

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 697.31

DOI 10.20535/1813-5420.4.2025.341295

А.М. Ганжа¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0003-3967-2421

В.М. Корнелюк¹, ORCID 0000-0002-0212-1290

Н.А. Марченко¹, к. т. н., доц., ORCID 0000-0001-9889-3713

¹Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

ВИЗНАЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО МАСИВУ НА ОСНОВІ СИСТЕМНОГО МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОВОЇ МЕРЕЖІ

Розглянута система теплопостачання житлового масиву великого міста. Котельня розташована за рівнем землі більш ніж на 70 м вище житлового мікрорайону. Між котельнею та мікрорайоном передбачена понижуюча насосна станція. Проектом був передбачений технологічний захист трубопроводів теплових мереж споживачів нижньої зони від неприпустимого підвищення тиску в них в результаті знеживлення (зупинки) мережних насосів насосної станції. При аварійних перервах в електропостачанні насосної в опалювальному сезоні періодично мають місце гідроудари та ушкодження теплових мереж, а також змушені перерви в теплопостачанні споживачів, тому аналіз працездатності і надійності системи є актуальною задачею. Система теплопостачання представляє собою мережу, яка складається з направлених потоків, вузлів, де вони сходяться та розходяться, джерел (стоків) маси, теплоти, тиску, гідростатичного напору та нагнітаючого і теплоспоживаючого обладнання зі своїми характеристиками. Підведення або відведення теплоти може бути розсередженим (по ребрах (потоках), або точковим у вузлах. Потоки можуть міняти своє направлення в залежності від перепаду тиску. Для такої складної топології мережі використовуються методи дискретної математики і теорії графів. Представлено удосконалену математичну модель, яка складається з двох графів: гідравлічного та теплового, які взаємопов'язані між собою та є окремими етапами розрахунку. У тепловій моделі враховуються експлуатаційні характеристики теплового споживання та теплових втрат у мережах, у гідравлічній моделі - експлуатаційні характеристики нагнітачів та трубопроводів. Визначено експлуатаційні характеристики обладнання та події, які будуть впливати на надійність та працездатність системи. Виконано аналіз теплогідравлічного режиму теплової мережі в варіантах нештатної роботи та зроблені висновки про працездатність системи.

Ключові слова: системи теплопостачання, ефективність, надійність, працездатність, аналіз, дискретна математика, теорія графів, трубопровід, втрати теплоти, споживання, тепла енергія, електрична енергія, насоси.

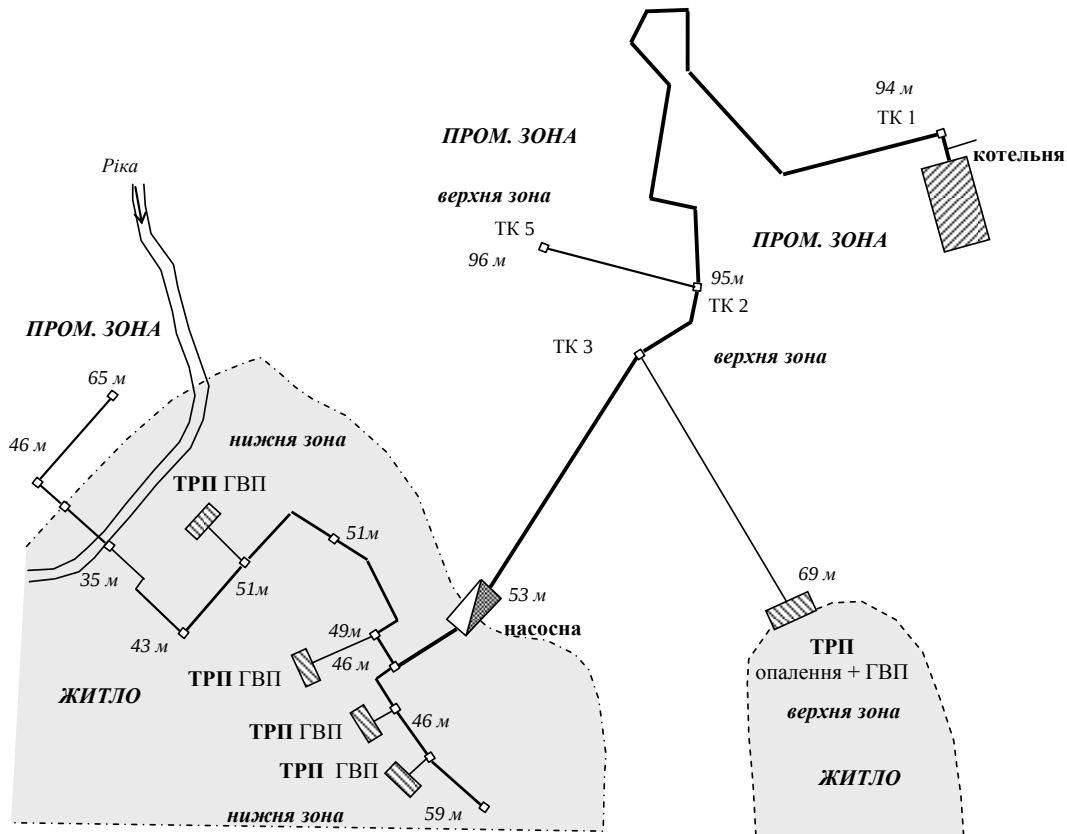
Вступ

Централізоване теплопостачання житлових масивів багатьох міст здійснюється від великих джерел теплової енергії, що обладнані водогрійними та паровими котлами. Джерела, як правило, розташовані на значній відстані від споживачів. Транспортування теплоносія від джерел до житлових масивів здійснюється по магістральним трубопроводам великих діаметрів, що призводить до значних теплових втрат. Великі відстані, на які транспортується теплоносій, обумовлюють також значні витрати електроенергії на транспортування теплоносія. Місцеві теплові мережі опалення підключені в основному по залежній схемі через теплорозподільчі пункти. Стан їх обладнання часто буває незадовільними, що погіршує якість опалення будинків та у останній час деякі споживачі відмовляються від централізованого теплопостачання, що зменшує потребу в постачанні теплової енергії. Крім того, самі такі схеми теплопостачання мають невисоку надійність.

Аналіз стану дослідження

У цій роботі розглянута система теплопостачання житлового масиву великого міста (див. рис. 1). Котельня розташована за рівнем землі більш ніж на 70 м вище житлового мікрорайону.

Між котельнею та мікрорайоном передбачена понижуюча насосна станція. Котельня і насосна станція знаходяться в експлуатації з 1960-х років. Проектом був передбачений технологічний захист трубопроводів теплових мереж споживачів нижньої зони від неприпустимого підвищення тиску в них при гідроударі в результаті знеживлення (зупинки) мережних насосів насосної станції, а саме установка скидних клапанів. Як показала практика експлуатації цієї системи, вона не є надійною. При аварійних перервах в електропостачанні насосної в опалювальному сезоні періодично мають місце гідроудари та ушкодження теплових мереж, а також змушені перерви в теплопостачанні споживачів. Тому розробка і наукове обґрунтування методів і засобів визначення надійності теплопостачання житлового масиву на основі системного математичного моделювання теплової мережі є актуальною задачею.



ГВП – гаряче водопостачання, ТК – теплова камера; ТРП – теплорозподільчий пункт

Рисунок 1 – Схема теплопостачання житлового масиву

Система теплопостачання (див. рис. 1) представляє собою мережу, яка складається з направлених потоків, вузлів, де вони сходяться та розходяться, джерел (стоків) маси, теплоти, тиску, гідростатичного напору та нагнітаючого і теплоспоживаючого обладнання зі своїми характеристиками. Підведення, або відведення теплоти може бути розсередженим (по ребрах (потоках), або точковим у вузлах. Потоки можуть міняти своє направлення в залежності від перепаду тиску. Для такої складної топології мережі використовуються методи теорії графів [1, 2]. У відомій літературі в основному приводяться класичні узагальнені алгоритми теорії графів як розділу дискретної математики [1, 2 та ін]. Питанням аналізу та розрахунку складних водяних, повітряних, вентиляційних та газових мереж методами дискретної математики і теорії графів присвячені роботи відомих авторів Євдокимов А.Г., Яловкин Б.Д., Хасилев В.Н., Меренков А.П., Аврух В.Ю та ін. У роботах вчених Новохатнього В. Г. та Матяша О.В. [3, 4] розглядаються аспекти надійності та пропускної спроможності трубопроводних мереж, а у працях вчених Горбенка Г.О. та Гакала П.Г. [5, 6] – розрахунки двофазних контурів систем термостабілізації космічних апаратів та їх елементів, але, як правило у цих роботах не наводяться математичні моделі, які використовувались при розрахунку розгалужених систем.

У даній роботі представлено удосконалену математичну модель, яка складається з двох графів – гідралічного та теплового, які взаємопов'язані між собою та є окремими етапами розрахунку. У тепловій моделі враховуються експлуатаційні характеристики теплового споживання та теплових втрат у мережах, у гідралічній моделі – експлуатаційні характеристики нагнітачів та трубопроводів.

Ціль і завдання дослідження

Метою дослідження є розробка математичної моделі та засобів аналізу системного моделювання системи теплопостачання і наукове обґрунтування визначення її надійності з урахуванням факторів експлуатації. Для виконання поставленої мети треба розробити удосконалену математичну модель, яка складається з двох графів: гідравлічного та теплового, які взаємопов'язані між собою та є окремими етапами розрахунку, визначити експлуатаційні характеристики обладнання та події, які будуть впливати на надійність та працездатність системи. Виконати аналіз теплогідравлічного режиму теплової мережі в варіантах нештатної роботи та зробити висновки про працездатність.

Матеріал і результати дослідження

Моделювання теплогідравлічного режиму теплової мережі проводилось з використанням програми теплогідравлічного розрахунку складної теплової мережі з використанням методів теорії графів [1, 2] та методики визначення теплових втрат при транспортуванні теплоносія, розрахунку систем споживання.

Опис математичної моделі.

а) Гідравлічна складова.

Перший закон Кірхгофа

$$A_{ij}G_j = M_i, \quad (1)$$

де A – матриця інцидентій (з'єднань) розміром $m \times n$. Елемент матриці дорівнює

$$A_{ij} = \begin{cases} -1, & \text{якщо потік по ребру виходить з вузла (початковий вузол ребра),} \\ 1, & \text{якщо потік входить у вузол (кінцевий вузол ребра),} \\ 0, & \text{якщо вузол не належить ребру} \end{cases};$$

m і n – відповідно число вузлів та ребер графа;

G – вектор масових витрат (потоків маси) по ребрам розміром n . Елемент G_j буде додатним, якщо напрямок потоку співпадає з напрямком ребра, і від'ємним, якщо напрямок потоку протилежний з напрямком ребра;

M_i – вектор джерела маси в узлі розміром m , елемент має знаки (+) – джерело, (-) – сток маси в узлі;

i – поточний індекс, кожній i -му рядку відповідає вузол;

j – поточний індекс, кожному j -му стовбцю відповідає ребро.

Якщо ввести матрицю лінійно незалежних контурів, то перший закон Кірхгофа можна записати в вигляді

$$G_j = \sum_{k=1}^n K_{jk}^T G'_k, \quad (2)$$

де K_{jk}^T – елемент транспонованої матриці лінійно незалежних контурів K , що має розміром $s \times n$,

$$K_{jk}^T = \begin{cases} 1, & \text{якщо ребро входить в контур і напрям збігається з напрямом обходу контура;} \\ -1, & \text{якщо ребро входить в контур і напрям протилежний напрямку обходу контура;} \\ 0, & \text{якщо ребро не входить в контур;} \end{cases}$$

s – кількість контурів (цикломатичне число графа), $s = n - m + 1$;

G'_k – вектор масових витрат зв'язків контуру розміром s , елемент якого дорівнює масовій витраті в одному з ребер контура, яке ще називають ребром зв'язку або головним ребром;

k – поточний індекс, кожному k -му рядку відповідає контур,

j – поточний індекс, кожному j -му стовбцю відповідає ребро.

Другий закон Кірхгофа для математичної моделі графа має вид

$$\sum_{j=1}^n K_{kj} \Delta p_j = 0, \quad (3)$$

де K – матриця лінійно незалежних контурів;

Δp – вектор перепадів тиску у ребрах, що має розмір n .

$$\Delta p_j = Z_j G_j |G_j| - Y_j, \quad (4)$$

де Z – вектор наведених опорів ребер, розмір якого дорівнює числу ребер n ,

$$Z_j = \frac{v_j}{2f_j^2} \sum \xi_j;$$

v – вектор середніх питомих об'ємів потоку речовини на ділянці ребер;

f – вектор прохідних площ каналів ребер

$\sum \xi$ – вектор сумарних гідравлічних та місцевих опорів ребер,

$$\sum \xi_j = \lambda_{Tj} \frac{L_j}{d_{ej}} + \sum \xi_{mj};$$

λ_T – вектор коефіцієнтів тертя одиниці довжини ділянок каналу ребер;

L – вектор довжин каналів ребер;

d_e – вектор еквівалентних діаметрів каналів ребер;

$\sum \xi_M$ – вектор сумарних місцевих опорів ребер;

Y – вектор активних джерел напору в ребрах (насоси, вентилятори, гідростатичний напір та ін.).

Вид запису рівняння (4) обумовлений необхідністю врахування напрямку потоку маси відносно напрямку ребра. Якщо в результаті розрахунку знак потоку маси G_j у ребрі змінився на протилежний, це означає, що течія в каналі буде в інший бік.

Елементи вектора швидкостей потоку в ребрах визначаються з рівняння нерозривності

$$W_j = \frac{|G_j|v_j}{f_j}. \quad (5)$$

Вектор активних джерел напору Y залежить від від'ємного або додатного значення гідростатичного тиску, обумовленого різницею висот початкового та кінцевого вузла ребра, а також від активного напору нагнітача

$$Y_j = -g \frac{A_{ji}^T b_i}{v_j} + g \frac{H_j}{v_j}, \quad (6)$$

де b – вектор висот вузлів, що має розмір m ; як нульова позначка виступає найнижча точка трубої системи;

A^T – транспонована матриця з'єднань (інцидентцій);

g – прискорення вільного падіння.

H – напір нагнітача, у м.в.ст. Визначається згідно гідравлічної характеристики як функція масової витрати по ребру G_j .

Гідравлічні характеристики нагнітачів, в залежності від типу, були одержані шляхом інтерполяції графічних даних методом найменших квадратів.

Згідно перепадів тисків у кожному ребрі окремим алгоритмом розраховуються тиски у вузлах p_i .

б) Теплова складова.

Рівняння теплового балансу для вузла. Ентальпія речовини у цьому вузлі враховує всі притоки теплоти в нього. Якщо елемент у матриці з'єднання $A_{ij} = -1$ та масова витрата по ребру додатна, або $A_{ij} = 1$ та масова витрата по ребру від'ємна, то елемент теплової матриці $D_{ij} = 1$, в інших випадках $D_{ij} = 0$.

$$h_i = \frac{D_{ij}G_j h_{Kj} + M_i h_{джі}}{D_{ij}G_j + M_i}, \quad (7)$$

де $h_{джі}$ – ентальпія речовини, яка втікає у вузол з джерела, M_i враховується, якщо вузол є джерелом, інакше дорівнює у цій формулі 0;

h_{Kj} – ентальпія речовини, яка втікає у вузол з ребра, з урахуванням падіння температури речовини у ребрі (кінцева ентальпія на ребрі)

$$h_{Kj} = h_{пj} - \Delta Q_j, \quad (8)$$

де h_{Kj} дорівнює ентальпії у початковому для цього ребра вузлі;

ΔQ_j – втрати теплоти на ребрі. Для трубопроводів теплотрас [7]

$$\Delta Q_j = c_j(t_{пj} - t_{зj}) \left(1 - e^{-\frac{K_{lj}l_j}{G_j c_j}} \right), \quad (9)$$

де $t_{пj}$ і $t_{зj}$ – температури теплоносія у початковому вузлі ребра та у зовнішньому середовищі;

c_j – витрата і теплоємність теплоносія на ділянці;

l_j – довжина ділянки з однаковим типом прокладання, видом ізоляції і її фактичним станом;

K_{lj} – лінійний коефіцієнт теплопередачі на ділянці з урахуванням збільшення фактичної експлуатаційної теплопровідності ізоляції.

Температура теплоносія на виході з ребра

$$t_{Kj} = t_{пj} - \frac{\Delta Q_j}{c_j}, \quad (10)$$

Середня температура теплоносія у ребрі

$$t_j = t_{зj} + (t_{пj} - t_{зj}) \frac{\left(1 - e^{-\frac{K_{lj}l_j}{G_j c_j}} \right)}{\frac{K_{lj}l_j}{G_j c_j}}, \quad (11)$$

По цій температурі визначається c_j та v_j та інші теплофізичні властивості речовини.

Для систем теплоспоживання ΔQ_j та середня температура визначається окремим розрахунком [8, 9].

Загальна модель та алгоритм

Розрахунок відбувається ітераційним способом послідовних алгоритмів гідравлічної та теплової моделі до досягнення заданої збіжності по нев'язці витрат та тисків гідравлічної моделі і балансу тепла теплової моделі.

Основним елементом алгоритму є гідравлічна модель. Закони Кірхгофа та топологічна структура графа є складною і громіздкою системою нелінійних рівнянь. Пропонується використовувати ітераційний метод контурних поправочних витрат з обчисленням поправок методом Ньютона [10]. Перевага цього методу полягає в тому, що він оперує з матрицею контурів, яка зменшує порядок системи в порівнянні з матрицею з'єднань (інцидентів) і має швидку збіжність. Недоліком цього є те, що необхідно чітко задавати збалансований за витратами початковий потокорозподіл. Згідно з другим законом Кірхгофа (3) обчислюється та формується вектор нев'язок перепадів тисків за контурами, розміром s

$$f_l = f_k = \sum_{j=1}^n K_{kj} \Delta p_j, (12)$$

де індексне позначення l використовується реалізації методу Ньютона.

Далі обчислюються елементи матриці Якобі розміром $s \times s$

$$B_{lk} = \frac{\partial f_l}{\partial G_k} = 2 \sum_{j=1}^n K_{lj} K_{kj} Z_j G_j, (13)$$

та методом Гауса розв'язується система лінійних рівнянь

$$B_{lk} \Delta G_k = f_k, (14)$$

де ΔG_k – вектор поправних контурних витрат (вектор розв'язку) розміром s для методу Ньютона.

Згідно з першим законом Кірхгофа обчислюються нові значення витрат у ребрах (будується вектор витрат) для наступного наближення:

$$G_j^{(q+1)} = G_j^{(q)} - \sum_{k=1}^s K_{jk}^T \Delta G_k, (15)$$

де $G_j^{(q+1)}$ і $G_j^{(q)}$ – уточнені вектори витрат (поток) маси у ребрах для наступного наближення (ітерації) $q + 1$ та у поточному наближенні (ітерації) q ;

Розрахунок повторюється доти, доки максимальне за модулем значення нев'язки з векторів f_k та ΔG_k буде менше допустимого.

Авторами було запропоновано в алгоритмі використовувати формулу (15) замість формули (2), згідно якої необхідно було б знаходити вектор головних ребер контурів і масових витрат G_k' розміром s окремим складним алгоритмом та додавати до нього поправки ΔG_k . Експериментально перевірено збіжність запропонованого методу, що також забезпечую меншу кількість обчислень.

Аналіз працездатності та надійності системи теплопостачання

Вихідними даними для розрахунку є характеристики:

1) кожної ділянки (ребра графу): насосів; арматури (клапани, засувки, елементи обладнання); теплової мережі; підігрівачів гарячої води, систем споживання;

2) кожного вузла (вершини графу): висота; якщо вузол є джерелом – витрата та температура, теплоносія, що додається, тепловий потік у вузол; якщо вузол є виток – витрата теплоносія та тепловий потік, що виходить з вузла ззовні; для граничних вузлів – статичний тиск та температура теплоносія;

3) графу схеми теплової мережі (див. рис.2): матриця з'єднань (інцидентів, номер ребра (ділянки); ідентифікатор типу; початковий та кінцевий вузол; перелік та тип граничних вузлів (джерело чи скид);

4) роботи теплової мережі (температурні графіки, температури оточуючого середовища).

При аналізі даних розрахунку нормального режиму встановлено, що розбіжність розрахункових даних з вихідними даними (по тискам і витратам) складає не більше 0,5 %, що говорить про адекватність моделі і можливість її застосування для інших режимів. Відпуск теплоти до споживачів нижньої зони і ТРП верхньої зони знаходиться в межах норми. Відпуск теплоти до споживачів, що підключені до теплотраси від ТК 2 до ТК 5, значно нижче норми (температури внутрішнього повітря 13÷14°C) у зв'язку з великими тепловими втратами, що пов'язані зі значною протяжністю теплотрас великого діаметру і малим тепловим навантаженням. Слід зазначити, що в розрахунку не були враховані теплові втрати в квартальній тепловій мережі.

Розрахунок теглогідравлічного режиму теплової мережі проводився і у варіантах нештатної роботи.

При відключенні підкачувального насоса на ТРП верхньої зони витрата теплоносія на ТРП падає в 2,4 рази, температура внутрішнього повітря і гарячої води знижується відповідно до 12°C і 35°C. Загальна витрата теплоносія незначно зменшується (з 1245 до 1218 т/год), що призводить до незначного підвищення

його тиску в окремих точках схеми. До споживачів нижньої зони і теплотраси від ТК 2 до ТК 5 надходить трохи більше теплоносія, що призводить до незначного підвищення відпуску теплоти до них.

При відключенні підкачувального насосу на насосній загальна витрата теплоносія через котли зменшується з 1245 до 983 т/год. Недопустимо підвищуються надлишкові тиски теплоносія в нижній зоні (перед регулюючим клапаном до 10 кгс/см², зворотного теплоносія нижньої зони – до 7,2 кгс/см²), у верхній зоні ТРП – до 9÷10 кгс/см². Кількість теплоносія в нижній зоні зменшується на 25%, що призводить до недовідпуску теплоти. В районі ТРП верхньої зони витрата теплоносія зростає на 15 %, що призводить до перетопу в цих споживачів. У зоні теплотраси від ТК 2 до ТК 5 витрата теплоносія зростає в 2 рази.

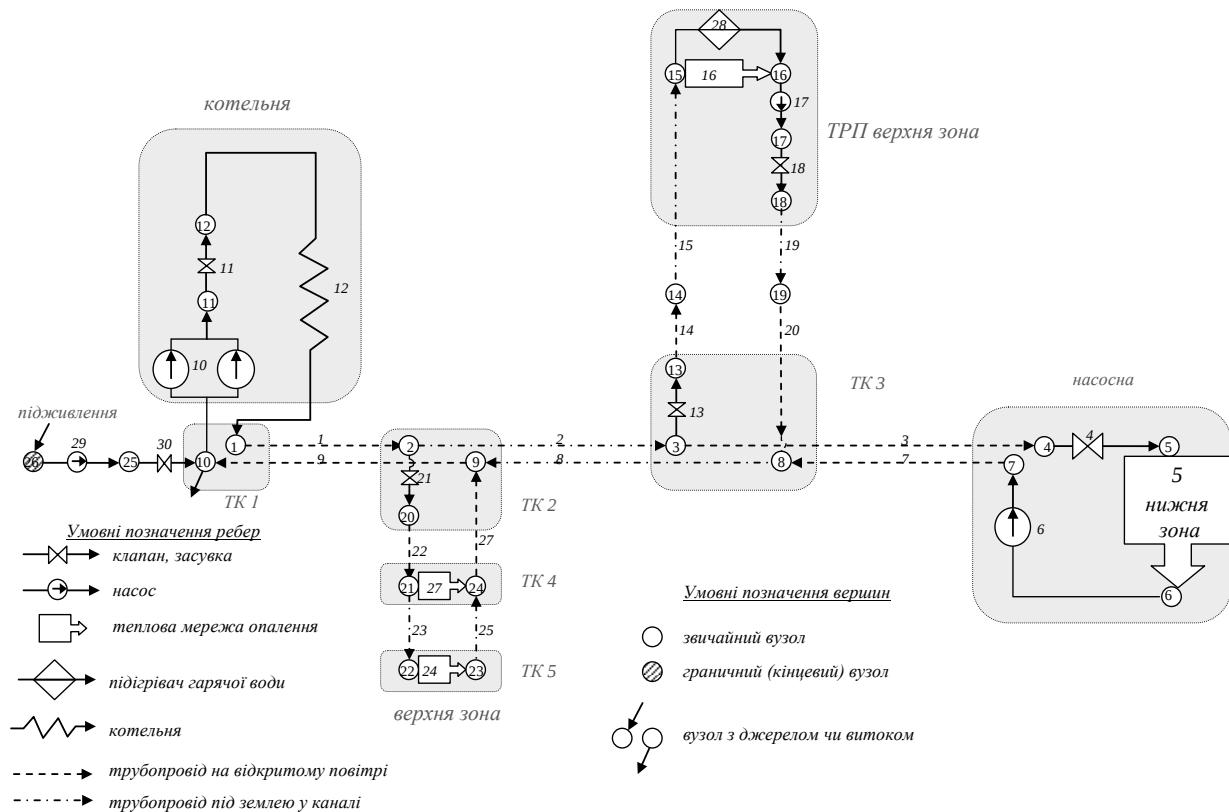


Рисунок 2 – Граф схеми теплопостачання житлового масиву з рис. 1

При відключенні підкачувального насосу на насосній та підкачувального насосу на ТРП верхньої зони загальна витрата теплоносія через котли зменшується з 1245 до 966 т/год. Недопустимо підвищуються надлишкові тиски теплоносія у нижній зоні (перед регулюючим клапаном до 10 кгс/см², зворотного теплоносія нижньої зони – до 7,2 кгс/см²), у верхній зоні ТРП – до 7,5÷9 кгс/см². Кількість теплоносія в нижній зоні зменшується на 22 %, що призводить до недовідпуску теплоти. В районі ТРП верхньої зони витрата теплоносія також падає на 22 %, що також призводить до недотопу в цих споживачів. В зоні теплотраси від ТК 2 до ТК 5 витрата теплоносія зростає у 2 рази.

При відключенні мережних насосів на котельні загальна витрата теплоносія через котли зменшується з 1245 до 844 т/год. Тиски теплоносія у верхній зоні недопустимо низькі (особливо на прямому трубопроводі ТК 2, ТК 4 і ТК 5). Температура теплоносія в прямому трубопроводі ТК 2 близька до закипання. В мережі теплотраси від ТК 2 до ТК 5 відбувається "перекидання" циркуляції з можливим закипанням теплоносія. В нижній частині та в районі ТРП верхньої зони витрата теплоносія падає на 32 %, що призводить до недотопу в цих споживачів.

При відключенні мережних насосів на котельні та підкачувального насосу на ТРП верхньої зони загальна витрата теплоносія через котли зменшується з 1245 до 779 т/год. Це призводить до наслідків, як і в варіанті 5, тобто до зниження тиску теплоносія в нижній частині до неприпустимо низького рівня; температура теплоносія в прямому трубопроводі ТК 2 близька до закипання; в мережі теплотраси від ТК 2 до ТК 5 відбувається "перекидання" циркуляції з можливим закипанням теплоносія. На відміну від попереднього варіанта в нижній зоні витрата теплоносія падає на 25 %, що також призводить до недотопу в цих споживачів. У верхній зоні ТРП у цьому випадку також відбувається "перекидання" циркуляції, але ймовірність закипання менша, ніж у мережі теплотраси від ТК 2 до ТК 5. Таким чином "перекидання" циркуляції у цьому випадку відбувається у всій верхній зоні.

