500
Курс $	40	40
Інвестиції, грн	15 600 000	36 600 000
Річна витрата електричної енергії, кВт*год	456 340	829 540
Річна економія природного газу, м^3	43 787,17	175 418
Річна економія електричної енергії, кВт*год	1 211 330	1 244 107
Економія коштів, грн/рік	6 174 025	7 742 063
Проста окупність, років	2,53	4,73

Національний університет водного господарства та природокористування

Економічна доцільність ТН

Фінансові показники (альтернативний варіант – без підготовки ГВП)		
Сценарії:	Сценарій 1	Сценарій 2
Інвестиції, грн	15 000 000	36 000 000
Річна витрата електричної енергії, кВт*год	271 800	639 771
Річна економія природного газу, $м^3$	96 931	227 337
Економія коштів, грн/рік	1 022 368	2 386 025
Проста окупність, років	**14,7**	**15,1**

Рекомендації

1. Розробити державну програму підтримки модернізації централізованих систем теплопостачання з акцентом на зниження втрат тепла та підвищення енергоефективності.

2. Впроваджувати інноваційні технології, зокрема теплові насоси, СЕС та системи рекуперації тепла, на основі техніко-економічного обґрунтування.

3. Запозичувати успішний міжнародний досвід управління та організації централізованих тепломереж.

4. Внести зміни до регуляторної політики, що дозволять підприємствам встановлювати економічно обґрунтовані тарифи.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ТВОРИ СВОЄ МАЙБУТНЄ З НУВГП!

Дякую за увагу!

вул. Соборна, 11, м. Рівне, 33028 | +38 (0362) 63-32-09 | nuwm.edu.ua | facebook.com/www.nuwm.edu.ua