Висновки.

Таким чином, побудовані методи і засоби визначення надійності тепlopостачання житлового масиву на основі системного математичного моделювання теплогідравлічних процесів з урахуванням взаємного впливу елементів системи і впливу зовнішніх факторів. Моделювання теплогідравлічного режиму теплової мережі показало, що він дуже складний та має низьку надійність. Надійність окремих елементів складної системи відчутно впливає на роботу всієї системи та її ділянок. Тому існуюча схема тепlopостачання підлягає реконструкції з метою підвищення її ефективності та надійності. Розроблені методи і засоби можуть бути застосовані для обґрунтування реконструкції інших систем тепlopостачання.

Список використаної літератури

1. Комп'ютерна дискретна математика / А. М. Сергієнко, А. А. Молчанова, В. О. Романкевич. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 189 с.
2. Кузьменко І. М. Теорія графів. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 71 с.
3. Новохатній В. Г. Топологічні аспекти надійності трубопровідних мереж / В. Г. Новохатній // Збірник наукових праць. Серія: Галузеве машинобудування, будівництво. – Полтава : ПолтНТУ, 2015, Вип. 1(43). – С. 112 – 121
4. Аналіз пропускної спроможності діючої водопровідної мережі / О.В. Матяш, В.Г. Новохатній, С.О. Костенко // Збірник наукових праць. Серія: Галузеве машинобудування, будівництво. – Полтава : ПолтНТУ.– 2016, Вип. 1 (46). – С. 221-231
5. The calculation of the heat control accumulator volume of two-phase heat transfer loop of a spacecraft thermal control system=Розрахунок обсягу гідроакумулятора двофазного контуру теплопереносу системи терморегулювання космічного апарату / А. Hodunov, G. Gorbenko, P. Gakal // Авіаційно-космічна техніка і технологія. - 2021. - № 5. - Р. 15-23.
6. Retrospective Review of a Two-Phase Mechanically Pumped Loop for Spacecraft Thermal Control Systems / G. Gorbenko, P. Gakal, R.Turna, A. Hodunov // *J. of Mech. Eng.*, 2021, vol. 24, no. 4, pp. 27-37
7. Ганжа А.М., Корнелюк В.М., Марченко Н.А. Аналітичне розв'язання диференціального рівняння теплопровідності для пошкодженої теплової ізоляції трубопроводів // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. No 1, С 125-130.
8. Ганжа А.М., Марченко Н.А., Семененко Л.В. Визначення ефективності тепlopостачання багатоповерхового житлового будинку з урахуванням нерівномірності підведення теплоти до приміщень та несистемних утеплень // *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. – 2019. – Том 9. – № 1.
9. Математичне моделювання теплової ефективності огорожувальних конструкцій багатоповерхових будівель з урахуванням індивідуального утеплення / А.М. Ганжа, Л.В. Семененко, Ю.Ф. Броневський, Ю.І. Саврасва // *Інтегровані технології та енергозбереження*. – 2021. – №4. – С.46–58.
10. Кутнів М. В. Чисельні методи / М. В. Кутнів, Я. В. Пізюр. – Львів : Растр-7, 2024. – 277 с.

A. Ganzha¹, Dr. Tech. Science, Prof., ORCID 0000-0003-3967-2421

V. Kornelyuk¹, ORCID 0000-0002-0212-1290

N. Marchenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-9889-3713

¹National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

DETERMINATION OF HEAT SUPPLY RELIABILITY OF A RESIDENTIAL ESTATE BASED ON SYSTEMIC MATHEMATICAL MODELING OF A HEAT NETWORK

The heat supply system of a residential estate of a large city is considered. The boiler room is located more than 70 m above the ground level of the residential neighborhood. A lowering pumping station is provided between the boiler room and the neighborhood. The project provided for technological protection of the pipelines of the heat networks of consumers of the lower zone from an unacceptable increase in pressure in them as a result of the de-energizing (stopping) of the network pumps of the pumping station. During emergency interruptions in the power supply of the pumping station during the heating season, water hammer and damage to the heat networks periodically occur, as well as forced interruptions in the heat supply of consumers, therefore, the analysis of the system's operability and reliability is an actual task. A heat supply system is a network consisting of directed flows, nodes where they converge and diverge, sources (sinks) of mass, heat, pressure, hydrostatic head, and pumping and heat-consuming equipment with their own characteristics. Heat supply or removal can be distributed (along

edges (flows) or pointwise at nodes. Flows can change their direction depending on the pressure drop. For such a complex network topology, methods of discrete mathematics and graph theory are used. An improved mathematical model is presented, which consists of two graphs: hydraulic and heat, which are interconnected and are separate stages of calculation. The heat model takes into account the operational characteristics of heat consumption and heat losses in networks, and the hydraulic model takes into account the operational characteristics of superchargers and pipelines. The operational characteristics of the equipment and events that will affect the reliability and operability of the system are determined. An analysis of the thermal hydraulic regime of the heat network in abnormal operation options is performed and conclusions are drawn about the operability of the system.

Keywords: heat supply systems, efficiency, reliability, operability, analysis, discrete mathematics, graph theory, pipeline, heat loss, consumption, heat energy, electrical energy, pumps.

References

1. Komp'yuterna dyskretna matematyka / A. M. Serhiyenko, A. A. Molchanova, V. O. Romankevych. – Kyiv: KPI im. Ihorya Sikors'koho, 2022. – 189 s.
2. Kuz'menko I. M. Teoriya hrafiv. – Kyiv: KPI im. Ihorya Sikors'koho, 2020. – 71 s.
3. Novokhatniy V. H. Topologichni aspekty nadiynosti truboprovodnykh merezh / V. H. Novokhatniy // Zbirnyk naukovykh prats'. Seriya: Haluzeve mashynobuduvannya, budivnytstvo. – Poltava : PolNTU, 2015, Vyp. 1(43). – S. 112 – 121
4. Analiz propusknoyi spromozhnosti diyuchoyi vodoprovodnoyi merezhi / O.V. Matyash, V.H. Novokhatniy, S.O. Kostenko // Zbirnyk naukovykh prats'. Seriya: Haluzeve mashynobuduvannya, budivnytstvo. – Poltava : PolNTU.– 2016, Vyp. 1 (46). – S. 221-231
5. The calculation of the heat control accumulator volume of two-phase heat transfer loop of a spacecraft thermal control system=Rozrakhunok obsyahu hidroakumulyatora dvofaznoho konturu teploperenosu systemy termorehulyuvannya kosmichnoho aparatu / A. Hodunov, G. Gorbenko, P. Gakal // Aviatsiyno-kosmichna tekhnika i tekhnolohiya. - 2021. - № 5. - P. 15-23.
6. Retrospective Review of a Two-Phase Mechanically Pumped Loop for Spacecraft Thermal Control Systems / G. Gorbenko, P. Gakal, R.Turna, A. Hodunov //J. of Mech. Eng., 2021, vol. 24, no. 4, pp. 27-37
7. Ganzha A.M., Kornelyuk V.M., Marchenko N.A. Analitichne rozv'yazannya dyferentsial'noho rivnyannya teploprovodnosti dlya poshkodzhenoï teplovoyi izolyatsiyi truboprovodiv // Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohiyi, ekolohiya. 2024. No 1, S 125-130.
8. Ganzha A.M., Marchenko N.A., Semenenko L.V. Vyznachennya efektyvnosti teplopostachannya bahatopoverkhovoho zhytlovoho budynku z urakhuvannyam nerivnomirnosti pidvedennya teploty do prymishchen' ta nesystemnykh utepen' // Naukovyy visnyk Tavriys'koho derzhavnogo ahrotekhnolohichnoho universytetu. – 2019. – Tom 9. – № 1.
9. Matematychnye modelyuvannya teplovoyi efektyvnosti ohorodzhuval'nykh konstruktsiy bahatopoverkhovykh budivel' z urakhuvannyam individual'noho uteplennya / A.M. Ganzha, L.V. Semenenko, YU.F. Bronevs'kyi, YU.I. Savrayeva // Intehrovani tekhnolohiyi ta enerhozberezhennya. – 2021. – №4. – S.46–58.
10. Kutniv M. V. Chysel'ni metody / M. V. Kutniv, YA. V. Pizyur. – L'viv : Rastr-7, 2024. – 277 s.

Надійшла: 16.06.2025

Received: 16.06.2025

ОБГРУНТУВАННЯ БЕЗПЕКИ ПРИ ПРОМИВЦІ ПАЛИВНИХ КАСЕТ РЕАКТОРА ВВЕР-440 В БАЦІ ОЧИСТКИ FRAMATOME

Основною метою виконання досліджень є отримання точнішого значення залишкового енерговиділення касет після їх вилучення з активної зони та визначення, на основі результатів розрахунку, оптимального методу, що буде доцільно застосовувати для касет різних років експлуатації. Застосування просунутої методології [1], що запропонована Комісією з ядерного регулювання США (NRC), дозволило врахувати різні джерела тепловиділення, в той час як для розрахунку залишкового енерговиділення в стандартах COV HAEK 197:2020 [2] використовувався пакет програм SCALE, що дозволяє врахувати специфіку конкретного палива. Запропонований NRC підхід, дозволяє знайти значення тепловиділення, що генерується кожним вкладником, а саме: тепловиділення, при розпаді актинідів, при захопленні нейтронів, при активації конструкційних елементів, при розпаді продуктів поділу. Їх сума визначає загальне значення тепловиділення касети. В результаті розрахунку було визначено, що для розрахунку тепловиділення касет п'ятого року експлуатації доцільніше використовувати метод COV HAEK 197:2020, в той час як для касет від першого до четвертого років року експлуатації – підхід, що запропонований NRC.

Ключові слова: Framatome, NRC, залишкове тепловиділення, АЕС Паки, поділ нейтронів, опромінення, паливне завантаження.

Вступ. Важливим аспектом енергетичної стійкості та незалежності для багатьох країн Європи та світу є стабільне та безпечне функціонування атомних електростанцій. Впровадження нових технологій покликане підвищити енергоефективність та запобігти впливу радіації на навколишнє середовище та здоров'я людини.

Всі надзвичайні події, що відбувається при транспортуванні, зберіганні та використанні радіоактивних матеріалів визначаються відповідно до Міжнародної шкали ядерних подій (International Nuclear Events Scale, INES), що розроблена міжнародним Агентством з атомної енергетики (МАГАТЕ).

Надзвичайні події, що мають місце на ядерних об'єктах повинні бути ретельно вивчені, а їх наслідки – проаналізовані та усунені. Однією з таких, вартої уваги подій, є інцидент на атомній електростанції Паки в Угорщині у 2003 році. Внаслідок розчинення продуктів корозії на дезактивованих поверхнях парогенератора, спостерігалось відкладення магнетитів, що призвело до: зменшення швидкості потоку теплоносія через активну зону, погіршення теплопровідності оболонки тепловиділяючого елементу (ТВЕЛ), збільшення температури теплоносія на виході з активної зони та зниження потужності реактора. Для швидкого виправлення ситуації, що склалася, на основі баку для відпрацьованих тепловиділяючих збірок (ВТВЗ) ТК-6, було розроблено ємність для очистки 7 касет, проте через стиснені терміни, процес довелося пришвидшувати і в результаті, компанією Framatome, було розроблено бак для очистки 30 касет. Проте, як виявилось пізніше, він мав суттєві конструкційні недоліки, основні з яких були такі:

- при розробці конструкції баку не була передбачена можливість природної циркуляції теплоносія, що унеможливило пасивне охолодження палива при відключенні основного обладнання;

- встановлення малої кількості вимірювальної техніки та пристроїв систем сигналізації, що не дозволяло повністю контролювати поточний стан промивки та оперативно отримувати інформацію, щодо зміни термодинамічного стану середовища;

- наявність лише однієї напрямної плити, що призводило до виникнення байпасних протічків в нижній частині баку;

- ігнорування отворів, що були призначені для покращення конвекційного теплообміну та перемішування теплоносія в активній зоні, що призвело до виникнення байпасного потоку та втрати теплоносія. У випадку, коли працював лише насос малої потужності, за рахунок малої витрати теплоносія, та значного тепловиділення касет (5 кВт/касету,) вода, що залишалася в баку закипала;

- наявність лише двох напрямних для кришки баку призводила до перекосу кришки при спробі її підйому;

- паливо перебувало в режимі експлуатації А невизначену кількість часу, що призводило до його перегріву та пошкодження;

- відсутні програми протиаварійних тренувань для персоналу, що брав участь в експлуатації баку.

Основним фактором, що призвів до руйнування тридцяти паливних касет, було їх високе залишкове енерговиділення. Таким чином виникає завдання обґрунтування визначення цього параметру для уникнення подібних помилок в майбутньому.

Метою роботи є визначення, оптимального підходу до визначення залишкового енерговиділення касет, що знаходяться на промивці в баці очистки Framatome.

Викладення основного матеріалу

Обраний метод розрахунку заснований на визначенні кількості тепла, що виділяється в результаті одного акту поділу.

Продукти поділу

Залежна від часу кількість теплоти, що виділяється при одному поділі визначається як сумарне значення за дев'ятьма групами:

$$f_i(t) = \sum_{j=1}^9 \alpha_{ij} e^{-\lambda_{ij} t}; \quad (1)$$

Де t – час після зупини реакторної установки, а коефіцієнти α_{ij} та λ_{ij} – константи, значення яких залежить від подільного ізотопу i . Результати виконаного розрахунку за формулою(1) наведені в таблиці 1.

$$\begin{aligned} f_{235}(t) = \sum_{j=1}^9 \alpha_{ij} e^{-\lambda_{ij} t} = & 1,8523 * 10^{-7} * e^{-6,6332 * 10^{-7}} + 2,6592 * 10^{-8} * e^{-1,2281 * 10^{-7}} + \\ & + 2,2365 * 10^{-9} * e^{-2,7163 * 10^{-8}} + 8,9582 * 10^{-12} * e^{-3,2955 * 10^{-9}} + 8,5968 * 10^{-11} * e^{-7,4225 * 10^{-10}} + \\ & + 2,1072 * 10^{-14} * e^{-2,4681 * 10^{-10}} + 7,1219 * 10^{-16} * e^{-1,5596 * 10^{-13}} + 8,1126 * 10^{-17} * e^{-2,2573 * 10^{-14}} + \\ & + 9,4678 * 10^{-17} * e^{-2,0503 * 10^{-14}} = 2,581 * 10^{10} \text{ MeB/c} \end{aligned}$$

Таблиця 1 – Кількість теплоти, що виділяється при поділі нукліда i , та їх сумарне значення.

$f_{235}(t)$, MeB/c	$f_{239}(t)$, MeB/c	$f_{238}(t)$, MeB/c	$f_{241}(t)$, MeB/c
1,031E-34	4,824E-34	1,508E-33	7,649E-55
2,392E-13	1,141E-13	1,180E-13	2,085E-33
1,711E-10	2,717E-10	2,261E-10	7,152E-14
6,559E-12	3,927E-11	1,475E-11	3,728E-10
8,014E-11	5,359E-11	5,912E-11	2,162E-11
2,059E-14	3,754E-14	4,064E-14	4,944E-11
7,122E-16	1,803E-16	5,329E-16	4,724E-14
8,113E-17	1,834E-15	1,669E-18	9,851E-16
9,468E-17	1,988E-16	4,106E-16	1,308E-16
Σ , MeB/c			
2,581E-10	3,648E-10	3,001E-10	4,440E-10

Вираз $f(t)$, може бути проінтегрований. В якості прикладу, нижче, наведено рішення для U^{235} . Для інших ізотопів результати наведені в таблиці 2:

$$\begin{aligned} F_i(t; T) = \sum_{j=1}^9 \frac{\alpha_{ij}}{\lambda_{ij}} (1 - e^{-\lambda_{ij} t}) e^{-\lambda_{ij} t} = \\ = \frac{1,8523 * 10^{-7}}{6,6332 * 10^{-7}} (1 - e^{-6,6332 * 10^{-7} * 27129600}) * e^{-6,6332 * 10^{-7} * 243466560} = \\ = \frac{2,6592 * 10^{-8}}{1,2281 * 10^{-7}} (1 - e^{-1,2281 * 10^{-7} * 27129600}) * e^{-1,2281 * 10^{-7} * 243466560} = \\ = \frac{2,2356 * 10^{-9}}{2,7163 * 10^{-8}} (1 - e^{-2,7163 * 10^{-8} * 27129600}) * e^{-2,7163 * 10^{-8} * 243466560} = \\ = \frac{8,9582 * 10^{-12}}{3,2955 * 10^{-9}} (1 - e^{-3,2955 * 10^{-9} * 27129600}) * e^{-3,2955 * 10^{-9} * 243466560} = \\ = \frac{8,5968 * 10^{-11}}{7,4225 * 10^{-10}} (1 - e^{-7,4225 * 10^{-10} * 27129600}) * e^{-7,4225 * 10^{-10} * 243466560} = \\ = \frac{2,1072 * 10^{-14}}{2,4881 * 10^{-10}} (1 - e^{-2,4681 * 10^{-10} * 27129600}) * e^{-2,4681 * 10^{-10} * 243466560} = \\ = \frac{7,1219 * 10^{-16}}{1,5596 * 10^{-13}} (1 - e^{-1,5596 * 10^{-13} * 27129600}) * e^{-1,5596 * 10^{-13} * 243466560} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{8,1126 * 10^{-17}}{2,2573 * 10^{-14}} (1 - e^{-2,2573 * 10^{-14} * 27129600}) * e^{-2,2573 * 10^{-14} * 243466560} = \\
&= \frac{9,4678 * 10^{-17}}{2,0503 * 10^{-14}} (1 - e^{-2,0503 * 10^{-14} * 27129600}) * e^{-2,0503 * 10^{-14} * 243466560} = \\
&2,037 * 10^{-71} = \left(\frac{\text{MeB}}{\text{поділ}} \right); \quad (3)
\end{aligned}$$

Таблиця 2 - Розрахунок $F_i(t;T)$

$F_{235}(t,T)$, MeB/c	$F_{239}(t,T)$, MeB/c	$F_{238}(t,T)$, MeB/c	$F_{241}(t,T)$, MeB/c
1,555E-28	7,469E-28	2,381E-27	6,762E-49
1,948E-06	8,898E-07	9,159E-07	3,311E-27
6,139E-03	1,044E-02	8,551E-03	5,439E-07
7,148E-04	2,477E-03	1,143E-03	1,480E-02
1,030E-02	6,888E-03	7,597E-03	1,632E-03
2,734E-06	4,985E-06	5,397E-06	6,356E-03
9,617E-08	2,435E-08	7,196E-08	6,273E-06
1,095E-08	2,477E-07	2,254E-10	1,330E-07
1,278E-08	2,685E-08	5,544E-08	1,766E-08
Σ , MeB/c	Σ , MeB/c	Σ , MeB/c	Σ , MeB/c
1,716E-02	1,981E-02	1,730E-02	2,279E-02

Коефіцієнти α_{ij} та λ_{ij} для дев'яти груп для кожного з подільних нуклідів наведені в таблиці 1 [1]. В таблиці 2 [1] наведено рекомендовані значення енергії, що виділяється при одному акті поділу. Історії опромінення враховується серією m паливних касет різного року експлуатації k , кожен з яких характеризується потужністю S_{ik} для кожного елемента та іншими параметрами.

Для отримання необхідних характеристик, що стосуються кожного паливного завантаження (ПЗ) було проаналізовано 5 звітів ПЗ другого енергоблоку Рівненської АЕС [3] – [7], де експлуатуються такі ж реакторні установки як і на АЕС Пакш. Отримані для касет ПЗ №40 дані зведені в таблицю 3. Єдина відмінність між РУ полягає в тому, що в результаті виконаних модернізацій, потужність енергоблоків в Угорщині була збільшена до 500 МВт [8], проте це відбулося після інциденту.

Таблиця 3 – Характеристики паливних завантажень

№	Параметри			
Рік експлуатації касети, k_n	Вигорання, B_{kn}	Тривалість опромінення, T_{kn}	Час після зупину РУ, t_{kn}	Потужність, S_{kn}
k_1	12,8	27129600	243466560	40764,33
k_2	12,4	26464320	186416640	40463,19
k_3	11	26663040	156297600	35644,85
k_4	9,2	26870400	125971200	29581,99
k_5	2,9	27907200	94608000	9182,66

Повне тепловиділення внаслідок поділу визначається як сума усіх інтервалів опромінення та подільних ізотопів, за наступною формулою:

$$P_F(t; T) = \sum_{i=1}^4 \sum_{k=1}^m \left[\frac{S_{ik}}{Q_i} \sum_{j=1}^9 \frac{\alpha_{ij}}{\lambda_{ij}} (1 - e^{-\lambda_{ij} t_k}) e^{-\lambda_{ij} t_k} \right]; \quad (4)$$

Де індикатори $i=1, 2, 3$ та 4 відповідають поділу U^{235} , Pu^{239} , U^{238} , Pu^{241} . Для розрахунку (4) необхідно знайти S_{ik} та S_k за формулами (5) та (6), відповідно. Нижче, в якості прикладу, наведено розрахунок формул (5) та (6) для U^{235} . Результати для інших нуклідів наведено в таблиці 4.

$$S_{ik} = S_k * \frac{S_i}{S} = 40764,3 * 7,808 * 10^{-1} = 31830,4 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right); \quad (5)$$

Де S_i/S – відносна частка потужності, що визначається як функція від початкового збагачення та вигорання палива (Таблиця 3 [1]). Середня потужність для касети k визначається з врахуванням вигорання палива – B_k , та часу опромінення T_k :

$$S_k = \frac{8,64 * 10^{10} * B_k}{T_k} = \frac{8,64 * 10^{10} * 12,8}{27129600} = 40764,3 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right); \quad (6)$$

Одиницями вимірювання вигорання є МВт*діб/кгU. Коефіцієнт $8,64 * 10^{10}$ вводиться для переведення цього значення в Вт/кгU.

Таблиця 4 – Розраховані значення середньої потужності для касет кожного з років експлуатації та для кожного з нуклідів

k	Sk, Вт/кгU	S ₂₃₅ k, Вт/кгU	S ₂₃₉ k, Вт/кгU	S ₂₃₈ k, Вт/кгU	S ₂₄₁ k, Вт/кгU
1	4,076E+04	3,183E+04	6,217E+03	2,521E+03	1,957E+02
2	4,048E+04	2,290E+04	1,296E+04	2,865E+03	1,763E+03
3	3,564E+04	1,474E+04	1,475E+04	2,823E+03	3,329E+03
4	2,958E+04	8,979E+03	1,407E+04	2,546E+03	3,990E+03
5	9,183E+03	2,267E+03	4,646E+03	8,379E+02	1,432E+03

Розраховані значення вкладників для величини $P_F(t; T)$, а саме $\frac{S_{ik}}{Q_i} \sum_{j=1}^9 \frac{\alpha_{ij}}{\lambda_{ij}} (1 - e^{-\lambda_{ij} T_k}) e^{-\lambda_{ij} t_k}$ наведено в таблиці 5.

Таблиця 5 - Результати розрахунку вкладників $P_F(t; T)$

k	P _F , Вт/кгU				
	U ²³⁵	Pu ²³⁹	U ²³⁸	Pu ²⁴¹	Σ
1	3,293E-01	4,543E-02	1,977E-02	1,388E-03	3,959E-01
2	2,666E-01	1,286E-01	2,805E-02	1,822E-02	4,415E-01
3	2,019E-01	1,999E-01	3,559E-02	4,940E-02	4,868E-01
4	1,613E-01	2,925E-01	4,670E-02	9,536E-02	5,959E-01
5	6,440E-02	1,726E-01	2,653E-02	6,338E-02	3,269E-01

Тоді, підставивши всі невідомі параметри в (4) маємо:

$$P_F(t; T) = 0,3959 + 0,4415 + 0,4868 + 0,5959 + 0,3269 = 2,247 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Захоплення нейтронів продуктами поділу

При виконанні розрахунку в попередньому розділі не було враховано захоплення нейтронів продуктами поділу, що неодмінно відбувається при опроміненні палива в реакторі.

Оскільки результатом поглинання є утворення нестабільних нуклідів, кількість виділеної теплоти під час розпаду збільшується.

Ізотоп Cs-134 не утворюється в результаті прямого поділу, оскільки ланцюг розпаду завершується стабільним Xe-134, проте його наявність може мати значний внесок в кінцеве значення тепловиділення. В такому випадку єдиним шляхом його утворення є захоплення нейтрону ізотопом Cs-133.

Оскільки Cs-134 є домінуючим нуклідом з точки зору тепловиділення, в посібнику він розглянутий відповідно до методології розробленої в ISO 10645:1992. Внесок усіх інших нуклідів враховано застосуванням, відповідного поправочного коефіцієнту.

Внесок Cs-134

Кількість теплоти, що виділяється при розпаді Cs-134, внаслідок захоплення нейтрона Cs-133, визначається за формулою:

$$P_C(t; T) = YE\lambda_4 \frac{S}{Q} \left[\frac{1 - e^{-(\lambda_4 + \sigma_4 \phi)T}}{\lambda_4 + \sigma_4 \phi} + \frac{e^{-\sigma_3 \phi T} - e^{-(\lambda_4 + \sigma_4 \phi)T}}{\sigma_3 \phi - (\lambda_4 + \sigma_4 \phi)} \right] e^{-\lambda_4 t}; \quad (7)$$

Де S/Q визначається за наступною формулою:

$$\frac{S}{Q} = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^4 \frac{S_{ik}}{Q_i} T_k; \quad (8)$$

Для знаходження суми необхідно розрахувати вирази $\frac{S_{ik}}{Q_i} T_k$ для кожного нукліду для касети кожного з років експлуатації. Нижче, в якості прикладу, наведено розрахунок для U²³⁵. Результати розрахунку для інших ізотопів та, сумарні значення, для касет інших років експлуатації наведено в таблиці 6.

$$\frac{S_{ik}}{Q_i} T_k = \frac{31830}{202} * 27129600 = 4,275 * 10^9; \quad (9)$$

Таблиця 6 – Результати розрахунку комплексу $\frac{S_{ik}}{Q_i} T_k$ для 4-ох ізотопів для касети кожного з років експлуатації

k	$(S_{235k}/Q_{235}) * T_k$	$(S_{239k}/Q_{239}) * T_k$	$(S_{238k}/Q_{238}) * T_k$	$(S_{241k}/Q_{241}) * T_k$
1	4,275E+09	7,987E+08	3,328E+08	2,484E+07
2	3,000E+09	1,624E+09	3,689E+08	2,184E+08
3	1,946E+09	1,862E+09	3,663E+08	4,154E+08
4	1,194E+09	1,790E+09	3,330E+08	5,017E+08
5	3,132E+08	6,139E+08	1,138E+08	1,870E+08
	Σ	Σ	Σ	Σ
	1,073E+10	6,688E+09	1,515E+09	1,347E+09

Отже виконавши підстановку в (8) маємо:

$$\frac{S}{Q} = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^4 \frac{S_{ik}}{Q_i} T_k = \frac{1}{135034560} * (1,073 * 10^{10} + 6,688 * 10^9 + 1,515 * 10^9 + 1,347 * 10^9) = 150,17;$$

Інші константи, що використовуються в формулі для визначення $P_C(t; T)$, наведено в таблиці 7

Таблиця 7 – Константи для розрахунку $P_C(t; T)$

Константа	Значення	Опис
Y	6,83%	Ефективний вихід Cs-133 на один поділ
λ_4	1,07E-08 1/с	Стала розпаду Cs-134
σ_3	11,3 барн	Середній (n;γ) переріз для Cs-133
σ_4	10,9 барн	Середній переріз поглинання Cs-134
E	1,720 MeV	Енергія, що виділяється при поділі Cs-134

В якості прикладу буде розраховано нейтронний потік для касети п'ятого року експлуатації. Результати розрахунку для касет інших років експлуатації наведені в таблиці 8.

$$\phi_k = \frac{S_k}{\alpha} * 2,58 * 10^{10} = \frac{S_k}{\alpha} * 2,58 * 10^{10} = \frac{9182,7}{3} * 2,58 * 10^{10} = 7,9 * 10^{13} \left(\frac{1}{\text{см}^2 * \text{с}} \right);$$

Де α – ефективне збагачення, що можна розрахувати з дійсного значення збагачення по U^{235} у всій кількості урану, використовуючи формулу:

$$\alpha = \left(\frac{E_s}{2} \right) + 1 = \left(\frac{4}{2} \right) + 1 = 3(\%);$$

Аналітичний вираз застосовний до опромінення касети кожного з років експлуатації потоком ϕ_k та тривалістю T_k . Для опромінення усіх касет потік визначається як середнє значення. Після визначення усіх вкладників (таблиця 8), отримаємо:

$$\phi = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^m \phi_k T_k = \frac{1}{135034560} * (9,511 * 10^{21} + 9,214 * 10^{21} + 8,173 * 10^{21} + 6,836 * 10^{21} + 2,204 * 10^{21}) = 2,66 * 10^{14} \left(\frac{1}{\text{см}^2 \text{с}} \right);$$

Таблиця 8 – Результати розрахунку ϕ_k та добутку $\phi_k T_k$ для усіх паливних завантажень

k	$\phi_k, 1/\text{см}^2 * \text{с}$	$\phi_k * T_k, 1/\text{см}^2$
1	3,506E+14	9,511E+21
2	3,482E+14	9,214E+21
3	3,065E+14	8,173E+21
4	2,544E+14	6,836E+21
5	7,897E+13	2,204E+21

Розрахунок $P_C(t; T)$:

$$P_C(t; T) = YE\lambda_4 \frac{S}{Q} \left[\frac{1 - e^{-(\lambda_4 + \sigma_4 \phi)T}}{\lambda_4 + \sigma_4 \phi} + \frac{e^{-\sigma_3 \phi T} - e^{-(\lambda_4 + \sigma_4 \phi)T}}{\sigma_3 \phi - (\lambda_4 + \sigma_4 \phi)} \right] e^{-\lambda_4 t} =$$

$$= 0,0683 * 1,720 * 1,07 * 10^{-8} * 150,17 * \frac{1 - e^{-(1,07 * 10^{-8} + 10,9 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{-14}) * 135034560}}{1,07 * 10^{-8} + 10,9 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{-14}} +$$

$$+ \frac{e^{-11,3 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{14} * 135034560} - e^{-(1,07 * 10^{-8} + 10,9 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{-14}) * 135034560}}{11,3 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{14} - (1,07 * 10^{-8} + 10,9 * 10^{-24} * 2,66 * 10^{-14})} * e^{-1,07 * 10^{-8} * 94608000} = 0,957 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Внесок інших нуклідів

Внесок від захоплення нейтронів, за виключенням Cs-133, визначається з використанням табульованих факторів, що надані в таблиці 4 [1], як функція від часу після зупину. Загальний внесок може бути розрахований за наступною формулою:

$$P_E(t; T) = H(t) * P_F(t; T) = 0,027381 * 2,247 = 0,0615 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Активіди

Тепловиділення від активідів, може бути розраховане як сума внесків Америція (Am241), Кюрія (Cm242, Cm244) та Плутонія (Pu238, Pu239, Pu240, Pu241). Ці сім елементів займають більше ніж 99,5% загального внеску від активідів від 30 діб до 200 років після розпаду. Залежний від часу, внесок тепловиділення від розпаду активідів, за час t після поділу може бути розрахований за наступною формулою:

$$P'_A(t) = \sum_{n=1}^7 \hat{\beta}_n e^{-\lambda_n t}; \quad (10)$$

Де:

- Індекс n відповідає кожному активіду;
- λ_n – стала розпаду активіду n ;
- $\hat{\beta}_n$ – коефіцієнт, що розраховується за формулою:

$$\hat{\beta}_1 = \beta_1 - \beta_2 \frac{E_1}{E_2} \frac{\lambda_1}{\lambda_1 - \lambda_2} = 0,013465 - 0,005633 * \frac{5,629}{5,361 * 10^{-3}} * \frac{5,078 * 10^{-11}}{5,078 * 10^{-11} - 1,531 * 10^{-09}} = 0,21637 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

$$\hat{\beta}_2 = \beta_2 \left[1 + \frac{E_1}{E_2} \frac{\lambda_1}{\lambda_1 - \lambda_2} \right] = 0,005633 * \left[1 + \frac{5,629}{5,361 * 10^{-3}} * \frac{5,078 * 10^{-11}}{5,078 * 10^{-11} - 1,531 * 10^{-09}} \right] = -0,1973 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Для активідів з $n=3...7$, коефіцієнт $\beta_n = \hat{\beta}_n$ і визначаються з таблиці 5 [1]. Отримані значення наведені в таблиці 9. E_1 – теплова енергія, що виділяється за поділ Am^{241} – 5,629 MeV та E_2 – теплова енергія що виділяється на один поділ Pu^{241} – 5,361*10⁻³ MeV. В таблиці 5 [1] наведено перелік коефіцієнтів $\hat{\beta}_n$ для палива водо-водяних реакторів в залежності від початкового збагачення E_s та акумульованого значення вигорання – V_k . Для розрахунку $P'_A(t)$, доцільно розрахувати окремі вирази $\hat{\beta}_n e^{-\lambda_n t}$ для кожного активіду (Таблиця 9).

Підставивши отримані величини в (10) отримаємо:

$$P'_A(t) = \sum_{n=1}^7 \hat{\beta}_n e^{-\lambda_n t} = 2,153 * 10^{-1} + (-1,707 * 10^{-1}) +$$

$$+ 2,086 * 10^{-2} + 1,159 * 10^{-2} + 2,562 * 10^{-1} + 2,813 * 10^{-1} +$$

$$+ 4,399 * 10^{-2} = 0,659 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Таблиця 9 - Інтерпольовані та розраховані значення для семи актинідів

Актинід n	β_n	$\hat{\beta}_n$	$\hat{\beta}_n e^{-\lambda_n t}$
Am-241	1,347E-02	2,164E-01	2,153E-01
Pu-241	5,633E-03	-1,973E-01	-1,707E-01
Pu-240	2,087E-02	2,087E-02	2,086E-02
Pu-239	1,159E-02	1,159E-02	1,159E-02
Pu-238	2,623E-01	2,623E-01	2,562E-01
Cm-244	3,155E-01	3,155E-01	2,813E-01
Cm-242	4,635E+00	4,635E+00	4,399E-02

Коефіцієнт β_n відображає ефективну швидкість теплоти розпаду від кожного актиніду, екстрапольовану на час розпаду. Середня потужність, що була використана для отримання коефіцієнтів з таблиці 5 [1] складає 20 кВт/кгU. Теплова потужність від розпаду актинідів зростає зі зменшенням питомої потужності при зупині більше як 30 діб тому. Залежний від часу, внесок тепловиділення від розпаду актинідів, за час t після поділу повинен бути розрахований з поправкою для врахування змін питомої потужності в діапазоні від 12 до 50 кВт/кгU:

$$P_A(t) = P'_A(t) * 1,82 * [S_{avg}]^{-0,06} = 0,659 * 1,82 * [30946,3]^{-0,06} = 0,645 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Де середню потужність – S_{avg} , визначається за формулою:

$$S_{avg} = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^m S_k T_k = \frac{1}{135034560} * (1,106 * 10^{12} + 1,071 * 10^{12} + 9,504 * 10^{11} + 7,949 * 10^{11} + 2,563 * 10^{11}) = 30946,3 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Варто зауважити, що одиницями виміру потужності для визначення $\hat{\beta}_n$ є Вт/кгU. Для часу витримки менше ніж 3 роки та робочої потужності більше ніж 30 кВт/кгU, застосування поправочного коефіцієнту вносить деякий консерватизм (до 15%) до оцінки внеску тепловиділення від розпаду актинідів. Однак в зазначеному періоді витримки, внесок тепловиділення від поділу актинідів в загальне значення складає менше 20%. Таким чином надмірний консерватизм нівелюється.

Активация конструкційних матеріалів

Тепловиділення, що вноситься від активації конструкційних елементів зазвичай значно менше, якщо порівнювати з попередніми вкладниками і може становити лише декілька відсотків від кінцевого значення. Розраховується за формулою:

$$P_S(t; T) = A(t)P_F(t; T) = 0,060032 * 2,247 = 0,135 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Де величина $A(t)$ визначається з таблиці 4 [1].

Фактори безпеки

Застосування додаткового фактору безпеки обґрунтовано врахуванням деяких невизначеностей в значеннях тепловиділення, що отримані за допомогою методів наведених в [1]. Даний коефіцієнт можна отримати з таблиці 4 [1], в залежності від часу витримки. Вплив невизначеність визначається шляхом порівняння прогнозованих значень та показів калориметра в діапазоні експериментальних даних. В підсумку порівняння було виявлено, що невизначеність відносно мала і застосування вищенаведених методів дає консервативні оцінки тепловиділення.

Фактори безпеки відіграють роль додаткової статистичної поправки, щоб гарантувати, що результати отримані при виконанні розрахунку відповідно до [1] є консервативними відносно 95% даних при 95% довірчому рівні. Також враховано і потенційну неконсервативність, що може виникати внаслідок інтерполяції та інших апроксимацій, що виконуються відповідно до методики проведення розрахунку.

Кінцеве значення тепловиділення

Значення повного тепловиділення без врахування фактора безпеки можна отримати за формулою:

$$P_T(t; T) = P_F(t; T) + P_C(t; T) + P_E(t; T) + P_A(t; T) + P_S(t; T) = 2,247 + 0,975 + 0,0615 + 0,645 + 0,135 = 4,04 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right);$$

Де:

- $P_F(t; T)$ – тепловиділення при розпаді продуктів поділу (не враховуючи захоплення нейтронів);
- $P_C(t; T)$ – тепловиділення при захопленні нейтронів Cs-134;
- $P_E(t; T)$ – тепловиділення при захопленні нейтронів іншими продуктами поділу;
- $P_A(t; T)$ – тепловиділення при розпаді актинідів;
- $P_S(t; T)$ – тепловиділення при активації конструкційних елементів.

З врахуванням фактору безпеки отримуємо кінцеве значення тепловиділення:

$$P'_T(t; T) = P_T(t; T) * F_S(t) = 4,04 * 1,02 = 4,13 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{кгU}} \right) = 4130 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{тU}} \right).$$

Для порівняння, варто зауважити, що результати для аналогічного періоду витримки, касети п'ятого року експлуатації, відповідно до [2], складають 4697 Вт/тU, тобто результат за СОУ НАЕК 197:2020 є більш консервативними в даному випадку. Проте, якщо порівнювати касети від першого до четвертого років експлуатації, отримаємо протилежні результати.

Висновок

Досвід застосування технології промивки касет реактора ВВЕР-440 на АЕС Пакш засвідчив недостатність обґрунтування безпеки в аварійному режимі, пов'язаному із відсутністю циркуляції теплоносія по трубопроводах баку від Framatome. Через недостатнє відведення тепла в даному режимі для обґрунтування безпеки при промивці, необхідно оцінити час випаровування води, оскільки таке явище фазового переходу призводить до оголення паливних касет та руйнування конструкцій під дією високих температур. При виконанні теплогідравлічного аналізу для розрахунку такого часу, значення залишкового енерговиділення є ключовим фактором, який повинен бути врахований та матиме найбільший вплив на дотримання критеріїв прийнятності.

Наразі для визначення залишкового енерговиділення можна користуватися спрощеними формулами (Вея-Вігнера, Уінтермайра-Велса), що мають дуже велику похибку (50%) або даними СОУ НАЕК 197:2020 [2].

Стандарт СОУ НАЕК 197:2020 містить результати розрахунку залишкового енерговиділення, отримані із застосуванням пакету програм SCALE із відповідними бібліотеками нейтронно-фізичних характеристик для конкретного типу палива, проте, такий підхід не дозволяє врахувати історію паливних завантажень, реальну історію вигорання для кожної окремої касети та тривалість планово-попереджувальних ремонтів (ППР), що є невід'ємною складовою безпечної та тривалої експлуатації обладнання атомної електростанції. Ще одним суттєвим недоліком зазначеного документу є відсутність розрахованих значень для всієї номенклатури палива, зокрема, наразі, тепловиділяючих збірок виробництва Westinghouse, що є критичним аспектом, з огляду на перехід українських АЕС на паливо цього виробника. Зазначені недоліки мають суттєвий вплив на кінцевий результат.

Розрахунок із застосуванням пакету програм SCALE з урахуванням реальної історії вигорання для кожної окремої касети є надто витратним для реалізації застосування технології під час проведення ППР.

В рамках підготовки статті було розроблено розрахунковий алгоритм з реалізованою методологією [1], що дозволяє отримувати точні значення тепловиділення за короткий проміжок часу, шляхом підстановки вихідних даних для реальних касет.

Відповідно до отриманих результатів, зважаючи на необхідність застосування консервативного підходу відповідно до чинних вимог норм та правил, для забезпечення безпеки при промивці паливних касет в баці очистки Framatome, тепловиділення касет п'ятого року експлуатації, доцільніше розраховувати за методологією, що використовувалась при написанні стандарту СОУ НАЕК 197:2020 [2]. В той же час, залишкове тепловиділення касет від першого до четвертого років експлуатації, варто розраховувати за методологією NRC, що реалізована в основній частині даної статті. Такий підхід дозволить отримувати консервативніші результати та в подальшому використовувати їх для обґрунтування та забезпечення безпеки при промивці паливних касет.

Список використаної літератури

- 1.SPENT FUEL HEAT GENERATION IN AN INDEPENDENT SPENT FUEL STORAGE INSTALLATION : RG 05.2022 no. 3.54.
- 2.РАДІАЦІЙНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ЗАЛИШКОВЕ ЕНЕРГОВИДІЛЕННЯ ВІДПРАЦЬОВАНИХ ТЕПЛОВИДІЛЯЮЧИХ ЗБІРОК ВВЕР-440 : СОУ НАЕК 197:2020 від 23.03.2020 № 197.
- 3.Звіт «Обґрунтування безпеки експлуатації завантаження. Основні результати роботи 35 паливного завантаження та фізичних розрахунків 36 паливного завантаження реактора блоку 2 Рівненської АЕС. № 131-530-ЗВ-ВЯБ».

4. Звіт «Обґрунтування безпеки експлуатації завантаження. Основні результати роботи 36 паливного завантаження та фізичних розрахунків 37 паливного завантаження реактора блоку 2 Рівненської АЕС. № 131-545-ЗВ-ВЯБ».

5. Звіт «Обґрунтування безпеки експлуатації завантаження. Основні результати роботи 37 паливного завантаження та фізичних розрахунків 38 паливного завантаження реактора блоку 2 Рівненської АЕС. № 131-555-ЗВ-ВЯБ».

6. Звіт «Обґрунтування безпеки експлуатації завантаження. Основні результати роботи 38 паливного завантаження та фізичних розрахунків 39 паливного завантаження реактора блоку 2 Рівненської АЕС. № 131-572-ЗВ-ВЯБ».

7. Звіт «Обґрунтування безпеки експлуатації завантаження. Основні результати роботи 39 паливного завантаження та фізичних розрахунків 40 паливного завантаження реактора блоку 2 Рівненської АЕС. № 131-602-ЗВ-ВЯБ».

8. International Atomic Energy Agency, 2018. | Series: Proceedings series (International Atomic Energy Agency), Topical issues in nuclear installation safety, ISSN 0074–1884 | Includes bibliographical references. [p. 251].

V. Danilov¹, master student, ORCID 0009-0000-3070-535X

¹**National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**

SAFETY JUSTIFICATION FOR WASHING OF VVER-440 REACTOR FUEL ASSEMBLY IN THE FRAMATOME CLEANING TANK

The primary objective of conducting this research is to obtain a more accurate estimation of the residual heat release from fuel assemblies after their removal from the reactor core and to determine, based on calculation results, the optimal method applicable for assemblies from different years of operation. The application of an advanced methodology [1] proposed by the U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC) enabled the consideration of various heat sources, while the residual heat release calculations in the standards of the SE “NNEGC “Energoatom” employed the SCALE software package, which accounts for the specific characteristics of the fuel. The approach suggested by the NRC allows for the identification of the heat contribution generated by each component, namely: heat release due to actinide decay, neutron capture, activation of structural elements, and fission product decay. The sum of these contributions defines the total heat release of the fuel assembly. The calculations indicated that for assemblies in their fifth year of operation, it is more appropriate to use the NNEGC Standard method, whereas for assemblies from the first to fourth years of operation, the approach proposed by the NRC is preferable. This approach will allow for more conservative results, which can subsequently be used to substantiate safety.

Keywords: Framatome, NRC, decay heat removal, Paks NPP, neutron fission, irradiation, fuel load.

References

1. SPENT FUEL HEAT GENERATION IN AN INDEPENDENT SPENT FUEL STORAGE INSTALLATION: RG 05.2022 no. 3.54.

2. RADIATION CHARACTERISTICS AND RESIDUAL ENERGY RELEASE OF SPENT FUEL ASSEMBLIES OF VVER-440: NNEGC Standard 197:2020 No. 197.

3. Report “Justification of the Safety of the Loading Operation. Main results of 35 fuel loading and physical calculations of 36 fuel loading of Rivne NPP Unit 2. NO. 131-530-Rep.-NSD”.

4. Report “Justification of the Safety of the Loading Operation. Main results of 36 fuel loading and physical calculations of 37 fuel loading of Rivne NPP Unit 2. NO. 131-545- Rep.-NSD”.

5. Report “Justification of the Safety of the Loading Operation. Main results of 37 fuel loading and physical calculations of 38 fuel loading of Rivne NPP Unit 2. NO. 131-555- Rep.-NSD”.

6. Report “Justification of the Safety of the Loading Operation. Main results of 38 fuel loading and physical calculations of 39 fuel loading of Rivne NPP Unit 2. NO. 131-572- Rep.-NSD”.

7. Report “Justification of the Safety of the Loading Operation. Main results of 39 fuel loading and physical calculations of 40 fuel loading of Rivne NPP Unit 2. NO. 131-602- Rep.-NSD”.

8. International Atomic Energy Agency, 2018. | Series: Proceedings series (International Atomic Energy Agency), Topical issues in nuclear installation safety, ISSN 0074–1884 | Includes bibliographical references. [p. 251].

Надійшла: 10.06.2025

Received: 10.06.2025

РОЗШИРЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ АТОМНИХ СТАНЦІЙ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

У всьому світі зараз інтенсивно розробляються атомні станції малої потужності (АСМП) з малими модульними реакторами (ММР). Декларується широке використання АСМП для теплопостачання. Після аналізу використання АЕС для теплофікації отримано, що можливість АСМП для теплопостачання міст має обмеження за потужністю. Метою роботи є аналіз можливостей підвищення потужності теплопостачання від АСМП. Для цього запропоновано режим з відключенням циліндру низького тиску (ЦНТ) та догрівом мережевої води гострою парою. За результатом розрахунків в цьому режимі АСМП з реактором SMR-160 при потужності реактора 525 МВт забезпечує теплоспоживача потужністю 442,5 МВт та електричну потужність 36,1 МВт (температура прямої мережевої води 130 °C). Розглянуто використання теплового насоса (ТН), випарником якого слугує конденсатор турбіни. Цей режим роботи дозволяє виробити 448,62 МВт теплоти для споживача та 76,38 МВт електрики (температура мережевої води 65 °C). Враховуючи, що теплота в цих режимах постачається з різним потенціалом для порівняння варіантів використовується ексергетичний ККД, який для варіанту з ТН менше на 1,33 % (абс.).

Ключові слова: атомна станція малої потужності, турбоустановка, теплофікаційний режим, тепловий насос, ексергетичний ККД

Вступ. На сьогоднішній день у всьому світі чітко проявився тренд розвитку АЕС малої потужності (АСМП) з реакторами різних типів [1]. Реактори з потужністю до 300 МВт отримали назву SMR – Small Modular Reactor. Найбільш близькими до впровадження є проекти американських фірм NewScale Power и Holtec International.

Holtec International розробляє проєкт SMR-160, який відповідно має потужність 160 МВт (ел.) [2,3]. Проєкт NewScale Power передбачає дванадцять модулів потужністю 75 МВт (ел.) кожний [4]. Розробники заявляють можливість різного призначення своїх установок: виробництво електроенергії, теплопостачання, опріснення води, виробництво водню та інше. Найбільш відпрацьованими та затребуваними є звичайно дві перші позиції.

Одною з основних особливостей SMR є їх підвищена безпека. Це досягається в першу чергу шляхом застосування пасивних систем безпеки, використання природної циркуляції теплоносія в першому контурі, підземним розташуванням обладнання реакторного відділення та іншими засобами. Ще однією особливістю є незалежність розташування від наявності потужного джерела водопостачання. Охолодження необхідних споживачів, включаючи конденсатор турбіни, забезпечується повітряним охолодженням у сухих градирнях. Високі показники безпеки та незалежність від джерела води дозволяють розміщувати SMR у безпосередній близькості до населених пунктів, що робить їх цікавими для теплопостачання великих міст.

Вартість АСМП є доволі високою. Питома вартість, як відомо, з підвищенням потужності знижується. Звідси витікає, що для зниження собівартості продукції АСМП мають забезпечувати достатньо потужного споживача. Тепер розглянемо, які потреби мають крупні міста. В результаті аналізу сучасного стану теплопостачання в м. Одеса було отримано, що теплопостачання здійснюється районними котельнями, потужність кожної приблизно дорівнює 300 МВт. Треба відмітити, що сьогодні з ціллю економії палива у світі приділяється особлива увага центральному теплопостачанню. По-перше, це дозволяє економити паливо через більш високий ККД потужних котлів, ніж у котлів малої потужності; по-друге, суттєву економію палива можна забезпечити при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії на ТЕЦ, де підігрів води здійснюється за рахунок відбору пари з турбіни [5]. При реконструкції ТЕЦ доцільно замінити джерело теплоти. Наявна інфраструктура дозволить суттєво зменшити фінансові витрати. У якості нового джерела енергії пропонуються АЕС, саме за допомогою яких можуть бути досягнуті цілі, позначені Паризькою угодою [6].

Оцінимо можливості АЕС, що використовуються сьогодні в Україні, для теплопостачання. Треба відмітити, що теплопостачання міст-супутників АЕС здійснюється у теплофікаційному режимі: мережева вода нагрівається при конденсації пари, що відбирається з турбіни [7]. При цьому при електричній потужності турбіни 1000 МВт теплова потужність теплофікаційної установки серійної турбіни К-1000-5,8/50 дорівнює 200 МВт. Треба відмітити, що при роботі конденсаційної турбіни є обмеження за мінімальним пропуском пари в конденсатор. Тому з конденсаційної турбіни неможливо відібрати велику

кількість пари на теплопостачання. Це означає, що для забезпечення тільки одного району міста Одеса треба використати 1,5 енергоблоки АЕС з реакторами ВВЕР-1000, що абсолютно неприйнятно. У вісімдесяти роки минулого сторіччя планувалося будівництво Одеської АТЕЦ, де мали стояти турбіни К-450/500-5,8. Тобто вони мали підвищений відбір пари на теплопостачання і у теплофікаційному режимі видавали електричну потужність 450 МВт, а влітку - 500 МВт.

Крім АТЕЦ, які звичайно мають турбіни для виробітку електроенергії та теплофікаційну установку, для теплопостачання можливо використання атомних станцій теплопостачання (АСТ), які призначені тільки для виробництва теплоти [8]. Це дозволяє зменшити параметри теплоносія і тим самим підвищити безпеку. Але в цьому разі втрачається перевага комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. До того ж економічні показники АСТ, які будуть працювати тільки взимку, будуть відносно гірше.

Метою досліджень є пошук шляхів підвищення потужності теплопостачання АСМП та пропозиція найбільш оптимального варіанту.

Для досягнення поставленої мети було запропоновано два варіанти:

1) теплопостачання забезпечується теплофікаційною установкою, що включає два підігрівача мережевої води. Стандартна схема турбоустановки з двоциліндровою турбіною в теплофікаційному режимі змінюється: циліндр низького тиску (ЦНТ) відключається. Вся пара з вихлопу циліндру високого тиску (ЦВТ) спрямовується в підігрівач мережевої води 1-го ступеня, підігрівач мережевої води 2-го ступеня обігрівается гострою парою;

2) теплопостачання здійснюється тепловим насосом, випарником для якого використовується конденсатор турбіни. Турбоустановка працює в конденсаційному режимі.

Для можливості вибору найкращого варіанту потрібно виконати наступне:

- розрахувати теплову схему турбоустановки для теплофікаційного режиму, тобто при роботі без ЦНТ;
- розрахувати показники АЕС при використанні теплового насоса, який теплоту конденсації відпрацьованої пари передає споживачу після під'єму її потенціалу. Відпуск електричної потужності знижується за рахунок роботи компресору теплового насоса (ТН);
- розрахувати ексергетичний ККД для двох варіантів з урахуванням різної температури мережевої води у розглянутих варіантах.

Матеріал дослідження.

Варіант роботи АСМП у теплофікаційному режимі. У якості прикладу для розрахунків розглянемо використання SMR-160 для теплопостачання. Беручи за основу наведене раніше співвідношення між електричною та тепловою потужністю конденсаційної турбіни, отримуємо, що при електричній потужності 160 МВт можлива теплова потужність складе 32 МВт (160·200/1000). Звідси витікає, що SMR, які за визначенням мають електричну потужність до 300 МВт, не доцільно використовувати для теплопостачання великих міст за відомою технологією. Відносно мала теплова потужність буде отримана і в результаті аналізу теплової схеми другого контуру АСМП фірми NewScale [9], де опріснення води забезпечується теплофікаційними відборами з турбіни. Слід звернути увагу на наведену у [9] теплову схему турбоустановки. Така схема має розвинену систему регенерації теплоти та характерна для потужних турбоустановок. Для турбін, які будуть комплектувати АСМП фірми NewScale, більш підходять турбіни транспортних енергоустановок, які відпрацьовані та мають достатній досвід експлуатації. Ці турбіни мають один ПНТ та два ПВТ. Між циліндрами турбіни використовується сепаратор [10].

Початкові параметри ($P_0=3,4$ МПа) турбоустановок з реакторами типу PWR забезпечують ККД на рівні 30 %. Використовуючи наведені характеристики SMR-160, розрахунковий ККД дорівнює $\eta_{\text{ел/греакт}} = 160/525=0,3047$. Це означає, що в потужності реактора не закладено можливості додаткового виробітку теплоти. Це треба було визначити тому, що, наприклад, в установці KLT-40S при електричній потужності турбіни 35 МВт потужність реактора 150 МВт, що перевищує необхідну для турбіни потужність $35/0,30=117$ МВт. Тобто в проєкті передбачено виробництво теплоти для споживача: $25 \text{ Гкал/год} = 29 \text{ МВт}$.

Якщо використовувати SMR-160 у якості АСТ, то при тепловій потужності реактора 525 МВт, він може успішно забезпечити теплою район крупного міста у режимі АСТ. Але тут постає питання економіки. При конфігурації АСТ станція буде працювати тільки в опалювальний період, що робить її неекономічною. Для забезпечення роботи цілий рік схема АСМП повинна мати обладнання для обох режимів: конденсаційного при виробітку тільки електроенергії літом та теплового для теплозабезпечення взимку (рис.1). Влітку АСМП працює у конденсаційному режимі: задіяна основна двоциліндрова турбіна 3. Взимку пропонується перехід на теплофікаційний режим: відключається циліндр низького тиску та вся пара з вихлопу циліндру високого тиску направляється в систему регенерації теплоти та на теплофікаційну установку (ТФУ). Термодинамічно вигідно підігрівати воду у двох ступенях: спочатку відбірною парою, а потім гострою парою.

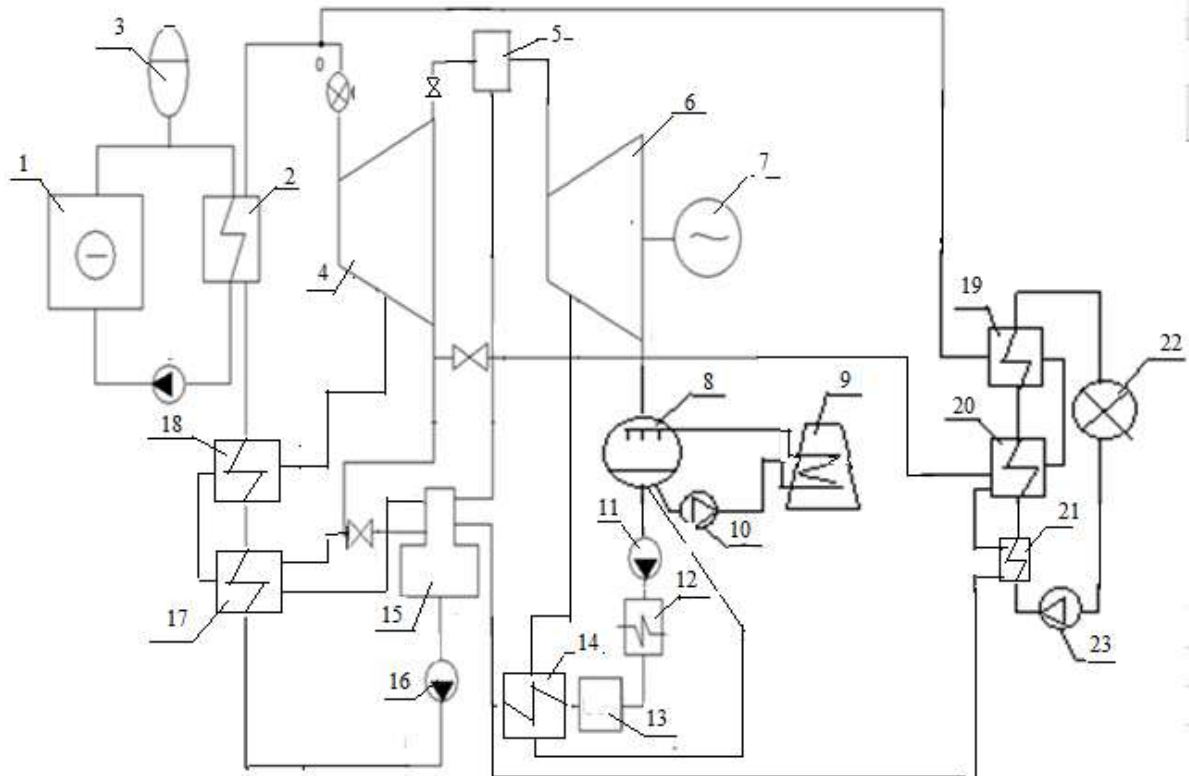


Рисунок 1 - Принципова схема АСМП для роботи в конденсаційному режимі влітку та у теплофікаційному режимі взимку:

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3- компенсатор тиску; 4 – циліндр високого тиску парової турбіни; 5 – сепаратор; 6 - циліндр низького тиску; 7 - електрогенератор; 8 – конденсатор змішення; 9 – суха градирня; 10 – циркуляційний насос; 11 - конденсатний насос; 12 – охолоджувач ежекторів; 13 – знесолююча установка; 14 - підігрівач низького тиску; 15 – деаератор; 16 – живильний насос; 17 – підігрівач високого тиску (ПВТ) №1; 18 – ПВТ-2; 19 підігрівач мережової води (ПМВ-2); 20 – ПМВ-1; 21 – охолоджувач дренажу; 22 – споживач теплоти; 23 – мережовий насос.

Для визначення максимально можливої теплової потужності теплоспоживача була розрахована теплова схема турбоустановки у теплофікаційному режимі (рис.2). Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 1.

Таблиця 1 - Вихідні дані для розрахунку теплової схеми рис. 2

Найменування параметру	Значення
1. Потужність реактора (парогенератору), МВт	525
2. Параметри гострої пари: тиск, МПа	3,4
температура, °C	285
3. Тиск в деаераторі, МПа	0,1
4. Температура прямої мережової води, °C	130
5. Температура зворотної мережової води, °C	70
6. Тиск пари за ЦВТ, МПа	0,357

Методика розрахунку. Спочатку була розрахована теплофікаційна установка при будь-якій потужності теплоспоживача. В результаті розрахунку при потужності ТФУ 50 МВт було отримано: витрати пари на мережів підігрівачі $D_2 = 13,014$ кг/с; $D_7 = 9,44$ кг/с; співвідношення витрати гострої пари до витрати пари на ПМВ-1: $D_2/D_7 = 1,3785$.

За методикою розрахунку теплових схем турбоустановок [11] у вузлових точках схеми спочатку визначаються температура, тиск та ентальпія. З матеріально-енергетичного балансу парогенератору визначається витрата пари з ПГ та живильної води:

$$D_0 = Q_{\text{пг}} / (h_0 - h_{\text{жв}}) = 525000 / (2946,8 - 721) = 237,8 \text{ кг/с},$$

де $Q_{\text{пг}}$ - теплова потужність парогенератору;
 $h_0, h_{\text{жв}}$ – ентальпія гострої пари та живильної води, відповідно.

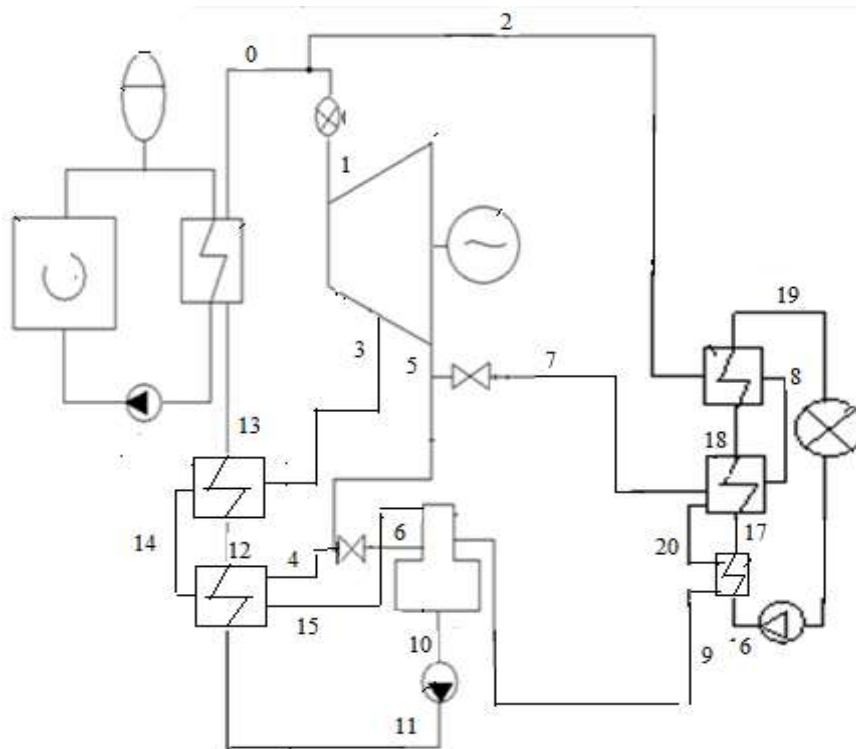


Рисунок 2 - Розрахункова схема роботи АСМП у теплофікаційному режимі

В результаті розрахунку рівнянь матеріально-енергетичного балансу послідовно ПВТ-2, ПВТ-1 та деаератору визначаються витрати пари на ці елементи схеми: D_3 , D_4 , D_6 та D_9 . У свою чергу:

$$D_9 = D_7 + D_2,$$

звідки $D_7 = D_9 / 2,3785 = 83,7$ кг/с; $D_2 = 115,4$ кг/с.

Потужність теплоспоживача визначиться з пропорції:

$$D_7 = 9,44 \text{ кг/с} \text{ відповідає потужності } 50 \text{ МВт};$$

$$D_7 = 83,7 \text{ кг/с} \text{ забезпечить потужність } X.$$

З цієї пропорції отримаємо, що запропонована схема при потужності реактора 525 МВт забезпечить в теплофікаційному режимі відпуск теплоти 442,5 МВт.

Електрична потужність турбоустановки в теплофікаційному режимі:

$$N_{\text{ел}} = (D_1 \cdot (h_0 - h_3) + (D_1 - D_3) \cdot (h_3 - h_5)) \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}} = 36,1 \text{ МВт}.$$

Використання теплових насосів для теплопостачання. Відомий досвід Швеції використання теплових насосів (ТН) для теплопостачання [12]. При розгляді АСМП з турбоустановкою цікавим є використання теплоти конденсації пари у якості джерела низької потенційної теплоти. В цьому випадку взимку слід використовувати конденсатор поверхового типу з використанням фреону у якості середі охолодження. Це дозволить знизити кінцевий тиск в конденсаторі та підвищити ККД турбоустановки. При цьому підвищиться виробіток електроенергії. З другого боку з підвищенням температури конденсації росте коефіцієнт перетворення енергії теплового насоса COP [13]. Таким чином, зміною витрати фреону через конденсатор можна буде впливати на відношення між виробітком електроенергії та теплоти.

Оцінимо максимальну потужність теплопостачання для АСМП з SMR-160 при використанні теплового насоса. У [13] приводиться розрахунок теплового насоса для умов АЕС. З наведених результатів можна зробити висновок, що при температурі конденсації пари в конденсаторі $32,9^\circ\text{C}$ та нагріві води до

65°C $\text{COP} = 5,365$. В SMR-160 потужність конденсатора турбіни дорівнює:

$$Q_{\text{конд}} = Q_{\text{випТН}} = Q_{\text{реактор}} - N_{\text{ел}} = 525 - 160 = 365 \text{ МВт},$$

де $Q_{\text{випТН}}$ – теплова потужність випарника теплового насоса;

$Q_{\text{реактор}}$ – теплова потужність реактора;

$N_{\text{ел}}$ – електрична потужність турбоустановки.

Тобто потужність випарника для ТН дорівнює 365 МВт.

Для теплового насосу:

$$\begin{aligned} Q_{\text{кондТН}} &= Q_{\text{випТН}} + N_{\text{компр}}; \\ Q_{\text{кондТН}} &= Q_{\text{випТН}} + Q_{\text{кондТН}} / \text{COP}; \\ Q_{\text{кондТН}} &= Q_{\text{випТН}} / (1 - 1/\text{COP}) = 365 / (1 - 1/5,365) = 448,62 \text{ МВт}; \\ N_{\text{компр}} &= Q_{\text{кондТН}} / \text{COP} = 448,62 / 5,365 = 83,62 \text{ МВт}, \end{aligned}$$

де $Q_{\text{кондТН}}$ – теплова потужність конденсатору теплового насосу,
 $N_{\text{компр}}$ – потужність приводу компресору.

Таким чином, використання теплового насосу з конденсатором парової турбіни у якості низько потенційного джерела енергії дозволить виробити 448,62 МВт теплоти для теплоспоживача та $N_{\text{турб}} - N_{\text{компр}} = 160 - 83,62 = 76,38$ МВт електроенергії.

В табл. 2 наведено результати розрахунків розглянутих варіантів теплової схеми АСМП. З наведених результатів видно, що перший варіант (конденсаційний режим з теплофікаційними відборами) програє через неможливість забезпечити достатньо велику теплову потужність споживача. Дві наступні схеми (а – з відключенням ЦНТ та б – використання теплового насосу) по тепловій потужності тепlopостачання практично однакові, але схема з використанням ТН має вдвічі більшу електричну потужність і тому на перший погляд вона має перевагу.

Слід зауважити, що при використанні варіанту а мережева вода має температуру 130 °С, а при використанні ТН – 65 °С. Ця різниця може бути врахована при розрахунку ексергетичного ККД [14]:

$$\eta_{\text{ex}} = (N_{\text{el}} + E_q) / Q_r,$$

де N_{el} – електрична потужність;
 E_q – ексергія теплової потужності;
 Q_r – теплова потужність реактора.

Таблиця 2 - Порівняння різних схем використання АСМП з SMR-160
з точки зору виробітку електричної та теплової енергії

Теплова схема	Нел, МВт	Q _{тепл} , МВт	E _q , МВт	ККД _{ex} , %
Конденсаційний режим	150	32	-	-
Схема рис. 2	36,1	442,5	116,3	29,03
Використання ТН	76,38	448,62	69,9	27,7

З наведених в табл. 2 даних, ексергетичний ККД для варіанту з використанням ТФУ на 1,33 % (абс.) вище, ніж при використанні ТН, що пояснюється більшою температурою мережевої води у варіанті використання теплофікаційної установки в порівнянні з використанням теплового насосу.

Висновки. З проведеного аналізу використання конденсаційних турбін для теплофікації отримано, що можливість SMR для тепlopостачання міст має обмеження за потужністю.

Для підвищення потужності тепlopостачання запропоновано схему з використанням ЦВТ у протитисковому режимі та догрівом мережевої води гострою парою. В цьому режимі роботи АСМП з SMR-160 при потужності реактора 525 МВт забезпечує теплоспоживача потужністю 442,5 МВт та електричну потужність 36,1 МВт.

Розглянуто використання теплового насосу, випарником якого слугує конденсатор турбіни. Цей режим роботи дозволяє виробити 448,62 МВт теплової енергії для теплоспоживача та 76,38 МВт електричної потужності.

Враховуючи, що теплота в цих режимах постачається з різним потенціалом (при протитисковому режимі температура прямої мережевої води 130 °С, при використанні ТН температура прямої мережевої води 65 °С) для порівняння цих варіантів був використаний ексергетичний ККД. З порівняння двох розглянутих засобів тепlopостачання зроблено висновок про перевагу протитискового режиму, для якого ексергетичний ККД більше ніж ККД схеми з використанням теплового насосу на 1,33 % (абс.).

V. Kravchenko¹, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-7557-3327

A. Overchenko¹, PhD student, ORCID 0000-0002-0527-118X

¹National University “Odesa Polytechnic”

EXPANDING THE CAPACITY OF SMALL-POWER NUCLEAR POWER PLANTS FOR HEAT SUPPLY

All over the world, low power nuclear power plants (LPNPP) with small modular reactors (SMR) are currently being intensively developed. The widespread use of SSP for heat supply is declared. After analyzing the

use of large nuclear power plants for district heating, it was found that the possibility of SMR for urban heat supply has limitations in terms of capacity. Thus, a nuclear power plant with a VVER-1000 reactor usually has a heating plant with a capacity of no more than 200 MW. The thermal capacity of one district of a large city (for example, Odessa) is approximately 300 MW. This means that SSP are not able to provide even one district of a large city. To increase the heat supply capacity, a mode with the low-pressure turbine (LPT) turned off is proposed. The high-pressure turbine (HPT) operates in a counter-pressure mode. The network water is sequentially heated in two heaters, which are supplied with steam from the HPT exhaust and hot steam, respectively. According to the results of calculations, in this mode, the LPNPP with the SMR-160 reactor at a reactor power of 525 MW provides heat consumers with a capacity of 442.5 MW and electrical power of 36.1 MW (direct network water temperature 130 °C). The use of a heat pump (HP) with a turbine condenser as the evaporator is considered. This operating mode allows the release of 448.62 MW of heat for the consumer and 76.38 MW of electricity (network water temperature 65 °C). Comparison of the given data shows the advantage of using HT, but it is necessary to pay attention to the different potential of the released heat. The quality of heat is taken into account when determining the exergy efficiency, which for the variant with a heating plant is 1.33% higher (abs.).

Keywords: low power nuclear power plants, turbine plant, heating mode, heat pump, exergy efficiency.

References

1. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). 2018 Edition. IAEA.
2. SMR-160. A Safe and Secure Nuclear Energy Future for Ukraine. Holtec International. (https://www.slideshare.net/Ukrainian_Nuclear_Society/smr160-a-safe-and-secure-nuclear-energy-future-forukraine). (accessed at 15.04.2025).
3. SMR-160. Briefing to the USNRC, July 26, 2012. By SMR LLC, Holtec Center, 1001 U.S. Highway 1 North Jupiter, Florida 33477, USAю <https://www.nrc.gov/docs/ML1220/ML12205A143.pdf>. (accessed at 15.04.2025).
4. Handbook of Small Modular Nuclear Reactors. *Second Edition*. A volume in Woodhead Publishing Series in Energy. Book. Second Edition. 2020 (<https://www.sciencedirect.com/book/9780128239162/handbook-of-small-modular-nuclear-reactors#book-info>) (accessed at 15.04.2025).
5. Theory and calculation of steam and gas turbines [Text]: textbook. / G. F. Romanovskiy et al.; Ukrainian State Marine Technical University named after Makarov. – Mykolaiv: UDMTU, 2002. – 292 p.
6. IAEA on COP26: Як ядерна енергетика та технології можуть допомогти подолати зміну клімату. http://www.atomforum.org.ua/news/2021/magate_na_cop26_yak_yaderna_energetika_ta_tehnologiyi_mozhut_dopomogti_podolati_zminu_klimatu
7. G.P. Verkhivker, V.P. Kravchenko. Heat supply from nuclear power plants: textbook / edited by V. A. Dubkovsky. – Odessa: VMV, 2010. – 486 p.
8. G.P. Verkhivker, V.P. Kravchenko. Fundamentals of calculation and design of nuclear power reactors: textbook. – Odesa: TES, 2008. – 405 p.
9. Seyed Hadi Ghazaie 1, Khashayar Sadeghi, Ekaterina Sokolova, Evgeniy Fedorovich and Amirsaeed Shiran. (2020) Comparative Analysis of Hybrid Desalination Technologies Powered by SMR. *Energy*, 13(5006):5006 DOI: 10.3390/en13195006
10. Zhou, Xiaolong. Improvement of the calculation method of a direct-flow steam generator for small-power nuclear power plants: dissertation ... Doctor of Philosophy: speciality 143 - Atomic Energy / Xiaolong Zhou; scientific supervisor. V. P. Kravchenko; State Univ. "Odesa Polytechnic". - Odesa, 2021. - 176 p. https://op.edu.ua/sites/default/files/publicFiles/dissphd/dysertaciya_chzhou_143.pdf
11. Kirov V.S. Thermal schemes of nuclear power plant turbines and their calculation. – K.: Astroprint, 2004. – 212 p.
12. H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson and S. Werner On the Use of Surplus Electricity in District Heating Systems // Proceedings from the 14th International Symposium on District Heating and Cooling: September, 6-10, 2014. - Stockholm, Sweden. -P. 469- 474.
13. Increasing the Efficiency of NPP by Using the Heat Pump for Heat Supply / Kravchenko V., Kolykhanov M., Muromsky E., Vysotsky Yu., Galatsan M. // Proceedings of the 13th International Conference of the Croatian Nuclear Society. Zadar, Croatia, June 5 – 8, 2022. P. 120-1--120-10
14. V.A. Dubkovskii. Thermodynamic analysis and optimization of nuclear power plants. – Odesa: Science and Technology, 2005. – 96 p.

Надійшла: 05.09.2025

Received: 0509.2025

ТЕРИТОРІАЛЬНА ДИФЕРЕНЦІАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ У МЕРЕЖАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ: СИСТЕМНИЙ ПІДХІД

У статті здійснено комплексне дослідження факторів, що визначають рівень енергоефективності систем централізованого теплопостачання, із застосуванням методології функціонально-вартісного аналізу (ФВА). Актуальність теми зумовлена необхідністю зменшення споживання енергоресурсів, зниження втрат у теплових мережах та інтеграції альтернативних джерел енергії в умовах енергетичної кризи та екологічних викликів. Проведено аналізування сучасного стану теплопостачальних систем, виявлено основні недоліки їхньої експлуатації: застаріле обладнання, значні втрати при транспортуванні теплоносія, низький коефіцієнт корисної дії котельних установок. Застосування ФВА дозволило розробити алгоритм прийняття рішень, який охоплює етапи ідентифікації функцій системи, багатокритеріального оцінювання ефективності можливих рішень, а також вибору оптимального варіанту модернізації з урахуванням технічних, економічних та екологічних чинників. Досліджено перспективи використання конденсаційних котлів, теплових насосів, сонячних колекторів і біомаси. Порівняльне аналізування показало, що модернізація обладнання дозволяє знизити споживання палива на 25–30%, тоді як впровадження теплових насосів забезпечує економію до 40–45% та скорочення викидів CO₂ на 1500–1800 т/рік. Використання біомаси демонструє найвищий річний потенціал генерації теплової енергії (до 10 000 МВт·год) при прийнятних строках окупності (3–4 роки). Математичне моделювання підтвердило, що ключовими факторами втрат є теплоізоляція трубопроводів і витоки теплоносія, усунення яких забезпечує підвищення енергоефективності на 25–30%. Запропонований комбінований підхід, що поєднує модернізацію обладнання з інтеграцією альтернативних джерел енергії, визнано найбільш доцільним для практичної реалізації. Отримані результати можуть бути використані органами місцевого самоврядування, теплогенеруючими підприємствами та інвесторами для обґрунтування рішень щодо реконструкції систем теплопостачання.

Ключові слова: енергоефективність, теплопостачання, функціонально-вартісний аналіз, альтернативні джерела енергії, теплові втрати.

Вступ. Питання підвищення рівня енергоефективності систем централізованого теплопостачання є особливо актуальним в умовах постійного зростання цін на енергоносії, необхідності зниження викидів парникових газів та геополітичної нестабільності на енергетичних ринках. Централізоване теплопостачання залишається одним із ключових елементів енергетичної інфраструктури багатьох країн, забезпечуючи теплом мільйони домогосподарств та промислових об'єктів. Однак більшість існуючих систем характеризуються низькою ефективністю через застаріле обладнання, значні втрати під час транспортування теплової енергії та неоптимальні режими роботи [1, 2].

У сучасних умовах енергетичної кризи та глобальних змін клімату модернізація систем теплопостачання є не лише економічно доцільною, але й екологічно необхідною. За даними Міжнародного енергетичного агентства, потенціал енергозаощадження в секторі теплопостачання становить 30–40%, що підкреслює важливість пошуку ефективних рішень для підвищення рівня енергоефективності [3].

Водночас, більшість існуючих досліджень зосереджуються на окремих аспектах підвищення ефективності, не враховуючи комплексний характер проблеми. Це зумовлює необхідність розроблення методології, яка б поєднувала технічні, економічні та екологічні критерії оцінювання. Саме тому функціонально-вартісний аналіз постає як універсальний інструмент для обґрунтування оптимальних напрямів модернізації систем централізованого теплопостачання.

Функціонально-вартісний аналіз (ФВА) є ефективним інструментом системного підходу до оцінювання та оптимізації роботи складних технічних систем. Він дозволяє виявити надлишкові витрати, оптимізувати функціональність системи та знайти найбільш економічно обґрунтовані рішення для підвищення рівня ефективності. Застосування ФВА до систем теплопостачання дозволяє розробити комплексний підхід до їх модернізації, враховуючи технічні, економічні та екологічні аспекти [4, 5].

Інтеграція альтернативних джерел енергії в існуючі системи теплопостачання є перспективним напрямком їх розвитку. Використання теплових насосів, сонячних колекторів та біомаси дозволяє не лише підвищити рівень енергоефективності та зменшити залежність від традиційних видів палива та знизити

екологічне навантаження [6, 7]. Однак вибір оптимального набору технологій та обґрунтування їх економічної доцільності потребує розроблення спеціальних методик та алгоритмів прийняття рішень.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Проблеми підвищення рівня енергоефективності систем теплопостачання широко висвітлюються в сучасній науковій літературі. Значна увага приділяється методам оптимізації роботи генеруючого обладнання [3, 8], зниженню втрат під час транспортування теплової енергії [4, 9], впровадженню альтернативних джерел енергії [5, 10, 11].

Дослідження Schmidt та Kallert [2] присвячене сучасним підходам до підвищення рівня ефективності систем централізованого теплопостачання. Автори аналізують досвід європейських країн та пропонують методологію оцінювання ефективності теплових мереж з урахуванням географічних та кліматичних особливостей. Особлива увага приділяється концепції низькотемпературних систем теплопостачання, які дозволяють ефективно інтегрувати відновлювані джерела енергії.

Іваненко [5] проводить порівняльний аналіз ефективності різних типів котельного обладнання та обґрунтовує переваги використання конденсаційних котлів. Автор наводить результати експериментальних досліджень, які підтверджують можливість досягнення ККД до 98% при використанні сучасних технологій.

White [9] розробляє методологію економічного оцінювання проектів модернізації систем теплопостачання, яка враховує не лише прямі економічні вигоди, але й соціальні та екологічні аспекти. Автор пропонує систему показників для комплексної оцінки ефективності інвестицій та алгоритм прийняття рішень на основі багатокритерійного аналізу.

Wilson [17] проводить аналіз потенціалу використання біомаси в системах теплопостачання. Автор оцінює доступність різних видів біомаси та розробляє методику вибору оптимального типу обладнання для їх використання. Важливим аспектом роботи є оцінка екологічних переваг використання біомаси порівняно з традиційними видами палива.

Васильєв [12] досліджує ефективність теплових насосів у різних кліматичних умовах та розробляє методику оцінки їх потенціалу для конкретних регіонів. Автор аналізує залежність коефіцієнта трансформації від температури джерела тепла та пропонує алгоритм вибору оптимального типу теплового насоса для різних умов експлуатації.

Незважаючи на значний обсяг досліджень у галузі підвищення енергоефективності систем теплопостачання, недостатньо уваги приділяється комплексному підходу, який би поєднував функціонально-вартісний аналіз з оцінкою потенціалу використання альтернативних джерел енергії. Відсутня також методика прийняття рішень, яка б дозволяла обрати оптимальний варіант модернізації системи з урахуванням технічних, економічних та екологічних аспектів.

Мета та завдання. Метою дослідження є підвищення рівня енергоефективності систем централізованого теплопостачання шляхом використання функціонально-вартісного аналізу для вибору структури теплопостачання. Основні завдання включають:

- аналізування наявних методів підвищення рівня енергоефективності;
- розроблення нових методів з використанням альтернативних джерел енергії;
- оцінювання потенціалу енергозбереження запропонованих методів.
- використання методу функціонального-вартісного аналізу для вибору оптимального варіанту модернізації систем теплопостачання.

Матеріали і результати дослідження.

Функціонально-вартісний аналіз (ФВА) — це метод системного підходу до підвищення рівня ефективності складних технічних систем, що базується на ідентифікації функцій об'єкта, оцінці їхньої цінності та вартості реалізації. Основна мета ФВА полягає у виявленні неефективних витрат та знаходженні шляхів їхнього зниження без погіршення функціональних характеристик системи. Застосування ФВА у сфері централізованого теплопостачання дозволяє сформулювати техніко-економічні обґрунтовані рішення модернізації систем, інтеграції альтернативних джерел енергії та зменшення екологічного навантаження. Алгоритм ФВА охоплює аналіз чинного стану системи, розроблення альтернатив, багатокритерійне оцінювання ефективності варіантів та обґрунтування оптимального рішення з урахуванням технічних, економічних та екологічних аспектів [4, 5].

Наявні методи підвищення рівня енергоефективності централізованого теплопостачання базуються на комплексному підході до оптимізації всіх елементів системи [1, 4]. Ключовими напрямками є зменшення теплових втрат, модернізація обладнання та впровадження систем автоматизації [2].

Загальні теплові втрати в системі описуються рівнянням:

$$Q_{\text{втр}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{п}}, \quad (1)$$

де: $Q_{\text{втр}}$ - втрати через теплоізоляцію трубопроводів, кВт; $Q_{\text{в}}$ - втрати з витоками теплоносія, кВт; $Q_{\text{п}}$ - втрати під час транспортування, кВт.

Втрати через теплоізоляцію розраховуються за формулою [3]:

$$Q_T = kdL(T_1 - T_0)10^{-3}, \quad (2)$$

де: k - коефіцієнт теплопередачі ізоляції, Вт/(м²·К); d - зовнішній діаметр трубопроводу, м; L - довжина трубопроводу, м; T_1 - температура теплоносія, °С; T_0 - температура навколишнього середовища, °С.

Витрати з витоками теплоносія розраховуються за формулою [3]:

$$Q_v = G_v c_p (T_1 - T_0), \quad (3)$$

де: G_v - масова витрата теплоносія через витоки, кг/с; c_p - питома теплоємність теплоносія, кДж/(кг·К).

Масова витрата теплоносія через витоки розраховуються за формулою [3]:

$$G_v = \alpha V_{\text{системи}}, \quad (4)$$

де: α - коефіцієнт витоку (% від загального об'єму системи за одиницю часу); $V_{\text{системи}}$ - загальний об'єм теплоносія в системі, м³.

На рисунку 1 представлено порівняння ККД різних типів котельного обладнання: традиційних котлів, конденсаційних котлів та котлів на біомасі. Конденсаційні котли демонструють найвищі показники ККД (95-98%).

У загальному випадку ефективність еєф (efficiency, effectiveness) будь-якого процесу або дії (роботи, діяльності) визначається відношенням досягнутого ефекту (результату, випуску) до витрат на його досягнення за формулою [5, 13]:

$$e_{\text{єф}} = W_p / W_v, \quad (5)$$

де: результат W_p і витрати W_v можуть бути представлені у натуральному та/або вартісному вираженні.

Аналіз ефективності різних типів котельного обладнання (рисунк 1) показує значні переваги конденсаційних котлів над традиційними [5]. Порівняння ефективності різних типів котельного обладнання наведено в таблиці 1.

Таблиця 1. Порівняння ефективності різних типів котельного обладнання

Тип обладнання	ККД, %	Витрата палива, м ³ /год	Річні експлуатаційні витрати, тис. грн
Традиційні котли	82-85	120-150	850-900
Конденсаційні котли	95-98	90-100	650-700
Котли на біомасі	88-92	110-130	450-500

Під час розроблення нових методів особлива увага приділяється інтеграції альтернативних джерел енергії в існуючі системи теплопостачання [6, 7]. Ключовим елементом є використання теплових насосів.

Ефективність теплового насоса характеризується коефіцієнтом трансформації [6, 11]:

$$COP = \frac{Q_h}{W}, \quad (6)$$

де: Q_h - тепла енергія, що передається споживачу, кВт; W - затрачена робота компресора, кВт.

$$COP_{\text{реальний}} = \eta COP_{\text{теоретичний}}, \quad (7)$$

де: η - коефіцієнт ефективності, що враховує теплові та механічні втрати (зазвичай $\eta = 0,4 - 0,6$). На рисунку 2 показано графік, який демонструє зниження коефіцієнта трансформації теплового насоса під час зменшення температури джерел теплоти. Це підтверджує необхідність вибору оптимального джерела низькопотенційної теплоти для максимальної ефективності системи. Додатково слід зазначити, що ефективність роботи теплового насоса суттєво залежить від сезонних коливань температури та кліматичних умов конкретного регіону. Тому під час проектування систем доцільно застосовувати комбінований підхід, який дозволяє компенсувати зниження ефективності за рахунок інтеграції кількох альтернативних джерел енергії. Це забезпечує стабільність теплопостачання та зменшує ризики, пов'язані з коливаннями зовнішніх температур.

Теоретичний максимум COP розраховується за формулою Карно [8]:

$$COP_{\text{max}} = \frac{T_h}{T_h - T_c}, \quad (8)$$

де: T_h - температура теплоносія на виході, К; T_c - температура джерела тепла, К.

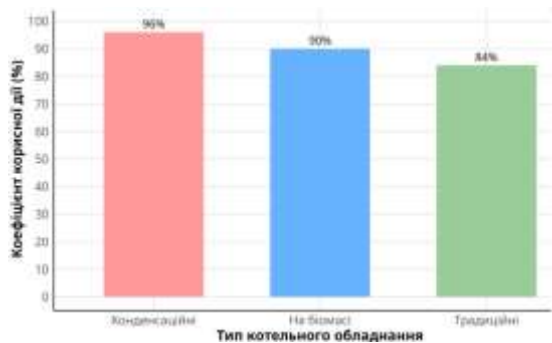


Рисунок 1 - Порівняння ККД різних типів котельного обладнання

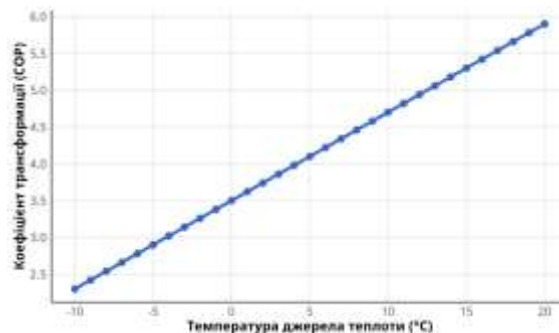


Рисунок 2 - Залежність COP теплового насоса від температури

Таблиця 2. Порівняння потенціалу різних альтернативних джерел

Джерело енергії	Потенціал, МВт·год/рік	Капітальні витрати, млн грн	Термін окупності, років
Теплові насоси	5000-7000	12-15	4-5
Сонячні колектори	3000-4000	8-10	5-6
Біомаса	8000-10000	15-18	3-4

На рисунку 3 показана діаграма, яка відображає порівняльну оцінку річного потенціалу виробництва теплової енергії трьома основними альтернативними джерелами: тепловими насосами, сонячними колекторами та біомасою. Біомаса демонструє найвищий потенціал генерації — від 8000 до 10000 МВт·год/рік, тоді як теплові насоси забезпечують 5000–7000 МВт·год/рік, а сонячні колектори — 3000–4000 МВт·год/рік. Водночас слід враховувати, що ефективність використання кожного джерела значною мірою залежить від регіональних кліматичних умов та доступності відповідних ресурсів. Наприклад, сонячні колектори доцільніше застосовувати в південних регіонах із високою сонячною інсоляцією, тоді як біомаса може стати найбільш вигідним рішенням для місцевостей з розвинутою аграрною чи лісовою інфраструктурою. Комбіноване застосування цих джерел дозволяє досягти балансу між енергоефективністю, екологічною безпекою та економічною доцільністю.

Для оцінювання економічної ефективності запропонованих методів використовується комплексний підхід, що враховує як технічні, так і економічні показники [9, 10].

Чиста приведена вартість проекту розраховується за формулою [9, 10]:

$$NPV = \sum \frac{CF_t^n}{(1+r)^t} - I_0, (9)$$

де: CF_t - грошовий потік у період t , грн; r - ставка дисконтування; I_0 - початкові інвестиції, грн; t - період часу, років.

На рисунку 4 представлено графік, який відображає прогнозовану динаміку зниження експлуатаційних витрат протягом п'яти років після впровадження різних методів підвищення енергоефективності. Найшвидше зниження витрат демонструють системи з тепловими насосами та біомасою, де економічний ефект починає проявлятися вже в перші роки експлуатації. Для сонячних колекторів характерний більш тривалий період окупності, однак вони забезпечують суттєве скорочення викидів CO_2 , що робить їх важливим елементом стратегії декарбонізації. Модернізація традиційного обладнання хоча й дає менший економічний ефект у короткостроковій перспективі, проте є найменш капіталомістким заходом і може бути впроваджена швидко. Таким чином, вибір конкретного методу модернізації залежить від доступних фінансових ресурсів, цілей енергетичної політики та екологічних пріоритетів конкретного регіону.

Індекс рентабельності інвестицій визначається як [10, 11]:

$$PI = \frac{NPV}{I}, (10)$$

На рисунку 5 наведено радіальну діаграму, яка демонструє багатокритеріальну оцінку різних методів підвищення рівня енергоефективності систем централізованого теплопостачання. Для оцінювання було враховано ключові параметри: економія енергії, скорочення викидів CO_2 , економічний ефект та термін окупності. Як видно з діаграми, найбільш збалансовані результати показує комбінований підхід, що поєднує модернізацію обладнання з використанням альтернативних джерел енергії. Він забезпечує оптимальне співвідношення між технічними, економічними та екологічними критеріями, перевищуючи окремі методи за інтегральним показником ефективності.

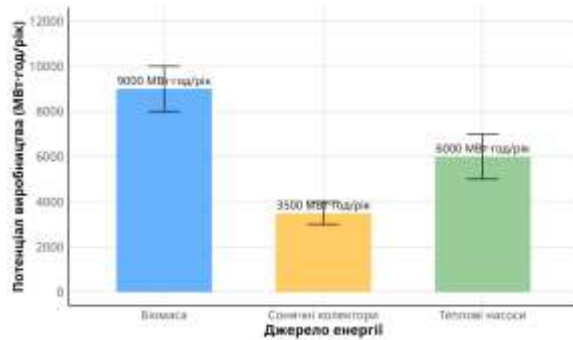


Рисунок 3 - Порівняння потенціалу виробництва енергії альтернативними джерелами

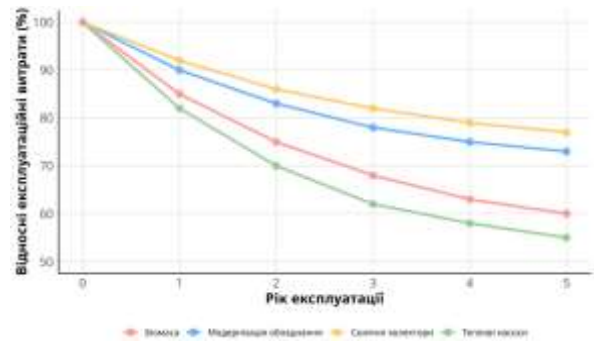


Рисунок 4 - Прогноз зниження витрат під час впровадження нових методів

Таблиця 3. Комплексна оцінка ефективності запропонованих методів

Метод	Економія енергії, %	Скорочення викидів CO ₂ , т/рік	Економічний ефект, млн грн/рік
Модернізація обладнання	25-30	1000-1200	2.5-3.0
Теплові насоси	40-45	1500-1800	3.5-4.0
Сонячні колектори	20-25	800-1000	2.0-2.5
Біомаса	35-40	2000-2500	3.0-3.5

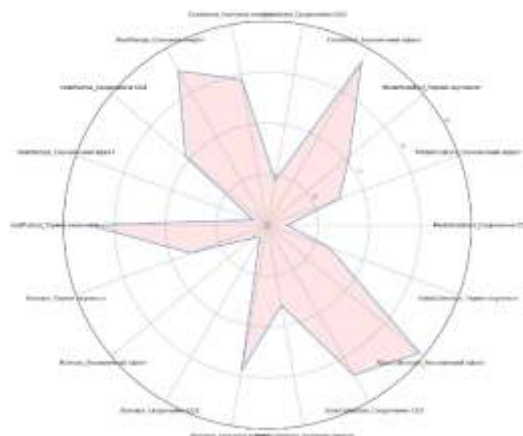


Рисунок 5 - Комплексна оцінка методів підвищення рівня енергоефективності

На основі проведених досліджень встановлено, що найбільш ефективним є комбінований підхід, який поєднує модернізацію наявного обладнання з впровадженням альтернативних джерел енергії [12, 13]. Це дозволяє досягти максимального економічного ефекту при прийнятних термінах окупності інвестицій.

Застосовано алгоритм функціонально-вартісного аналізу для підвищення рівня енергоефективності систем централізованого теплопостачання включає наступні етапи:

- аналіз наявного стану системи: оцінка технічного стану обладнання та мереж; розрахунок теплових втрат та ефективності системи; визначення "вузьких місць" та потенціалу підвищення ефективності;

- розроблення варіантів модернізації: варіант 1: Модернізація наявного обладнання; варіант 2: Впровадження теплових насосів; варіант 3: Використання сонячних колекторів; варіант 4: Використання біомаси; варіант 5: Комбінований підхід;

- оцінка ефективності варіантів: розрахунок економії енергії; оцінка скорочення викидів CO₂; розрахунок економічного ефекту; визначення термінів окупності;

- вибір оптимального варіанта: багатокритерійний аналіз з урахуванням технічних, економічних та екологічних факторів; визначення вагових коефіцієнтів для кожного критерію методом аналітичної ієрархії (MAI); формування матриці попарних порівнянь критеріїв експертами за шкалою Сааті (1-9);

розрахунок власного вектора матриці порівнянь для отримання вагових коефіцієнтів; перевірка узгодженості оцінок через розрахунок індексу узгодженості ($CR < 0,1$); типові вагові коефіцієнти: економічні критерії (0,4), екологічні критерії (0,3), технічні критерії (0,3); розрахунок інтегрального показника ефективності за формулою: $E_{\text{інт}} = \sum(W_i K_i)$, де W_i — ваговий коефіцієнт i -го критерію, K_i — нормалізоване значення i -го критерію; ранжування варіантів за інтегральним показником;

- розроблення плану реалізації: визначення етапів модернізації; розроблення графіка виконання робіт; визначення необхідних ресурсів; розроблення системи моніторингу ефективності.

Алгоритм дозволяє врахувати специфіку конкретної системи теплопостачання та обрати оптимальний варіант модернізації з урахуванням наявних ресурсів та обмежень.

Висновки

Проведений функціонально-вартісний аналіз систем централізованого теплопостачання виявив значний потенціал підвищення рівня енергоефективності. Комплексний підхід до модернізації, що поєднує оновлення наявного обладнання та впровадження альтернативних джерел енергії, демонструє найкращі результати.

Математичне моделювання показало, що найбільший вплив мають втрати через теплоізоляцію трубопроводів та витоки теплоносія. Впровадження сучасних теплоізоляційних матеріалів дозволяє знизити ці втрати на 25-30%.

Аналіз ефективності котельного обладнання підтвердив переваги конденсаційних котлів, які забезпечують ККД до 95-98% порівняно з 82-85% у традиційних котлів, при цьому витрата палива знижується на 25-30%.

Дослідження показало, що найбільш перспективними альтернативними джерелами енергії є теплові насоси та біомаса. Теплові насоси забезпечують економію енергії 40-45% при скороченні викидів CO₂ на 1500-1800 т/рік, а біомаса дозволяє досягти економії 35-40% при скороченні викидів на 2000-2500 т/рік.

Економічний аналіз підтвердив рентабельність запропонованих методів. Термін окупності для теплових насосів становить 4-5 років, для котлів на біомасі - 3-4 роки. Річний економічний ефект від впровадження комплексу заходів оцінюється в 3,5-4,0 млн грн.

Застосований алгоритм прийняття рішень при модернізації систем теплопостачання враховує технічні, економічні та екологічні фактори та дозволяє обрати оптимальний варіант модернізації для конкретних умов.

Список використаної літератури

1. Schmidt D., Kallert A. District Heating Systems: Contemporary Approaches for Efficiency Improvement. Energy and Buildings, 2023. – Vol. 45. – pp. 167-178.
2. Johnson R.K. Heat Losses in District Heating Networks. Applied Thermal Engineering, 2024. – Vol. 12. – pp. 89-98.
3. Іваненко О.П. Порівняльний аналіз ефективності котельного обладнання. Промислова теплотехніка, 2023. – №4. – С. 78-86.
4. Степаненко М.М. Теплові насоси в системах теплопостачання. Відроджена енергетика, 2023. – №5. – С. 112-120.
5. White R.S. Economic Assessment of District Heating Projects. Energy Economics, 2024. – Vol. 15. – pp. 178-189.
6. Васильєв Н.П. Ефективність теплових насосів у різних кліматичних умовах. Холодильна техніка, 2023. – №7. – С. 89-97.
7. Wilson M.R. Biomass Potential in District Heating. Renewable Energy, 2024. – Vol. 22. – pp. 678-689.
8. Михайленко О.В. Економічна оцінка проектів модернізації теплопостачання. Інвестиції, 2023. – №11. – С. 189-197.
9. Григоренко М.В. Комплексний аналіз систем теплопостачання. Енергоаудит, 2023. – №1. – С. 234-242.
10. Коваленко П.Р. Методики оцінки економічної ефективності енергозберігаючих проектів. Економіка енергетики, 2023. – №6. – С. 67-75.
11. Anderson B.C. Heat Pump Performance Analysis. International Journal of Refrigeration, 2024. – Vol. 18. – pp. 456-467.
12. Thompson K.L. Investment Analysis in District Heating. Journal of Energy Economics, 2023. – Vol. 28. – pp. 345-356.
13. Ковалко О.М., Новосельцев О.В., Євтухова Т.О. Вступ до теорії енергоефективності багаторівневих систем: методи та моделі енергетичного менеджменту в системі житлово-комунального господарства. — К.: НАН України, Інститут технічної теплофізики, 2014. — 252 с.

TERRITORIAL DIFFERENTIATION OF ENERGY LOADS IN HEAT SUPPLY NETWORKS: A SYSTEMIC APPROACH

The article presents a comprehensive study of factors determining the energy efficiency of centralized heat supply systems using the functional-cost analysis (FCA) methodology. The relevance of the topic is due to the need to reduce energy consumption, reduce losses in heating networks, and integrate alternative energy sources in the context of the energy crisis and environmental challenges. An analysis of the current state of heat supply systems was carried out, and the main shortcomings of their operation were identified: outdated equipment, significant losses during heat carrier transportation, and low efficiency of boiler installations. The use of FMA has made it possible to develop a decision-making algorithm that covers the stages of identifying system functions, multi-criteria evaluation of the effectiveness of possible solutions, and the selection of the optimal modernization option, taking into account technical, economic, and environmental factors. The prospects for the use of condensing boilers, heat pumps, solar collectors, and biomass were investigated. A comparative analysis showed that modernizing equipment can reduce fuel consumption by 25–30%, while the introduction of heat pumps provides savings of up to 40–45% and a reduction in CO₂ emissions of 1,500–1,800 tons/year. The use of biomass demonstrates the highest annual potential for heat generation (up to 10,000 MWh) with an acceptable payback period (3–4 years). Mathematical modeling confirmed that the key factors contributing to losses are pipe insulation and coolant leaks, the elimination of which provides a 25–30% increase in energy efficiency. The proposed combined approach, which combines equipment modernization with the integration of alternative energy sources, is recognized as the most appropriate for practical implementation. The results obtained can be used by local authorities, heat-generating enterprises, and investors to justify decisions on the reconstruction of heat supply systems.

Keywords: functional and cost analysis, energy efficiency, heat supply, alternative energy sources, optimization, heat losses.

References

1. Schmidt D., Kallert A. District Heating Systems: Contemporary Approaches for Efficiency Improvement. *Energy and Buildings*, 2023. - Vol. 45. - pp. 167-178.
2. Johnson R.K. Heat Losses in District Heating Networks. *Applied Thermal Engineering*, 2024. - Vol. 12. - pp. 89-98.
3. Comparative analysis of the efficiency of boiler equipment. *Industrial Heat Engineering*, 2023. - No. 4. - pp. 78-86.
4. Heat pumps in heat supply systems. *Renewable Energy*, 2023. - No. 5. - P. 112-120.
5. White R.S. Economic Assessment of District Heating Projects. *Energy Economics*, 2024. - Vol. 15. - pp. 178-189.
6. Efficiency of heat pumps in different climatic conditions. *Refrigeration technology*, 2023. - No. 7. - pp. 89-97.
7. Wilson M.R. Biomass Potential in District Heating. *Renewable Energy*, 2024. - Vol. 22. - pp. 678-689.
8. Economic assessment of heat supply modernisation projects. *Investitsii*, 2023. - No. 11. - pp. 189-197.
9. Comprehensive analysis of heat supply systems. *Energy audit*, 2023. - No. 1. - P. 234-242.
10. Methods for assessing the economic efficiency of energy saving projects. *Ekonomika Energetyky*, 2023, - No. 6, - P. 67-75.
11. Anderson B.C. Heat Pump Performance Analysis. *International Journal of Refrigeration*, 2024. - Vol. 18. - pp. 456-467.
12. Thompson K.L. Investment Analysis in District Heating. *Journal of Energy Economics*, 2023. - Vol. 28. - pp. 345-356.
13. Kovalko O.M., Novoseltsev O.V., Yevtukhova T.O. Introduction to the theory of energy efficiency of multilevel systems: methods and models of energy management in the housing and communal services system - Kyiv: NAS of Ukraine, Institute of Technical Thermophysics, 2014. 252 p.

Надійшла: 18.09.2025

Received: 18.09.2025

ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ІАБ ДЛЯ ОЦІНКИ ВРАЗЛИВОСТІ СФЗ НА ЕТАПІ ЇЇ ПРОЕКТУВАННЯ

Беручи до уваги міжнародні, політичні, екологічні та соціальні виклики не тільки для нашої держави а і для всього цивілізованого світу, на сьогоднішній день, атомна енергетика, як один із базових елементів економіки багатьох країн, потребує її суттєвого переходу на новий, більш масштабний та якісний рівень розвитку. У 2022 році Україною разом з урядом Великої Британії, була розроблена стратегія енергетичного розвитку за участю досвідчених спеціалістів, представників світових енергетичних компаній та громадськості. Місією даної стратегії є створення умов для інтенсивного розвитку національної економіки нашої держави шляхом реалізації доступу до стабільних, надійних та сучасних джерел енергії а також досягнення Україною вуглецевої нейтральності до 2050 року у енергетичному секторі.

З урахуванням майбутніх перспектив розвитку атомної промисловості в рамках енергетичної стратегії а також геополітичної безпекової не стабільності у світі і, як результат – нароцування державами ядерного потенціалу, питання вдосконалення систем фізичного захисту ядерних установок шляхом проведення оцінки вразливості на етапах їх проектування, будівництва та експлуатації є дуже актуальними з точки зору ядерної захищеності та фізичної ядерної безпеки в цілому.

Ключові слова: система фізичного захисту, захищеність, оцінка вразливості, ядерна установка.

Вступ

Ключовим елементом у аналізі ефективності роботи СФЗ є оцінка її вразливості. Процес проектування СФЗ та проведення її оцінки вразливості повинен проводитися послідовно, виважено та включати в себе наступні кроки:

Визначення вимог до СФЗ. Для цього необхідно виконати наступні дії:

- описати експлуатаційні режими та умови роботи об'єкта
- визначити спектр загроз
- визначити цілі правопорушника
- визначити нормативні вимоги

Розробка СФЗ. Визначення збалансованого поєднання бар'єрів, датчиків, процедур, засобів зв'язку, сил оперативного реагування у СФЗ, яка може задовільнити вимогам захисту в рамках експлуатаційних, безпекових та економічних обмежень об'єкта. Комбінація обладнання повинна враховувати слабкі і сильні сторони кожного елемента.

Оцінка СФЗ. Перевірка необхідних функцій системи, таких як виявлення вторгнень, контроль над входом, затримка доступу, комунікації у відповідь та сили реагування.

Доопрацювання проекту. Аналіз доопрацьованої системи проводиться до поки результати не покажуть, що СФЗ відповідає вимогам захисту.

Однак, беручи до уваги той факт що комплексне використання функцій СФЗ навіть при високих показниках їх надійності не є панацеєю забезпечення належного рівня захисту в умовах існування людського фактору як зі сторони оператора СФЗ так і зі сторони зовнішніх та внутрішніх правопорушників - для об'єктивної оцінки продуктивності СФЗ, застосування методів імовірнісного аналізу безпеки з урахуванням людського чинника є необхідним інструментом в процесі моделювання даних систем.

За результатами таких досліджень, оцінка проекту виявить не тільки вразливість (слабкі місця) системи, але також визначить вагомість впливу як людського чинника на досягнення системою ефективності відповідно до встановлених законодавчих вимог фізичного захисту так і кожного елементу її функціональних груп.

Проектування та будівництво майбутніх систем фізичного захисту вимагає систематизованого підходу в процесі проведення оцінки вразливості даних систем, який повинен включати в себе не тільки деталізовану архітектуру технологічного обладнання (комплексу інженерно-технічних засобів), процедур з фізичного захисту а також, створену психологічну модель поведінки людського чинника (на прикладі оператора центрального пульта фізичного захисту), який приймає безпосередню участь в процесі виконання системою своїх функцій при виявленні правопорушника.

У роботі запропоновано проведення оцінки вразливості системи фізичного захисту створеної

гіпотетичної ядерної установки з використанням методології імовірнісного аналізу на базі програмного коду SAPHIRE для наступного аналізу та порівняння отриманих результатів.

Аналіз літературних джерел

На сьогоднішній день в Україні, відповідно до Наказу ДКЯРУ №169 від 30.11.2010 року, визначений порядок проведення оцінки вразливості ЯУ та ЯМ. Він поширюється на експлуатуючі організації та ліцензіатів, які визначають, реалізують і підтримують безперервне функціонування систем фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів або систем фізичного захисту ядерних матеріалів першої та другої категорії при їх транспортуванні.

Пріоритетними завданнями при здійсненні оцінки вразливості є:

- виявлення вразливих цілей правопорушників
- аналіз потенційних радіаційних наслідків вчинення протиправних дій щодо вразливих цілей правопорушників
- оцінка можливих ризиків
- створення рекомендацій щодо приведення стану СФЗ у відповідність до вимог чинного законодавства

Мета роботи

Мета роботи — інтегрування методології імовірнісного аналізу безпеки у методику проведення оцінки вразливості системи фізичного захисту для отримання та аналізу більш об'єктивних і точних результатів в процесі проведення даної оцінки шляхом систематизації і визначення вагомості впливу кожного елемента системи з урахуванням наявних вхідних даних та людського фактору.

Метод визначення імовірності не виявлення правопорушників системою

Імовірнісний підхід проведення оцінки вразливості передбачає побудову логічних моделей (дерев відмов та дерев подій), які відображають імовірності можливих варіантів розвитку подій з урахуванням відмови певних елементів системи та/або помилки оператора на певному (попередньо визначеному) маршруті руху правопорушників з мінімальним часом затримки.

Першим етапом реалізації даного методу є отримання достовірних вхідних даних по відмові обладнання комплексу ІТЗ, визначеного у проектній документації а також по відмові (помилці) оператора за результатами побудованої психологічної моделі людини.

Аналіз надійності персоналу включає в себе багато різноманітних факторів, кожен з яких в певній мірі, залежить як від ментальних, соціально-економічних особливостей суспільства, так і від безпосередніх індивідуальних обов'язків персоналу а також, від географічного розташування, клімату та безпеки регіону в цілому. Вхідні значення імовірностей складових невірних дій оператора, були взяті з урахуванням статистичних даних навчального курсу з оцінки надійності людини [1] у пропорційному співвідношенні одна до одної та у відповідності до наведеної діаграми (Рис 1) як демонстраційна гіпотетична модель поведінки оператора для побудови дерев відмов у коді SAPHIRE.

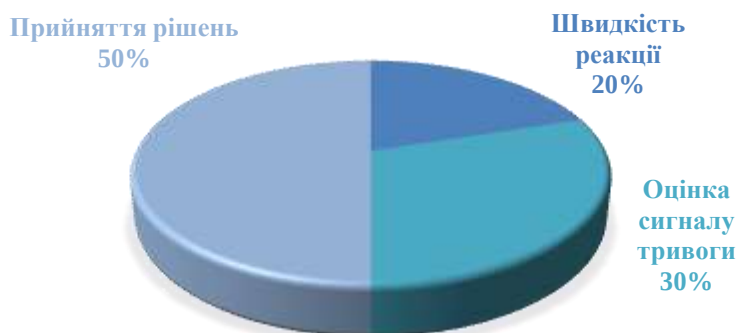


Рисунок 1 – Діаграма розподілу складових невірних дій оператора

Важливим моментом при побудові дерева відмови для визначення імовірності помилки оператора є врахування таких зовнішніх факторів як тривалість робочої зміни та час доби. За результатами аналізу відповідних досліджень та звітів з оперативної діяльності персоналу в таких галузях США як – авіація [4], промисловість [1], космос [5] та медицина [2,3], було побудовано графік залежності зростання імовірності помилки оператора від тривалості робочої зміни для різних періодів доби, який зображений на Рисунку 2.

У відповідності до графіку, врахування зовнішніх факторів впливу на імовірність помилки оператора в деревах відмов буде відбуватись в якості введення значень зважуючого коефіцієнту в залежності від тривалості робочої зміни та періоду доби.

Період роботи оператора буде розглядатися в нічну зміну при дванадцяти годинному змінному графіку персоналу ядерного об'єкта. Напад правопорушників відбудеться в останню годину робочої зміни

оператора, коли значення відповідного зважуючого коефіцієнту буде максимальним.

Отримані значення імовірностей складових компонентів формування помилки персоналу а також значення зважуючого коефіцієнту були використані у створеному дереві відмови у SAPHIRE [14] для розрахунку імовірності помилки оператора - людського чинника (Рис. 3).

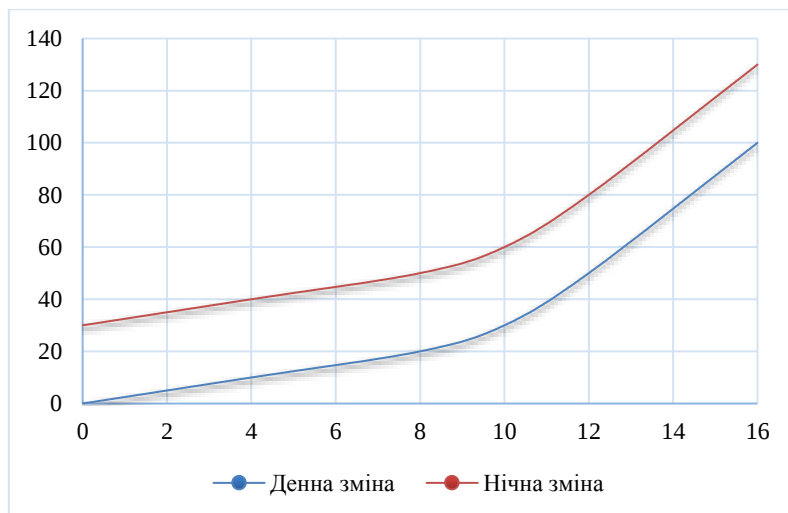


Рисунок 2 - Збільшення імовірності помилки оператора (у відсотках) в залежності від кількості годин робочої зміни

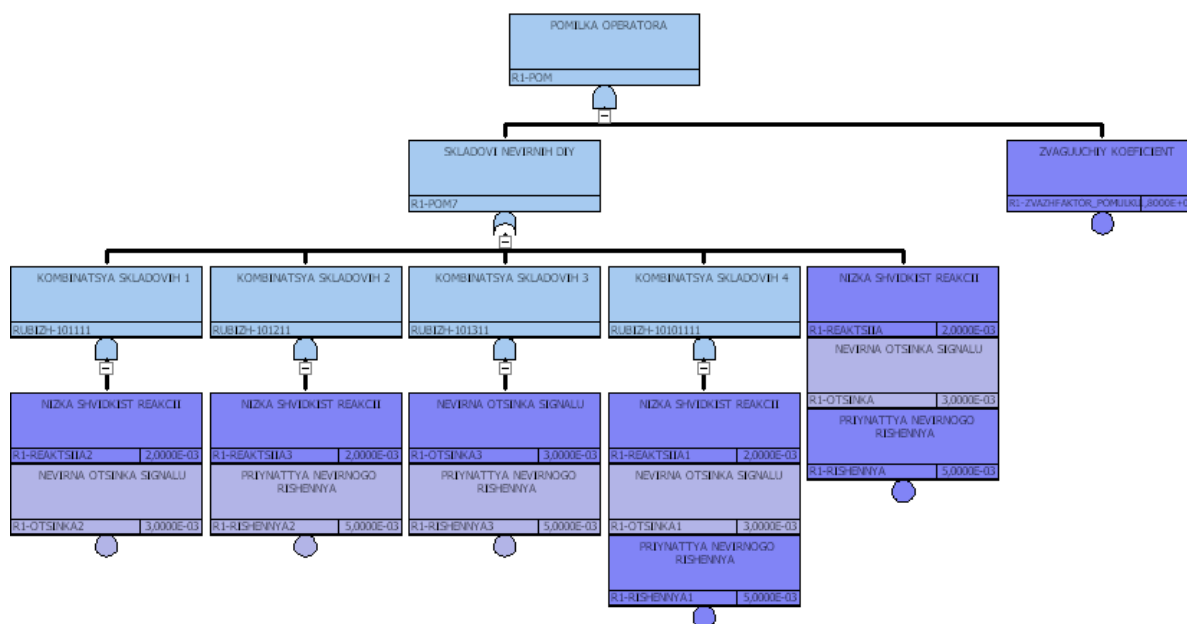


Рисунок 3 – Дерево відмови для розрахунку помилки оператора

Беручи до уваги хронологічний порядок виявлення системою фізичного захисту зовнішнього правопорушника та запуску процесу оперативного реагування, врахування усіх можливих елементів які беруть в цьому процесі безпосередню участь є особливо важливим етапом з урахуванням обмеженості часу до досягнення правопорушником критичної точки виявлення. Процес побудови дерев відмов повинен включати в себе наступні технічні елементи:

- імовірність не виявлення правопорушника засобом виявлення
- імовірність напрацювання на відмову засобу виявлення
- імовірність не формування відео-тривоги від засобу виявлення
- імовірність відмови засобів радіо-зв'язку ЦПФЗ
- імовірність відмови засобів об'єктового зв'язку ЦПФЗ
- імовірність відмови засобів мобільного зв'язку

Вхідні данні по імовірностям відмови засобів виявлення та засобів зв'язку були взяті із технічних специфікацій [6,7,8,9,10,11,12] відповідного обладнання гіпотетичної ядерної установки. Імовірність відмови переліченого обладнання буде прораховуватися у коді SAPHIRE [14] з урахуванням встановленого інтервалу проведення перевірки працездатності даного обладнання - один раз на кожні дванадцять годин при прийомі-передачі зміни. Під відмовою засобів зв'язку, тобто неможливістю реагування системою на дії правопорушника у необхідний момент часу буде матися на увазі одночасне не спрацювання усього обладнання зв'язку на ЦПФЗ як окремих вихідних подій.

Для проведення об'єктивного аналізу впливу як людського чинника так і обладнання комплексу ІТЗ СФЗ на імовірність не виявлення правопорушників системою фізичного захисту, у коді SAPHIRE [14] були побудовані дерева відмов двох різних типів, які прораховують імовірність не виявлення для кожного із трьох рубежів виявлення на шляху руху зовнішніх правопорушників. А саме:

-дерево відмов без врахування помилки оператора. В даному випадку були враховані імовірності не виявлення датчиком або відмова датчика або відсутність відео на тривожному моніторі оператора на кожному рубежі виявлення. Тобто імовірність не виявлення кожного із трьох рубежів буде напряму залежати від імовірності відмови однієї з даних вихідних подій.

-дерево відмов з урахуванням помилки оператора. В даному випадку, рубіж не виявить правопорушника якщо датчик виявлення вийде з роботи і ніяк не відреагує на дії правопорушника. Якщо датчик буде в роботі, в такому випадку рубіж не виявить правопорушника при умові врахування імовірності не виявлення його цим датчиком або при умові виявлення правопорушника датчиком але не формування відео на тривожному моніторі для оператора або при умові формування відео на тривожному моніторі але при здійсненні помилки оператором. Також, в дане дерево відмов був врахований сценарій, коли оператор правильно зреагував на відео з тривожного монітору, оцінив та прийняв рішення, але не зміг передати відповідну інформацію групі швидкого реагування по причині відмови засобів зв'язку. Беручи до уваги факт обмеженості у часі при досягненні правопорушниками критичної точки виявлення, такий сценарій розглядається в якості «неефективного реагування» і розцінюється як не виявлення правопорушника рубіжем виявлення.

Описані дерева відмов були використані для побудови дерева подій найбільш вразливого маршруту. Дане дерево подій (Рис. 4) було взято за основу для відображення логічних послідовностей подій та розрахунку імовірності не виявлення системою фізичного захисту правопорушників для трьох гіпотетичних моделей, а саме:

- помилока оператора на кожному рубежі виявлення різна
- на всіх рубежах виявлення оператор робить одну і ту ж саму помилку
- помилка оператора нівелюється і не враховується у деревах відмов

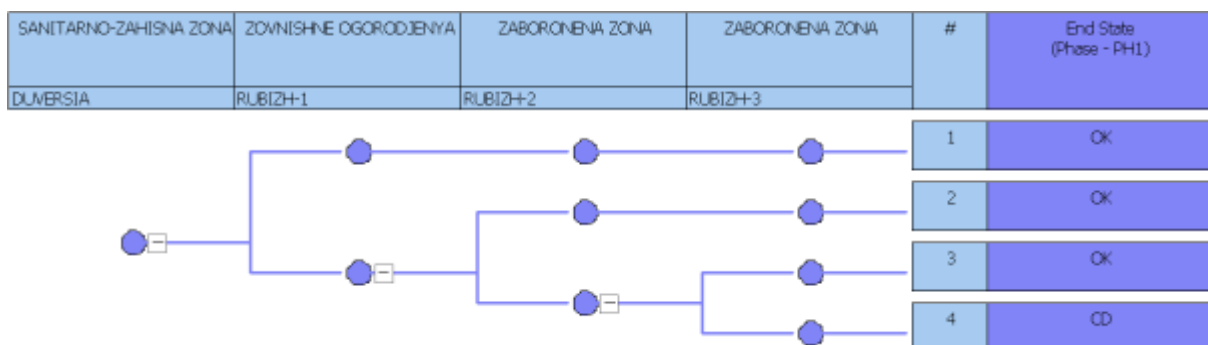


Рисунок 4 – Дерево подій імовірності не виявлення правопорушників

Кожне з трьох гіпотетичних моделей дерев подій відображає чотири можливих логічних послідовностей (сценарії) розвитку подій при спробі подолання правопорушниками трьох рубежів виявлення на їх маршруті слідування із санітарно-захисної зони за периметром об'єкту до попередньо визначеної критичної точки виявлення.

Такими рубежами виявлення є – зовнішнє огороження периметру з вібраційним датчиком, поле виявлення інфрачервоного датчику у забороненій зоні та поле виявлення радіохвильового датчику у забороненій зоні.

Перший сценарій відображає факт виявлення правопорушників системою фізичного захисту ще на першому рубежі виявлення – вібраційним датчиком «TREZOR-V» зовнішнього огороженні периметра. У дереві подій кінцевий стан відображається як – ОК.

Другий сценарій відображає факт не виявлення правопорушників системою фізичного захисту на першому рубежі але виявлення їх другим рубіжем – радіохвильовим датчиком «Промінь-М» забороненої зони периметру. У дереві подій кінцевий стан відображається як – ОК.

Третій сценарій відображає факт не виявлення правопорушників системою фізичного захисту на першому та другому рубежі виявлення але виявлення їх третім рубежем – інфрачервоним датчиком «REDNET» забороненої зони периметру. У дереві подій кінцевий стан відображається як – ОК.

Четвертий сценарій відображає факт не виявлення правопорушників усіма рубежами виявлення, тобто досягнення ними критичної точки виявлення до того як система фізичного захисту запустить процес реагування. Імовірність реалізації даного сценарію і є імовірністю не виявлення правопорушників системою фізичного захисту. У дереві подій кінцевий стан відображається як – CD.

Отримані значення імовірностей не виявлення та основних вкладів мінімальних перерізів наведені у таблиці 1:

Таблиця 1 – Імовірності не виявлення правопорушника та основні вклади мінімальних перерізів

Модель подій	$P_{\text{не виявлення}}$, та кількість перерізів	Вклади мінімальних перерізів з найбільшими відсотковими значеннями та відповідними імовірностями
По наказу №169 ДІЯРУ від 30.11.2010	$1-0,999 = 1 \cdot 10^{-3}$	Не передбачено наказом
Різноміснотипні помилки оператора	$1,578 \cdot 10^{-4}$ 1001 переріз	32% ($P=5 \cdot 10^{-5}$) - не виявлення датчиками усіх рубежів
		14% ($P=2,5 \cdot 10^{-5}$) - не виявлення датчиками рубежів №1,3 та прийняття невірної рішення оператором з урахуванням зважуючого коефіцієнту
		9% ($P=1,35 \cdot 10^{-5}$) - не виявлення датчиками рубежів №1,3 та невірна оцінка тривожної події оператором з урахуванням зважуючого коефіцієнту
Однотипні помилки оператора	$1,801 \cdot 10^{-2}$ 35 перерізів	50% ($P=9 \cdot 10^{-3}$) - прийняття невірної рішення оператором з урахуванням зваж. коефіцієнту
		30% ($P=5,4 \cdot 10^{-3}$) - невірна оцінка тривожної події оператором з урахуванням зваж. коефіцієнту
		20% ($P=3,6 \cdot 10^{-3}$) - невірна реакція оператора на тривожну подію з урахуванням зваж. коефіцієнту
Помилки оператора не враховані	$5,145 \cdot 10^{-5}$ 27 перерізів	97% ($P=5 \cdot 10^{-5}$) - не виявлення датчиками усіх рубежів
		1% ($P=5 \cdot 10^{-7}$) - не виявлення датчиками рубежів №1,3 та відмова датчику рубежу №2
		0,6% ($P=3 \cdot 10^{-7}$) - не виявлення датчиками рубежів №1,3 та не формування відеосигналу від тривожної події рубежу №2 на тривожний монітор оператора

В рамках даної роботи, аналіз значимості проводиться для визначення найбільш впливових елементів системи фізичного захисту, відмова яких може спричинити найбільшій вклад у реалізацію найгіршого сценарію - не виявлення правопорушників до критичної точки, тобто на імовірність не виявлення.

Отримані результати базових подій (відмов елементів системи фізичного захисту), які є найбільш вагомими і можуть вплинути на не виявлення правопорушників для моделей дерев подій з різноміснотипними або однотипними помилками оператора були визначені у комп'ютерному коді SAPHIRE по Фусселлу-Веселі і наведені у порядку їх пріоритетності у таблиці 2 та таблиці 3 відповідно.

Таблиця 2 – Імовірності найбільш вагомих базових подій для моделі різноміснотипних помилок оператора по Фусселлу-Веселі

№	Базова подія	Значення імовірності
1	Не виявлення правопорушників датчиком «TREZOR» рубежу №1	$7,854 \cdot 10^{-1}$
2	Не виявлення правопорушників датчиком «REDNET» рубежу №3	$7,854 \cdot 10^{-1}$
3	Зважуючий фактор помилки оператора при формуванні тривожної події від рубежу №1	$6,740 \cdot 10^{-1}$
4	Не виявлення правопорушників датчиком «Промінь» рубежу №2	$5,741 \cdot 10^{-1}$
5	Прийняття невірної рішення оператором при формуванні тривожної події від рубежу №2	$2,077 \cdot 10^{-1}$

Таблиця 3 – Імовірності найбільш вагомих базових подій для моделі однотипних помилок оператора по Фусселлу-Веселі

№	Базова подія	Значення імовірності
1	Зважуючий фактор помилки оператора при формуванні тривожної події від рубежу №1	$9,972 \cdot 10^{-1}$
2	Прийняття невірної рішення оператором при формуванні тривожної події від рубежу №1	$4,999 \cdot 10^{-1}$
3	Невірна оцінка тривожної події оператором при її формуванні від рубежу №1	$2,999 \cdot 10^{-1}$
4	Повільна реакція оператора на тривожну подію при її формуванні від рубежу №1	$1,999 \cdot 10^{-1}$
5	Не виявлення правопорушників датчиком «TREZOR» рубежу №1	$2,840 \cdot 10^{-3}$

Обговорення результатів

За результатами отриманих даних очевидно, що у випадку підготовленого та тренованого персоналу, дерево подій формується по моделі різнотипних помилок оператора.

У моделі дерева подій де людський чинник виключений, результуюча імовірність не виявлення правопорушника технічними засобами системи на 97% залежить від імовірності не виявлення його самими датчиками.

Варто звернути увагу, що розбіжність імовірності не виявлення СФЗ правопорушника даних моделей дерев подій відрізняється в межах одного порядку – приблизно у 3 рази. Це є та вартість збільшення ризику не виявлення, яка виправдана використанням саме автоматизованих систем за участю оператора для виключення сценаріїв хибних спрацювань обладнання системи а також ефективного та оперативного реагування на випадок аварійних сценаріїв та необхідності безперешкодної евакуації персоналу з об'єкту.

У випадку не належно підготовленого оператора, тобто коли дерево подій формується по моделі однотипних помилок оператора – імовірність не виявлення правопорушника системою фізичного захисту збільшується приблизно у 114 разів у порівнянні з імовірністю не виявлення моделі дерева подій підготовленого персоналу. Це є суттєвим аргументом для аналізу та вдосконалення відповідних найбільш імовірних компонентів психологічної моделі надійності персоналу, а саме - правильність прийняття рішень та вірна оцінка сигналів тривоги.

Для цього особлива увага повинна бути приділена систематичним тренуванням, підвищенню кваліфікації та формуванню належного рівня культури безпеки та культури захищеності персоналу.

Також, важливим елементом який впливає на таку рядкову розбіжність є зовнішні фактори, такі як тривалість робочої зміни та час доби – яким, в свою чергу, повинна бути приділена особлива увага зі сторони реалізації організаційних заходів розподілу оперативного навантаження та планування робочого графіку змінному персоналу атомної галузі.

Висновки

Використання методології ІАБ в процесі проведення оцінки вразливості дає змогу реалізувати аналіз значимості базових подій. За результатами цього аналізу було встановлено, що найбільш значимими подіями які впливають на імовірність не виявлення системою правопорушників у випадку різнотипних помилок оператора - є відмова датчиків виявлення першого та третього рубежів. У випадку однотипних помилок оператора, найбільш значимими подіями є невірна оцінка сигналу тривоги та прийняття невірної рішення оператором. Також, в обох випадках, значимою базовою подією є зважуючий фактор помилки оператора. Дана інформація несе суттєву цінність для розуміння того, які саме елементи системи потребують вдосконалення як на інженерно-технічному, так і на організаційному рівні. З фінансової точки зору майбутнього будівництва та впровадження систем фізичного захисту, такий підхід є дуже актуальним ще на етапі проектування даних системи та професійного відбору персоналу а також, в процесі розробки майбутніх процедур з фізичного захисту. Питання проектування майбутніх систем фізичного захисту є перш за все, питанням співвідношення їх надійності до їх кінцевої вартості. Методологія проведення оцінки вразливості з використанням ІАБ за допомогою коду SAPHIRE дає можливість оптимізації та вдосконалення даних системи по будь-якому фактору (елементу), відмова якого врахована як базова подія в процесі побудови дерев відмов для розрахунку імовірності не виявлення правопорушників для обраного сценарію в залежності від значимості кожного елементу системи на імовірність не виявлення і, відповідно – на кінцевий розрахований ризик. Окремо, потрібно звернути увагу на те, що використання методології ІАБ для проведення оцінки вразливості є достатньо тонким інструментом в процесі аналізу вагомості впливу людського чинника на вразливість системи фізичного захисту, що в більшій мірі залежить як від достовірності вхідних даних обладнання комплексу ІТЗ СФЗ так і від деталізації психологічної моделі

надійності персоналу – що відображається різними значеннями величин розрахованого ризику для різних сценаріїв дій оператора. В рамках майбутніх перспектив, доцільним є використання методології ІАБ як альтернативного варіанту проведення оцінки вразливості для наступного порівняння впливу помилок персоналу, в залежності від рівня його підготовки, на кінцеве значення ризику, і як результат – відповідності або не відповідності системи фізичного захисту встановленим законодавчим критеріям.

T.Bibik¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-0134-6022

I.Ostapenko¹, engineer, ORCID 0000-0003-3980-1609

A. Kozlov¹, master student, ORCID 0009-0001-7895-3798

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

APPLICATION OF THE PSA METHODOLOGY TO ASSESS THE VULNERABILITY OF THE PPS AT THE DESIGN STAGE

Taking into account international, political, environmental and social challenges not only for our country but also for the whole world, today nuclear energy, as one of the basic elements of the economy of many countries, requires its significant transition to a new, larger and higher quality level of development. In 2022, Ukraine, together with the UK government, developed an energy development strategy with the participation of experienced experts, representatives of global energy companies and the public. The mission of this strategy is to create conditions for the intensive development of the national economy of our country by providing access to stable, reliable and modern energy sources and to achieve carbon neutrality in the energy sector by 2050.

Given the future prospects for the development of the nuclear industry within the energy strategy, as well as geopolitical security instability in the world and, as a result, the build-up of nuclear capabilities by states, the issue of improving the physical protection systems of nuclear facilities by conducting a vulnerability assessment at the stages of their design, construction and operation is very relevant in terms of nuclear security and nuclear safety in general.

Key words: physical protection system, security, vulnerability assessment, nuclear facility.

References

1. Human Reliability Assessment Training Course. USA, INEL, 1995.
2. Training for Nurses on Shift Work and Long Work Hours, National Institute for Occupation Safety and Health, NIOSH [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://www.cdc.gov/niosh/work-hour-training-for-nurses/>
3. The Effect of Work Hours on Adverse Events and Errors in Health Care (April 2010) Danielle M Olds, Sean P Clarke PubMed [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC2910393/>
4. The role of shift work and fatigue in air traffic control operational errors and incidents 1999 Federal Aviation Administration [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://www.faa.gov/>
5. Human error assessment and reduction technique (HEART) and human factors analysis and classification system (HFACS) 2017 International Association for the Advancement of Space Safety (IAASS) Tiffany Miller [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20170010693/downloads/20170010693.pdf>
6. TREZOR-R series radio wave detector Operating instructions BCCB.425142.003РЭ
7. Linear radio-wave security detector ‘PROMIN-M’ Technical description and operating instructions АБАЧ.425142-008
8. Pelco installation and operation manual FTV/FRV10D1(M,S)1(ST,FC) Series 10-bit digitally encoded video with UPBI-directional data (RS232, RS422 RS485 2/4W) [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://www.pelco.com/>
9. Cisco Unified IP Phone Quick Start Guide for Administrative Assistants for Cisco Unified CM [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://www.cisco.com/>
10. Military Handbook. Reliability Prediction of Electronic Equipment 1991 MIL-HDBK-217 US
11. Motorola R7 Series Portable Two-Way Radios User Guide
12. Operating instructions for OPTEX REDNET Smart Line active detectors [Electronic resource] - Mode of access to the resource: <https://optex.com.ua/>
13. Pathtrace User’s Manual 2022 Mancel J Parks, Austin Travis Orr, Todd G Noel, and Corby Roseberry (Atkins) Sandia Report
14. Sapphire Systems Analysis Programs for Hands-On Integrated Reliability Evaluations

Надійшла: 10.09.2025

Received: 10.09.2025

ПРО ДОСЛІДЖЕННЯ ОДНІЄЇ MICROGRID

Основна частина роботи зосереджена на аналізі діючої Microgrid, де традиційна резервна дизельна електрична станція (ДЕС) була поступово доповнена системою фотоелектричних панелей, накопичувачами енергії та гібридним інвертором. Проведені розрахунки економічної ефективності, вираженої через інтегральний ефект (NPV), дозволяють визначити терміни окупності різних варіантів організації Microgrid – від роботи лише з ДЕС до комбінованих схем із використанням накопичувачів. Виявлено, що оптимізація режимів роботи (в тому числі за допомогою модернізації накопичувачів) може скоротити термін окупності, що значно підвищує привабливість інвестицій у такі проєкти.

В статті увагу приділено аналізу впливу тарифоутворення та ринкових умов на економічні показники проєктів, адже реальні ціни на електроенергію та паливо суттєво впливають на фінансову доцільність впровадження Microgrid.

Стаття не лише демонструє актуальність застосування Microgrid для забезпечення стабільного та ефективного електропостачання в умовах сучасних викликів, але й пропонує конкретні методичні підходи до оптимізації їх роботи з економічної та енергетичної точки зору.

Це дослідження створює базу для подальших розробок у сфері інтеграції відновлюваних джерел енергії та оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем в Україні.

Ключові слова: *Microgrid, відновлювані джерела енергії, режими роботи, термін окупності.*

Вступ

Прагнення до вуглецевої нейтральності, яке вважається запорукою стійкого розвитку, підвищує роль електричної енергії в силу її унікальних властивостей [1]. Наразі основними шляхами її досягнення вважають впровадження енергоощадних технологій і збільшення обсягів використання відновлюваних джерел енергії на засадах концепції Smart Grid [2,3]. Microgrid у цій статті розглядається як елемент Smart Grid, приєднаний до розподільної мережі відповідно до вимог [3 - 10]. Захист та динамічне керування Microgrid, призначені для забезпечення безпечної та стійкої її роботи в умовах збоїв та завад, як те передбачено [11 - 14], в цій роботі не розглядаються.

Загалом протягом 2022—2023 років в Україні введено понад 650 МВт нових потужностей відновлюваної енергетики, з яких: 371 МВт — фотоелектричні станції (у т.ч. 287 МВт приватними домогосподарствами); 227 МВт — вітрові електростанції; 50 МВт — об'єкти біоенергетики (біомаса та біогаз); 1 МВт — малі гідроелектростанції [15]. Фотоелектрична енергетика в Україні розвивається найшвидшими темпами — встановлена потужність таких електростанцій (з урахуванням генеруючих установок приватних домогосподарств) на початок 2024 року становить 7327 МВт, або майже 90 відсотків загальної встановленої потужності об'єктів відновлюваної енергетики (без урахування об'єктів, розташованих на тимчасово окупованих територіях). За період повномасштабного вторгнення РФ було втрачено близько 0,6 ГВт потужності фотоелектричних станцій [15]. Планується, що виробництво електричної енергії з енергії сонячного випромінювання може бути суттєво збільшено до 2030 року (загальна потужність ФЕС зросте до 12,2 ГВт, з яких 7,2 ГВт – у виробників та 5 ГВт – у активних споживачів [1]).

З 2014 року в Україні завдяки моделі “зеленого” тарифу здійснюється стрімке зростання генеруючих установок приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання [15 - 17]. Так, за останні п'ять років сумарна потужність таких установок зросла майже у 10 разів і станом на початок 2024 року становила 1493 МВт (близько 54 тис. ФЕС), або 17,3 відсотка усієї потужності об'єктів відновлюваної електроенергетики, що працюють за моделлю “зеленого” тарифу (без урахування об'єктів, що розташовані на тимчасово окупованих територіях). Водночас інші види відновлюваних джерел енергії практично не використовуються споживачами (на початок 2024 року приватними домогосподарствами встановлено 31 кВт генеруючих установок з використанням енергії вітру та 245 кВт комбінованих вітро-сонячних установок). Модель “зеленого” тарифу для приватних домогосподарств [18 - 19] не стимулює власників таких електростанцій використовувати вироблену електричну енергію для власного споживання. Суттєва різниця між розміром “зеленого” тарифу та ринковою ціною спонукає власників електростанцій до максимізації відпуску дорогої електричної енергії в мережу з метою отримання прибутку. Подальше стале збільшення кількості сонячних електростанцій приватних домогосподарств за моделлю “зеленого” тарифу, визначеного Законом України “Про альтернативні джерела енергії”, складно реалізовувати через обмежені ресурси тарифу на послуги з передачі електричної енергії. Крім того, існуюча модель “зеленого” тарифу не дозволяє досягти ключової цілі

стимулювання розвитку відновлюваної генерації споживачами - покриття власного споживання. Оскільки відповідно до [20] група взаємопов'язаних навантажень і розподілених енергетичних ресурсів із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівнях розподільної напруги, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати в острівному режимі, називається Microgrid, вважається за можливе шукати відповіді на виникаючі питання на засадах Microgrid. Дослідження, представлене у статті, присвячене аналізу та удосконаленню улаштування і роботи Microgrid як одного з недостатньо вивчених елементів ринку електричної енергії України в період війни, які мають певні відмінності від відомого досвіду [21 - 30].

Так, наприклад, в [21] викладено результати дослідження ефективності в середовищі HOMER Pro планованих до будівництва Microgrids з використанням в якості факторів інтенсивності опромінювання, цін на фотоелектричні панелі та акумулятори, розмірів акумуляторних батарей тощо. Досліджувався вплив факторів на інтегральний ефект, первинні інвестиції та собівартість енергії.

В [22 - 23] розглянуто Microgrid з відновлюваними джерелами енергії (вітрові турбіни і фотоелектричні панелі), яка використовує систему зберігання енергії (ESS) і кероване (гнучке) навантаження для балансування системи. Можливі втрати, обумовлені перервами електропостачання, в [21 - 23] не розглядаються.

В [24 - 25] увага приділяється електропостачанню критичних навантажень за допомогою Microgrids, що сприятливо впливає на показники надійності електропостачання територій, які потерпають від стихійних лих.

І хоча проникнення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в існуючі системи електропостачання і транспорту надає переваги у вигляді зменшення викидів парникових газів, воно породжує низку нових проблем, обумовлених стохастичним характером генерації вітрових (ВЕС) і фотоелектричних (ФЕС) станцій. Коливання швидкості вітру та інсоляції можуть порушувати баланс між попитом на електричну енергію та пропозицією. Як вихід у [19, 26 - 27] пропонуються до застосування ESS значної ємності та надлишковість генерації з використанням ВДЕ.

В [28 - 29, 40] суттєву увагу приділено як технологіям використання і вартості ESS у складі Microgrid, так і деградації характеристик ESS в процесі експлуатації. З метою продовження терміну служби накопичувачів у [30], наприклад, запропоновано використання суперконденсаторів.

Різноманітність підходів до улаштування та організації експлуатації Microgrid [4 - 30] свідчить про необхідність додаткових досліджень цих питань, а досягнення в галузях перетворення енергії ВДЕ в електричну енергію і зберігання енергії обумовлюють пошуки нових оптимальних рішень.

Метою роботи є опис режимів роботи Microgrid за результатами однорічного періоду її експлуатації, спрямованих на зменшення витрат за достатнього рівня надійності електропостачання користувачів.

Удосконалення характеристик існуючої Microgrid полягає у зменшенні витрат, пов'язаних з використанням дизельної електричної станції (ДЕС) і закупівлею електричної енергії в оператора системи розподілу, за достатнього рівня надійності електропостачання користувачів і без залучення додаткових інвестицій.

Матеріал і результати досліджень

Опис досліджуваної Microgrid

Microgrids в Україні впроваджуються за раніше не спостережуваних у світі умов, визначальними характеристиками яких є:

- трансформація розподільних мереж, часткою яких є Microgrids, відбувається в країні з високим рівнем електроспоживання як на одну людину, так і на одиницю ВВП [34];
- трансформація відбувається за умов систематичної, неперервної та непередбачуваної руйнації об'єктів електроенергетики зовнішнім ворогом [35, 37];
- трансформація відбувається відповідно до прийнятих зобов'язань України щодо зменшення викидів парникових газів [36];
- трансформація відбувається в умовах неперервного удосконалення характеристик фотоелектричних перетворювачів, засобів телекомунікацій, накопичувачів енергії та зменшення їх вартості;
- трансформація відбувається коштом користувачів електричних мереж із застосуванням державної підтримки на умовах конкурсу [16, 37].

Зазначене висуває на передній план перш за все забезпечення надійного електропостачання користувачів що, певною мірою впливає як на склад Microgrid, так і кількісні характеристики окремих її елементів і режими їх роботи.

Відомості про склад і вартість обладнання дослідженої Microgrid, схему якої зображено на рис. 1, наведено в табл. 1.

Таблиця 1 - Склад Microgrid

Обладнання	Марка	Кількість	Вартість, грн
ДЕС	MADEK (MD12P)	1	248000
Фотоелектричні модулі	TrinaSolar Vertex 5	42	262000
Гібридний інвертор	Deye SUN 12 кВт	1	133000
Накопичувач енергії	BVC Eco Battery, 6 кВт-год	4	400000
Щити автоматики	За замовленням	3	28000
Дахова система кріплень	комплект	1	33000
Кабельно-провідникова продукція	комплект	1	10000
Доставка і монтаж	комплект	1	57000
Лічильники комерційного обліку	GAMA 300 G3B/144	3	51000
Лічильники технічного обліку	НІК 2303ЛР6Т	3	12000

Наведена на рис. 1 Microgrid еволюційно розвивалася від резервної ДЕС до повноцінної Microgrid, збільшуючи в процесі еволюції як кількість фотоелектричних модулів, так і ємність накопичувача енергії. Досліджувана Microgrid набула наведених в табл. 1 характеристик в кінці 2023 року.

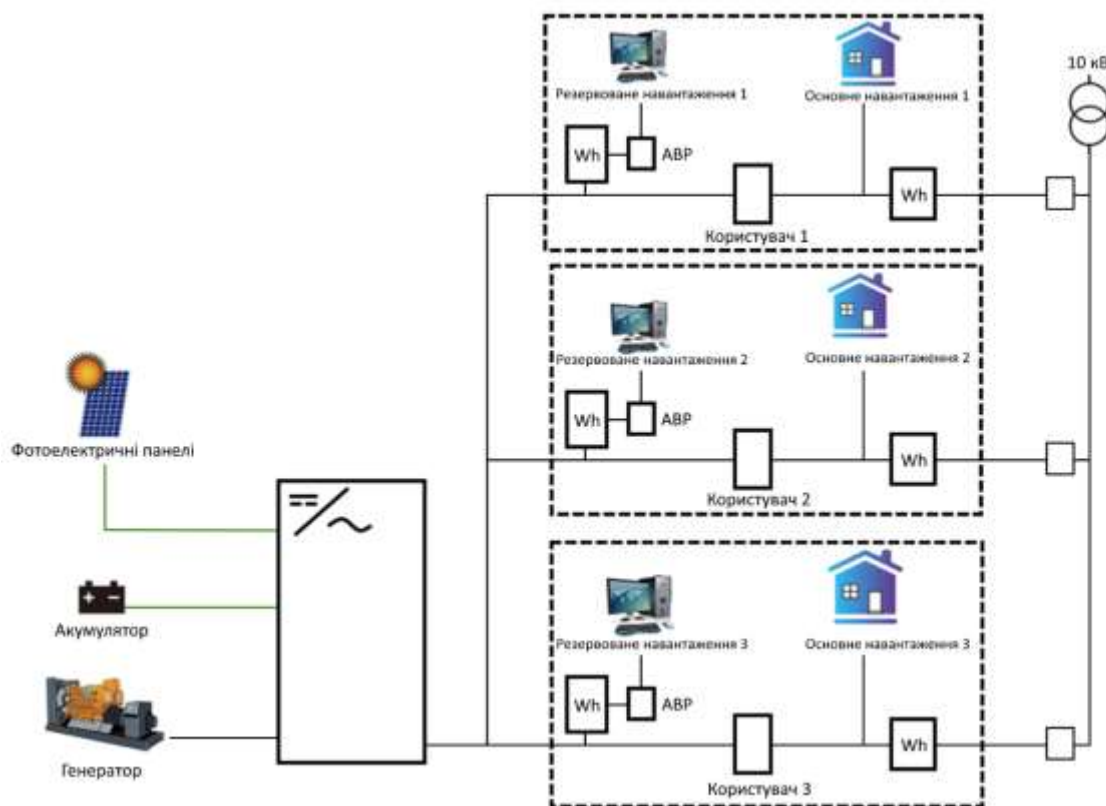


Рисунок 1 - схема Microgrid

Спостережувані режими роботи Microgrid

Ретроспективні дані. Приєднання Microgrid до мережі оператора системи розподілу (ОСР) виконано відповідно до рис.1. Дозволена до використання кожним із користувачів потужність становить 15 кВт. В навантаженнях користувачів виділено резервовані навантаження, що живляться від шини гарантованого живлення. Відомості про обмін енергією між Microgrid і мережею ОСР наведено в табл.2. Відомості щодо обмінів енергією між компонентами Microgrid наведено в табл. 3.

Наведені нижче розрахунки виконано виходячи з припущень про незмінність цін, технологій і спостережуваних протягом дослідної експлуатації описаної вище Microgrid графіків споживання та генерації електричної енергії. Відповідно до [31 - 33] у якості критерію ефективності інвестицій вибрано інтегральний ефект за тривалості розрахункового періоду у 20 років. Оскільки Microgrid створювалася в існуючій мережі, питання зовнішнього електропостачання (характеристик і вартості спорудження зовнішніх мереж, режимів їх роботи і втрат електричної енергії) у цій роботі детально не досліджувались.

Таблиця 2 – Зовнішній обмін електричною енергією суб'єктами Microgrid у 2024 році

Місяць	Споживання із зовнішньої мережі за адресами Microgrid, кВт·годин									Видача в зовнішню мережу 0,4 кВ від Microgrid, кВт·годин		
	Корисувач 2			Користувач 1			Користувач 3					
	день	ніч	разом	день	ніч	разом	день	ніч	разом	день	ніч	разом
1	263	132	395	1548	880	2428	0	803	804	2	0	2
2	180	107	287	1050	682	1732	0	508	508	183	0	183
3	190	142	332	646	550	1196	8	384	392	506	1	507
4	188	99	287	378	441	828	12	236	248	911	0	911
5	181	128	309	254	425	679	7	144	151	1920	0	1920
6	148	134	382	662	795	662	57	150	207	795	0	795
7	347	189	536	608	917	1525	962	872	1834	727	0	727
8	357	211	568	882	1166	2048	846	688	1534	785	0	785
9	387	201	588	1060	1034	2094	453	369	822	370	0	370
10	363	183	546	737	559	1296	440	358	698	266	0	266
11	381	205	586	927	550	1477	362	295	657	42	0	42
12	448	259	707	1115	572	1687	432	216	887	2	0	2
Разом	2241	1343	3684	7088	6890	13192	2345	4154	6500	6199	1	6200

Таблиця 3 – Внутрішній обмін електричною енергією в Microgrid у 2024 році

Місяць	Енергія з ВДЕ, кВт·годин			Енергія, кВт·годин		Отримано з мережі ОСР, %
	Вироблено фото-електричними панелями	використано на власні потреби користувача 1	подано до мережі Microgrid	спожито всього	отримано з мережі	
1	201	158	43	3626	3424	94,4
2	455	258	197	2527	2071	82,0
3	1035	489	546	1920	885	46,1
4	1736	593	1143	535	-1200	-224,3
5	2588	643	1975	460	-2157	-469,0
6	2143	641	1502	1095	-1048	-95,7
7	2145	645	1500	3168	1022	32,3
8	2228	705	1523	3365	1137	33,8
9	1505	582	923	3134	1629	52,
10	789	495	294	2374	1585	66,7
11	310	235	75	2678	2368	88,4
12	151	123	28	3935	3784	96,2
Разом	15310	5567	9743	28817	13501	

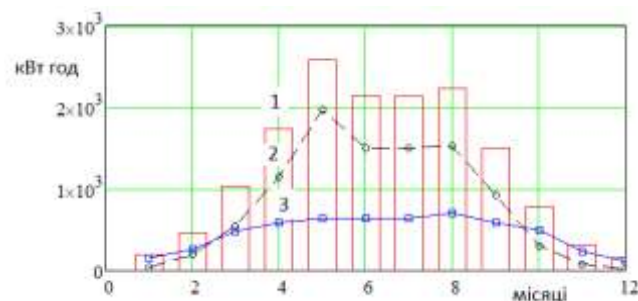


Рисунок 2 – Внутрішній обмін електричною енергією в Microgrid по місяцях 2024 року:
 1 - вироблено фотоелектричними панелями, кВт·годин; 2 - використано в Microgrid, кВт·годин;
 3 – надано до зовнішньої мережі, кВт·годин

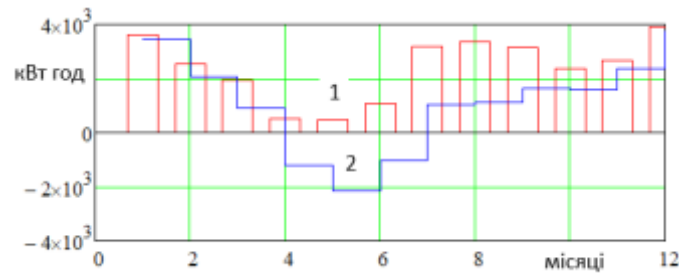


Рисунок 3 – Зовнішній обмін електричною енергією в Microgrid по місяцях 2024 року:
1 – спожито всього, кВт·годин; 2 – отримано із зовнішньої мережі, кВт·годин.

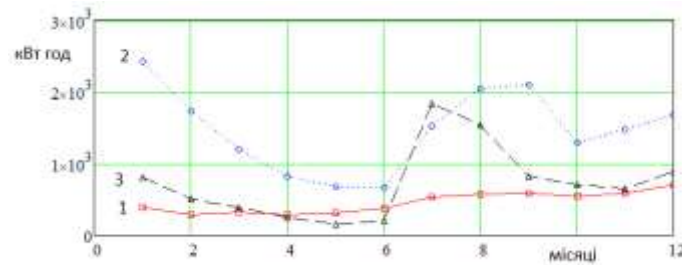


Рисунок 4 - Споживання електричної енергії користувачами Microgrid по місяцях 2024 року:
1 – користувач 1; 2 – користувач 2; 3 – користувач 3.

Наведені нижче розрахунки виконано виходячи з припущень про незмінність цін, технологій і спостережуваних протягом дослідної експлуатації описаної вище Microgrid графіків споживання та генерації електричної енергії. Відповідно до [31 – 33] у якості критерію ефективності інвестицій вибрано інтегральний ефект за тривалості розрахункового періоду у 20 років. Оскільки Microgrid створювалася в існуючій мережі, питання зовнішнього електропостачання (характеристик і вартості спорудження зовнішніх мереж, режимів їх роботи і втрат електричної енергії) у цій роботі детально не досліджувались.

Режим роботи з ДЕС. До 2023 року ДЕС використовувалася для резервування живлення електроприймачів першої категорії надійності електропостачання користувачів (водопостачання, водовідведення, автоматика і циркуляційні насоси систем опалення, резервоване освітлення тощо). Характеристики надійності електричної мережі оператора системи розподілу, до якої було приєднано користувачів, відповідали встановленим ПУЕ [42] вимогам і не обумовлювали регулярного використання ДЕС. З початком війни ситуація змінилася – через руйнування об'єктів електричних мереж перерви в електропостачанні стали частими, тривалими, непередбачуваними. Потреба використання резервного джерела електричної енергії зростає, зростає і потреба в первинному паливі. За навантаження у 100% ДЕС витрачає 4,5 л/годину, а за навантаження у 75% – 3,75 л/годину, що обумовлює собівартість виробленої електричної енергії в межах 23 – 25 грн/кВт·год (з урахуванням витрат на технічне обслуговування та поточний ремонт, не враховуючи інвестиційних витрат).

Інтегральний ефект (званий також NPV – net present value) від використання встановленої ДЕС можна визначити за формулою

$$NPV1 = -K_{DEC} + \sum_{t=1}^Z \frac{t \cdot z \cdot N_z \cdot P_{mean} - [T_n \cdot W_n + T_d \cdot W_d + T_{DEC} \cdot W_{DEC}]}{(1+d)^t}, \quad (1)$$

де K_{DEC} – вартість придбання та встановлення ДЕС, грн.;

$Z = 10,4$ \$/кВт·год – питомі збитки користувачів житлово-комунального господарства у разі їх повного знеструмлення [38];

t_z – середньорічна тривалість одного вимкнення, годин;

N_z – кількість випадків повного знеструмлення, одиниць;

P_{mean} – середньорічна потужність користувачів, кВт;

T_n – середньорічний нічний тариф, грн/кВт·год;

W_n – річне споживання по нічному тарифу, кВт·год;

T_d – середньорічний денний тариф, грн/кВт·год;

W_d – річне споживання по денному тарифу, кВт·год;

T_{DEC} – собівартість генерації ДЕС, грн/кВт·год;

W_{DEC} – річне споживання генерованої ДЕС електроенергії, кВт·год;

d – норма дисконту, в.о.

Примітка 1. Питомі збитки користувачів житлово-комунального господарства Z у разі їх повного знеструмлення у розмірі 10,4 \$/кВт·год прийнято відповідно до додатку 3 [38].

Примітка 2. Величини t_Z і N_Z , що входять до рівняння (1), визначено за результатами спостережень протягом 2024 року.

Результати розрахунку наведено на рис. 5.

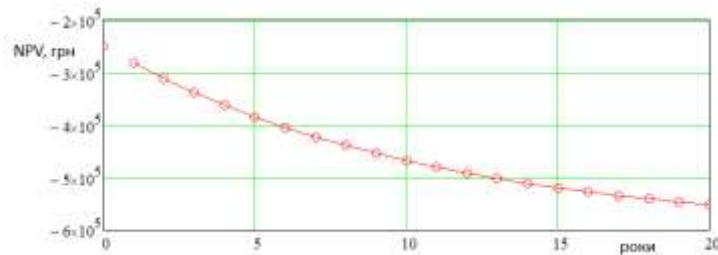


Рисунок 5 – Зміна інтегрального ефекту по роках експлуатації ДЕС

Інтегральний ефект, як видно на рисунку, у розглянутих умовах протягом розрахункового періоду у 20 років залишається від'ємним, що зумовлює удосконалення складу і режимів роботи Microgrid.

Режим роботи з ФЕС. Інтегральний ефект NPV у разі доповнення встановленої ДЕС ідеальною ФЕС з накопичувачем та гібридним інвертором відповідно до схеми рис. 1 можна визначити за формулою

$$NPV2 = -K_{DEC} - K_{CEC} + \sum_{t=1}^t \frac{Z \cdot t_Z \cdot N_Z \cdot P_{mean} + T_{CEC} \cdot W_{CEC} - [T_n \cdot W_n + T_d \cdot W_d]}{(1+d)^t}, \quad (2)$$

де K_{DEC} – вартість придбання та встановлення ДЕС, грн.;

K_{CEC} – вартість придбання та встановлення ФЕС, грн.;

$Z = 10,4$ \$/кВт·год – питомі збитки користувачів житлово-комунального господарства у разі їх повного знеструмлення;

t_Z – середньорічна тривалість одного вимкнення, годин;

N_Z – кількість випадків повного знеструмлення, одиниць;

P_{mean} – середньорічна потужність користувачів, кВт;

T_{CEC} – закупівельна ціна генерованої ФЕС електричної енергії, грн/кВт·год;

W_{CEC} – річна видача в мережу ОСР генерованої ФЕС електроенергії, кВт·год;

T_n – середньорічний нічний тариф, грн/кВт·год;

W_n – річне споживання по нічному тарифу, кВт·год;

T_d – середньорічний денний тариф, грн/кВт·год;

W_d – річне споживання по денному тарифу, кВт·год;

d – норма дисконту, в.о.

Примітка. Під ідеальною ФЕС тут і далі будемо розуміти таку систему, фотоелектричним перетворювачам і накопичувачам якої не притаманно явище деградації – суттєвої втрати робочих характеристик протягом терміну експлуатації.

Результати розрахунку наведено на рис. 6. Річна експлуатація такої системи свідчить про те, що у разі перерв в електропостачанні з боку ОСР потреби у використанні ДЕС не виникає (ємності накопичувача, яка чисельно дорівнює подвоєній потужності гібридного інвертора, протягом року було достатньо для задоволення потреб користувачів Microgrid). Це свідчить як про необхідність дослідження тривалості та кількості перерв в електропостачанні, так про можливість оптимізації співвідношення між потужністю гібридного інвертора та ємністю накопичувача і впливу цього співвідношення на термін окупності улаштування Microgrid.

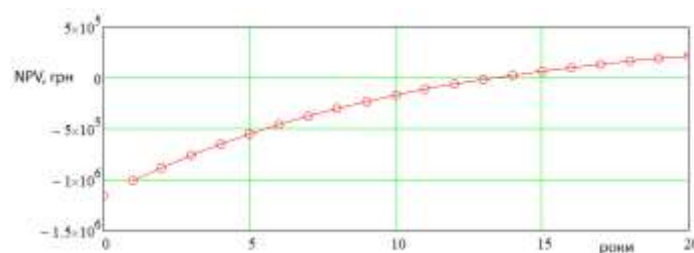


Рисунок 6 – Зміна інтегрального ефекту по роках експлуатації ФЕС і ДЕС

На рисунку видно, що термін окупності становить близько 13 років, що перевищує термін експлуатації без деградації фотоелектричних систем [39] і накопичувачів енергії [40]. На наш погляд

значною мірою це обумовлено невідповідністю тарифоутворення в електроенергетиці ринковим засадам. Щоб упевнитись у тому достатньо порівняти ціни на електричну енергію [41]:

- малі не побутові споживачі, приєднані до електричних мереж ОСР – 10,34 грн/кВт·год (з ПДВ);
- малі не побутові споживачі, приєднані до електричних в м. Києві – 9,26 грн/кВт·год (з ПДВ);
- малі не побутові споживачі, приєднані до електричних мереж АТ «УКРАЇНСЬКА ЗАЛІЗНИЦЯ» – 10,42 грн/кВт·год (з ПДВ);
- індивідуальні та колективні побутові споживачі - 4,32 грн/кВт·год (з ПДВ).

За наявності обліку споживання електроенергії за періодами часу [41] розрахунки індивідуальних та колективних побутових споживачів проводяться за відповідними тарифами та такими тарифними коефіцієнтами (за вибором споживача):

- 1) за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу:
0,5 тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з 23-ї години до 7-ї години);
повний тариф у інші години доби;
- 2) за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу:
1,5 тарифу в години максимального навантаження енергосистеми (з 8-ї години до 11-ї години і з 20-ї години до 22-ї години);
повний тариф у напівпіковий період (з 7-ї години до 8-ї години, з 11-ї години до 20-ї години, з 22-ї години до 23-ї години);
0,4 тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з 23-ї години до 7-ї години).

Останні обставини – двозонні та тризонні тарифи – відкривають нові можливості щодо удосконалення режимів роботи Microgrid і вимагають додаткового обґрунтування, про що буде повідомлено в наступній публікації.

Висновки

1. За результатами експлуатації доведено можливість і доцільність інтеграції ФЕС з накопичувачем енергії та гібридним інвертором у систему резервного живлення на базі ДЕС із задовільним терміном окупності інвестицій.

2. Подальше удосконалення утвореної в такий спосіб Microgrid досягається за рахунок оптимізації режимів її роботи, що зменшує експлуатаційні витрати (зокрема, витрати на первинне паливо) і покращує економічні показники, що підтверджується відповідними розрахунками.

Список використаної літератури

1. Енергетична стратегія України на період до 2050 року, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 р. № 373
2. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap
3. Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
4. IEC TS 62898-1: 2017 Microgrids — Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification
5. IEC TS 62898-1: 2017/AMD 1: 2023 Microgrids — Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification
6. IEC TS 62898-2: 2018 Microgrids — Part 2: Guidelines for operation
7. IEC TS 62898-2: 2018 / AMD 1: 2023 Microgrids — Part 2: Guidelines for operation
8. ДСТУ HD 60364-8-2:2022 Низьковольтні електроустановки. Частина 8-2. Низьковольтні електроустановки Prosumer (HD 60364-82:2018, IDT; IEC 60364-8-2:2018)
9. IEC TS 62898-4: 2023 Microgrids — Part 4: Use cases
10. Ворушило А.О., Гай О.В. Microgrids в Україні: нагальні завдання створення й удосконалення нормативної бази побудови та експлуатації //Промислова електроенергетика та електротехніка. №1 (143) 2024 квітень. – С. 44 - 47
11. IEC TS 62898-3-1: 2020 Microgrids — Part 3-1: Technical requirements — Protection and dynamic control.
12. IEC TS 62898-3-1: 2020 / AMD 1: 2023 Microgrids — Part 3-1: Technical requirements — Protection and dynamic control
13. IEC TS 62898-3-3: 2023 Microgrids — Part 3-3: Technical requirements — Self-regulation of dispatchable loads
14. IEC TS 62898-3-4: 2023 Microgrids — Part 3-4: Technical requirements — Microgrid monitoring and control systems
15. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року, затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13.08.2024 р. № 761-р
16. Закон України «Про ринок електричної енергії»

17. Кодекс систем розподілу, затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310
18. Правила роздрібного ринку електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310
19. Позиційний документ ENTSO-E Гнучкість від ВДЕ. Остаточний проект від 31 січня 2025 р. : WG MDRES (підгрупа RES Flex)
20. IEC 60050 International Electrotechnical Vocabulary (all parts)/ - Міжнародний електротехнічний словник (усі частини)
21. Abenezer Bekele, Baseem Khan, Mohamed Ali Zdiri, Josep M.Guerrero, Sanjay Chaudhary, Juan C.Vasquez & Gibran David Agundis Tinajero/ Optimal planning and sizing of microgrid cluster for performance enhancement // <https://www.nature.com/articles/s41598-024-75906-z> (лютий 2025).
22. He, Y. et al. Economic optimization Scheduling based on load demand in Microgrids considering source network load storage. *Electronics*. 12 (12), 2721. <https://doi.org/10.3390/electronics12122721> (Jun. 2023).
23. Das, J. Optimal component sizing of an isolated PV-Wind-battery microgrid in India using Multi Objective Optimisation. 2020 IEEE 17th India Counc. Int. Conf. INDICON 2020. 1 <https://doi.org/10.1109/INDICON49873.2020.9342122> (2020).
24. Li, X. & Jones, G. Optimal sizing, location, and assignment of photovoltaic distributed generators with an Energy Storage System for Islanded Microgrids. *Energies*. 15 (18). <https://doi.org/10.3390/en15186630> (Sep. 2022).
25. Borghei, M. & Ghassemi, M. Optimal planning of microgrids for resilient distribution networks. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 128 <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106682> (Jun. 2021).
26. Barkouki, B. E. et al. Jun., An Economic Dispatch for a Shared Energy Storage System Using MILP Optimization: A Case Study of a Moroccan Microgrid, *Energies*, vol. 16, no. 12, p. 4601, doi: (2023). <https://doi.org/10.3390/en16124601>
27. Dinkhah, S., Salazar Cuellar, J. & Khanbaghi, M. Optimal Power and Frequency Control of Microgrid Cluster with mixed loads. *IEEE Open. Access. J. Power Energy*. 9, 143–150. <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2022.3148375> (2022).
28. Edisson Garcia Vera, Y., Dufo-Lopez, R., Daniel Diaz, O. & Castillo Oct., Optimization and feasibility of standalone hybrid diesel-pv-battery microgrid considering battery technologies, in 2020 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2020, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., doi: <https://doi.org/10.1109/ANDESCON50619.2020.9272144>. (2020).
29. Masaud, T. M. & El-Saadany, E. F. Correlating optimal size, cycle life estimation, and Technology Selection of batteries: a two-stage Approach for Microgrid Applications. *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 11 (3), 1257–1267. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2921804> (2020).
30. León, L. M., Romero-Quete, D., Merchán, N. & Cortés, C. A. Optimal design of PV and hybrid storage based microgrids for healthcare and government facilities connected to highly intermittent utility grids. *Appl. Energy*. 335, 120709. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120709> (2023).
31. ГКД 340.000.002 - 97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі
32. Примірна методика визначення вартості життєвого циклу, затверджена наказом Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України від 28.09.2020 № 1894
33. Ильин Н.М., Лукманова И.Г и др. Управление проектами. – СПб.: «Два-Три», 1996. – 610 с.
34. Енергоємність ВВП:[Електронний ресурс]. Режим доступу до сайту: <https://uk.wikipedia.org/wiki/>
35. Атаки на енергетичну інфраструктуру України становлять загрозу ключовим аспектам життя напередодні зими – спостерігачі ООН з прав людини:[Електронний ресурс]. Режим доступу до сайту: <https://ukraine.un.org/uk/>
36. Закон України «Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони»
37. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та план заходів з його виконання, затверджений рішенням Кабінету міністрів України від 13.08.2024 № 761-р
38. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 188с. ISBN 978-5-383-00505-7.
39. Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Management. Tuhibur Rahman, Ahmed Al Mansur, Molla Shahadat Hossain Lipu *Energies* 2023, 16(9), 3706. URL: .: [Електронний ресурс]. Режим доступу до сайту: <https://doi.org/10.3390/en16093706>
40. СОУ НЕК 29.220.1-28:2023 Методичні вказівки щодо техніко-економічного обґрунтування вибору акумуляторних батарей для об'єктів НЕК «Укренерго» // Буйний Р.О., Ворушило А.О., Гажаман В.І., Джума Л.М., Квицинський А.О., Степенко С.В., Ходаківський А.М. - Київ: НЕК «Укренерго», 2023. – 27 с.

41. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 №483 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії».

42. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. – Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

A. Vorushylo¹, Ph. D. student

¹**General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine**

ONE MICROGRID CASE STUDY

The main part of the work focuses on the analysis of the existing Microgrid, where the traditional backup diesel power plant (DPS) was gradually supplemented by a system of photovoltaic panels, energy storage and a hybrid inverter. The calculations of economic efficiency, expressed in terms of the integral effect (NPV), allow us to determine the payback periods of various Microgrid organization options - from operation only with DPS to combined schemes using storage. It was found that optimization of operating modes (including through modernization of storage) can reduce the payback period, which significantly increases the attractiveness of investments in such projects.

The article focuses on the analysis of the impact of tariff formation and market conditions on the economic indicators of projects, since real prices for electricity and fuel significantly affect the financial feasibility of implementing a Microgrid.

The article not only demonstrates the relevance of the use of Microgrids to ensure stable and efficient electricity supply in the face of modern challenges, but also offers specific methodological approaches to optimizing their operation from an economic and energy point of view.

This study creates a basis for further developments in the field of integration of renewable energy sources and optimization of operating modes of power systems in Ukraine.

Keywords: Microgrid, renewable energy sources, operating modes, payback period.

Надійшла: 15.09.2025

Received: 15.09.2025

МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ

MONITORING, DIAGNOSTICS AND MANAGEMENT OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT

УДК 621.317.318

DOI 10.20535/1813-5420.4.2025.341326

С.С. Довгий¹, аспірант, ORCID 0009-0003-9428-7240

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ЕНЕРГОМОНІТОРИНГУ МСП ЧЕРЕЗ БЕНЧМАРКІНГ

Переважна більшість малих та середніх підприємств (МСП) беруть участь у програмах підвищення рівня енергетичної ефективності задля посилення конкурентоспроможності на ринку в першу чергу за рахунок розширення виробничих потужностей, а не підвищення енергоефективності існуючого обладнання через зменшення невиробничих втрат. Тому ці програми майже не впливають на реальну декарбонізацію і досягнення МСП цільового показника щорічного скорочення споживання енергії. Задля подолання прогалин в статті досліджено доцільність та необхідну періодичність енергомоніторингу, а також розглянуто шляхи підвищення його достовірності. Проведено енергоаудити трьох супермаркетів, в рамках яких здійснено паспортизацію електроспоживального обладнання; виконано диференційовані вимірювання споживаної електричної потужності та визначено розрахункове споживання електроенергії. За результатами енергоаудитів та розгляду архівних даних виконано порівняльний аналіз питомого споживання електроенергії супермаркетів (приведеного до 1 м² загальної площі) і проведено бенчмаркінг їх енергетичної ефективності. Розглянуто виклики в процесі бенчмаркінгу. Наведено узагальнені дані питомого електроспоживання трьох супермаркетів з розбивкою по групах однотипних споживачів. Запропоновано впровадження автоматичної системи енергомоніторингу підприємства, яка дозволить реалізувати потенціал діджиталізації, вилучити суб'єктивні фактори з процесів енергомоніторингу, а також забезпечить автоматизацію проведення бенчмаркінгу енергоефективності, контролю базового рівня енергоспоживання і дотримання встановлених лімітів. Підтверджено доцільність енергомоніторингу і важливість використання бенчмаркінгу енергоефективності в якості інструменту енергетичного менеджменту. Наведено шляхи підвищення достовірності енергомоніторингу МСП задля зменшення енергоспоживання і підвищення рівня їх енергоефективності. Бібл. 10, рис. 2, табл. 4.

Ключові слова: бенчмаркінг, декарбонізація, електроенергія, енергетична ефективність, енергетичний менеджмент, енергоаудит, енергомоніторинг, МСП.

Вступ.

Задля забезпечення сталого підвищення енергоефективності кінцевого споживання енергії в статті 9 Закону України “Про енергетичну ефективність” [1] встановлено цільовий показник щорічного скорочення споживання енергії на рівні не менше ніж 0,8 % від сукупного річного обсягу постачання енергії споживачам. Досягнення такого показника передбачається шляхом вжиття організаційно-економічних та правових заходів із стимулювання енергоефективності, а також завдяки діяльності відповідних фондів.

Окрім цього, з метою підтримки ініціатив щодо енергоефективності, проведення енергетичних аудитів і підтримки здійснення енергоефективних заходів суб'єктами малого та середнього підприємництва (МСП) Закон [1] передбачає впровадження цільових економічних програм енергоефективності.

На сьогодні суттєва частина таких програм реалізується за кошти міжнародних донорів. При цьому до МСП висуваються певні вимоги для участі. Так, серед іншого, енергоефективні заходи, що реалізуються

в рамках зазначених програм, мають призвести до певного зменшення енергоспоживання або скорочення викидів парникових газів відносно базового рівня. Необхідний обсяг скорочення енергоспоживання або викидів може різнитися залежно від конкретної програми, проте зазвичай складає щонайменше 20 %.

Оскільки в МСП організаційні енергозберігаючі заходи, як і впровадження системи енергетичного менеджменту (СЕМ), призводять здебільшого до економії, меншої за необхідні 20 %, подібні програми спрямовані на фінансування виключно інвестиційних енергоефективних заходів, пов'язаних в першу чергу з придбанням основних засобів.

З метою аналізу результатів діяльності міжнародних програм енергоефективності розглянуто одну з найбільш дієвих і популярних ініціатив для МСП – “EU4Business” [2]. В рамках цієї ініціативи в Україні з 2018 року функціонує низка програм, створених Європейським банком реконструкції та розвитку (ЄБРР) у співпраці з Європейським Союзом (ЄС) з метою сприяння фінансуванню інвестицій у МСП для підтримки сталих інвестицій у технології, що відповідають найкращим стандартам у сфері якості продукції, охорони здоров'я та безпеки праці, захисту навколишнього середовища, а також сприяння використанню “зелених” технологій.

Наразі до реалізації цих програм доєдналися 11 найбільших українських банків, які забезпечили фінансування понад 3000 енергоефективних заходів на загальну суму, що перевищує еквівалент 310 млн Євро.

В річних звітах зазначених програм енергоефективності МСП для опису позитивного ефекту на довкілля використовуються терміни “Energy use avoided” та “Greenhouse gas emissions avoided”, котрі означають уникнення певної кількості спожитої енергії або викидів парникових газів. Ці терміни є надто широко трактованими і охоплюють як реальне зменшення енергоспоживання/викидів при прямій заміні існуючого обладнання на нове, з виводом старого з експлуатації, так і недопущення зайвого збільшення енергоспоживання/викидів при придбанні нового обладнання, яке є енергоефективнішим за аналоги.

Аналіз портфелів цих програм показує, що переважна більшість реалізованих енергоефективних заходів (понад 90 %) пов'язана не з заміною існуючого обладнання підприємств на енергоефективніше, а з придбанням нового. Ба більше, вимоги до виводу з експлуатації або утилізації старого обладнання в цих програмах відсутні.

При цьому зменшення енергоспоживання або скорочення викидів парникових газів під час впровадження таких заходів обґрунтовується тим, що профінансоване нове обладнання щонайменше на 20 % є енергоефективнішим за аналогічне, представлене на українському ринку. Або ж робиться порівняння з базовою лінією по галузі, тобто з найбільш розповсюдженими моделями старого зразка.

Іншими словами, вибір нового обладнання для МСП звужується до найбільш енергоефективних моделей нового обладнання. Однак, при такому сценарії, енергоспоживання МСП в абсолютних показниках неодмінно збільшується, а позитивний ефект полягає у недопущенні понаднормових втрат енергії, тобто задекларована економія виявляється “віртуальною”.

Таким чином, МСП приймають участь у програмах енергоефективності ЄБРР та ЄС з метою максимізації прибутку, а не мінімізації витрат [3]. Тому ці програми майже не впливають на реальну декарбонізацію [4] і досягнення МСП цільового показника щорічного скорочення споживання енергії відповідно до статті 9 Закону [1].

Метою досліджень є оцінка доцільності та необхідної періодичності індивідуального контролю енергоспоживання (енергомоніторингу) МСП, а також пошук шляхів підвищення його достовірності задля скорочення витрат на оплату енергоресурсів і реального зменшення викидів парникових газів.

Для досягнення поставленої мети проведено енергоаудити трьох схожих за форматом супермаркетів, розташованих у київських в торговельних центрах (ТЦ), виконано порівняльний аналіз їх споживання електроенергії і проведено бенчмаркінг їх енергетичної ефективності [5].

Матеріал і результати досліджень.

Питання організації бенчмаркінгу енергоефективності досліджувало багато науковців, зокрема, КПП ім. Ігоря Сікорського: В.П. Розен, Б.Л. Тишевич [6, 7] та ін.

В якості об'єктів досліджень обрано два київських супермаркети, які орендують частину площ ТЦ в розмірі 9991 м² і 8708 м² та працюють кожен день з 08:00 по 23:00. При цьому торгові зали займають близько половини загальної площі. За результатами натурних обстежень було встановлено, що енергоспоживальне обладнання в обох супермаркетах майже ідентичне і використовується в схожих режимах. Супермаркети складаються з однакових підрозділів, включаючи такі енергоємні, як кулінарія, пекарня, м'ясний та рибний цехи. Загальна кількість струмоприймачів в супермаркеті 1 складає 2981 одиниць, а в супермаркеті 2 – 2920 одиниць.

Враховуючи різницю в площах супермаркетів, порівняння споживання електроенергії проведено не в абсолютних, а в питомих величинах (приведених до 1 м² загальної площі) за формулою:

$$\Delta_{num} = \frac{\left| \frac{\Sigma W_1}{S_1} - \frac{\Sigma W_2}{S_2} \right|}{\frac{\Sigma W_2}{S_2}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

де ΣW – річне споживання активної електроенергії, кВт·год; S – площа, м².

Таким чином визначено, що споживання електроенергії супермаркетом 1 за відомостями, наданими ТЦ, перевищує споживання електроенергії супермаркетом 2 на 55 %. Ця розбіжність є надзвичайно великою, навіть враховуючи незначну різницю в обладнанні супермаркетів і режимів його використання.

Для більшої наочності на рис. 1 наведено порівняння питомого місячного споживання електроенергії супермаркетів в межах одного календарного року.

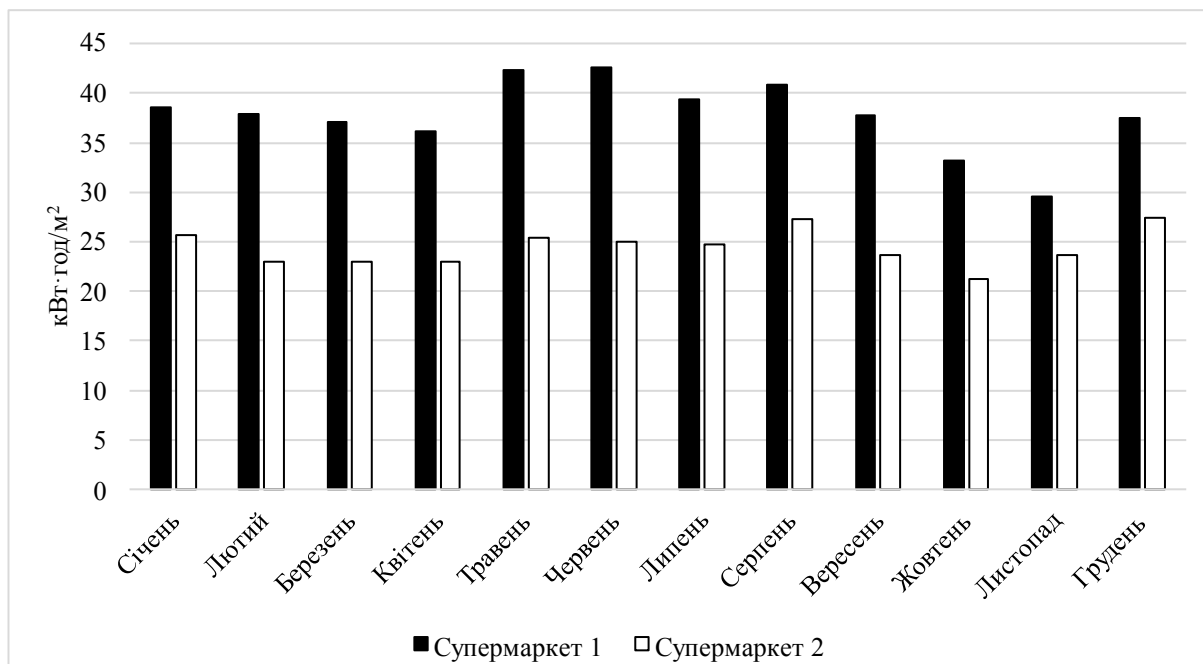


Рисунок 1 – Питоме місячне споживання електроенергії супермаркетами

Для визначення розрахункового споживання електроенергії кожного супермаркету виконано паспортизацію електроспоживального обладнання з зазначенням встановленої потужності, графіку роботи та режиму використання і проведено відповідні розрахунки [8] за формулою:

$$W_{розр} = P_{вст} \cdot T_m \cdot K_{вик}, \quad (2)$$

де $P_{вст}$ – встановлена (паспортна, номінальна) електрична потужність обладнання, кВт; T_m – час роботи обладнання протягом розрахункового місяця, год; $K_{вик}$ – коефіцієнт використання встановленої електричної потужності, прийнятий за нормативами для конкретного обладнання або розрахований як відношення середньої активної потужності обладнання до його номінального значення.

Окрім цього, виконано диференційовані вимірювання споживаної електричної потужності за розподільними щитами (силовим, освітлення, вентиляції) й окремо за найбільш енергоємними споживачами (компресори холодильних і морозильних централей, печі, пароконвектомати, плити, розстоечні шафи) та їх групах (рибний цех, м'ясний цех, кулінарія, пекарня) з урахуванням вимог [9]. Отримані в такий спосіб дані наведено в табл. 1.

Відхилення розрахункового від фактичного місячного споживання електроенергії супермаркетів розраховано за формулою:

$$\Delta_{абс} = \frac{|W_{факт} - W_{розр}|}{W_{розр}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

де $W_{факт}$ і $W_{розр}$ – відповідно фактичне і розрахункове місячне споживання активної електроенергії, кВт·год.

Таблиця 1. Відхилення розрахункового від фактичного споживання електроенергії

Супермаркет	Площа, м ²	Споживання електроенергії, кВт·год за місяць		Відхилення, %
		Розрахункове	Фактичне за останні 3 місяці	
1	9 991	233 515	378 628 332 286 295 621	27...62
2	8 708	195 813	205 684 184 689 206 562	5...6

Враховуючи значне відхилення розрахункового від фактичного споживання електроенергії зроблено припущення про некоректність обліку в супермаркеті 1. З метою підтвердження цієї гіпотези проведено детальний аналіз розрахунків за спожиту електроенергію.

В результаті встановлено, що обидва супермаркети не мають прямих договорів з електропостачальними компаніями, як і власних комерційних вузлів обліку. Замість цього облік організовано за рахунок технічних вузлів, влаштованих на електричних вводах: 13 у супермаркеті 1 (всі розташовані у приміщеннях ТЦ) та 36 у супермаркеті 2 (23 з яких розташовані на території супермаркету, а решта 13 – у приміщеннях ТЦ).

Наприкінці кожного місяця представники ТЦ і супермаркету утворюють спільні комісії і разом зчитують покази всіх лічильників, на підставі чого складається відомість місячного споживання електроенергії супермаркетом. За цими даними обліку та чинними тарифами виставляється рахунок за компенсацію спожитої супермаркетом електроенергії.

Аналіз архівних даних місячного споживання електроенергії окремо по кожному з лічильників технічного обліку упродовж двох минулих років не виявив аномалій: споживання або коливалось в межах 10 %, або чітко прослідковувалась кореляція з сезонністю.

Проблему виявлено лише після натурного обстеження всіх вузлів технічного обліку супермаркету 1. З'ясовано, що до споживання активної електроенергії додається споживання реактивної електроенергії по двом індукційним лічильникам. Це є неприпустимим, оскільки щомісячне споживання активної електроенергії виявляється завищеним на 50-80 тис. кВт·год від реального значення.

Більш того, в рахунках на компенсацію електроспоживання, які виставляє ТЦ, сума активної та реактивної електроенергії множить на тариф активної електроенергії, який є набагато вищим за тариф реактивної енергії, що призвело до значних переплат протягом більш ніж двох років.

Усунувши виявлені таким чином невідповідності вдалося заощадити суттєву кількість грошових ресурсів і перерахувати фактичне питома електроспоживання супермаркетом 1, яке знизилось з 37,7 до 27,7 кВт·год/м² за місяць. Незважаючи на це, перераховане значення питомого електроспоживання перевищувало аналогічний показник для супермаркету 2 на 14 %.

Для подальшого проведення внутрішніх бенчмаркінгових досліджень [5] виконано порівняння електроспоживання однотипних споживачів (та їх груп) обох супермаркетів (табл. 2). В результаті найбільші розбіжності виявлено по системах холодопостачання.

Таблиця 2. Розрахункове електроспоживання груп однотипних споживачів

Група споживачів	Споживання електроенергії, кВт·год за місяць	
	Супермаркет 1	Супермаркет 2
Вентиляція і кондиціонування	36 543	39 874
Освітлення (штучне)	39 773	35 321
Офісне обладнання, оргтехніка	11 661	11 505
Технологічне обладнання	37 164	35 904
Холодильне обладнання	108 373	73 208
Разом	233 515	195 813

Дійсно, натурне обстеження супермаркету 1 показало підвищені втрати через суттєві пошкодження теплоізоляції фреоноводів, обмерзання компресорів, а також роботу холодильної централі з неоптимальними параметрами температури випаровування і конденсації холодоагенту [10].

Запропоновано використати частину заощаджених коштів для впровадження заходів з підвищення енергоефективності системи холодопостачання супермаркету 1, які дозволять досягти показника питомого електроспоживання в розмірі 25,2 кВт·год/м² за місяць, що відрізняється від аналогічного показника супермаркету 2 лише на 3 %. При цьому заплановане річне зменшення споживання електроенергії становить 300 тис. кВт·год, а річне скорочення викидів парникових газів – 126 т.

У підсумку варто зазначити, що пошук перевитрат електроенергії на підприємстві було виконано несвоєчасно, зайняло багато часу і вимагало залучення сторонніх енергоаудиторів.

Для подолання цих прогалин з метою своєчасного виявлення перевитрат електроенергії, і оперативного усунення причин їх виникнення з залученням обмежених сил власної служби експлуатації, запропоновано впровадити сучасну систему енергомоніторингу підприємства, яка функціонуватиме в цілком автоматичному режимі та інтерпретуватиме дані енергоспоживання. Така система, серед іншого, дозволить реалізувати потенціал діджиталізації, вилучити суб'єктивні фактори з процесів енергомоніторингу, а також забезпечить автоматизацію проведення бенчмаркінгу енергоефективності, контролю базового рівня енергоспоживання і дотримання встановлених лімітів.

В підсумку це призведе до суттєво підвищення достовірності енергомоніторингу МСП, дозволить зменшити енергоспоживання і підвищити рівень їх енергоефективності.

Система автоматичного енергомоніторингу в загальному розумінні має забезпечувати такий функціонал:

- періодичний збір даних енергоспоживання з приладів обліку;
- верифікація та валідація зібраних даних;
- аналіз та інтерпретація даних.

Періодичний збір даних енергоспоживання має виконуватись виключно в автоматичному режимі, без залучення працівників підприємства. Це вивільнить робочий час відповідних працівників, а також повністю вилучить суб'єктивні фактори.

Непоодинокими є випадки, коли співробітники, залучені до збору даних з приладів обліку, недбало ставляться до покладених на них обов'язків, допускаючи помилки в своїх записах, коли попередні покази виявляються більшими за поточні, в показях пропущені цифри і т. ін. Зазначені помилки, зокрема, були виявлені при аналізі архівних даних споживання електроенергії по лічильникам технічного обліку супермаркетів 1 і 2.

Крім того, якщо приладів обліку велика кількість, вони розташовані на значній відстані один від одного та/або в місцях з незручним фізичним доступом, працівники, залучені до збору даних, нерідко нехтують своїми обов'язками зчитування фактичних показів, вказуючи їх приблизні значення таким чином, щоб енергоспоживання виявилось співрозмірним до попереднього періоду. При цьому, реальне зчитування показів відбувається один-два рази на рік, за рахунок чого відбувається коригування енергоспоживання. В незалежності від того, чи проводяться фінансові розрахунки по такому приладу обліку, аналіз архівних даних по ньому стає неможливим, оскільки графік енергоспоживання перетворюється на пряму лінію з необґрунтованими екстремумами в періоди фактичного зчитування показів.

Відсутність можливості адекватного аналізу енергоспоживання може призвести до негативних наслідків. Так, під час аналізу архівних даних енергоспоживання Супермаркету 2 встановлено, що дані по двом лічильникам електроенергії мають підозріло схоже щомісячне споживання (коливання у межах 0,5 %), при цьому по одному з них в грудні зафіксовано нереалістичний пік (+600 % в порівнянні з листопадом), а по другому – несуттєвий провал (-2 % в порівнянні з листопадом).

Ці лічильники встановлені в технічних приміщеннях, розташованих на даху ТЦ, і обліковують електроспоживання підсвітки рекламних вивісок на північному та західному фасадах відповідно. Під час опитування працівників супермаркету і ТЦ, залучених до зчитування показів, з'ясувалося, що покази з цих двох лічильників фактично знімаються лише раз на рік, а в інші місяці до відомості заносяться приблизні очікувані значення, сформовані відповідно до уявлень вказаних працівників про середньомісячне споживання електроенергії.

Першою причиною полягає у тому, що ці два лічильники розташовані в приміщеннях з ускладненим доступом і на значному віддаленні від інших приладів обліку, тобто такі дії зумовлені суто суб'єктивним фактором – лінощами. Природно, що відповідальні працівники супермаркету і ТЦ не змогли надати пояснень причини виникнення по одному із лічильників настільки суттєвого відхилення фактичного енергоспоживання від очікуваного.

З метою встановлення реальної причини значного збільшення споживання по лічильнику, який обліковує підсвітку рекламних вивісок на північному фасаді, проведено ретельне натурне обстеження і виконані відповідні вимірювання споживаної електричної потужності. Виміряна електрична потужність підсвітки складає 2,4 кВт, а працювати вона має лише у темну частину доби. Відповідно до статистичних даних середньомісячної тривалості світлового дня для м. Києва проведено розрахунок теоретичного споживання електроенергії за формулою (2).

Для наочності на рис. 2 наведено порівняння розрахункового місячного споживання електроенергії рекламної підсвітки на північному фасаді та архівних даних, які були внесені до відомостей взаєморозрахунків супермаркету і ТЦ.

Розрахункове річне споживання електроенергії рекламної підсвітки становить 10284 кВт·год, в той час як архівне по даним з відомостей – 15492 кВт·год, тобто відмінність складає 51 %.

Під час проведення обстеження в світлий час доби виявилось, що рекламна підсвітка була увімкнена, незважаючи на те що її ввімкнення і вимкнення реалізовано автоматично по сигналу від

сутінкового реле. Це означає, що автоматика з певної причини вийшла з ладу та перестала виконувати свої функції. Таким чином, орієнтовно пізвочу рекламна вивіска працювала цілодобово, навіть під час світлового дня, коли в її роботі не було потреби. Це призвело до перевитрати електроенергії в розмірі 5208 кВт·год та надлишкових викидів парникових газів в 2,2 т.

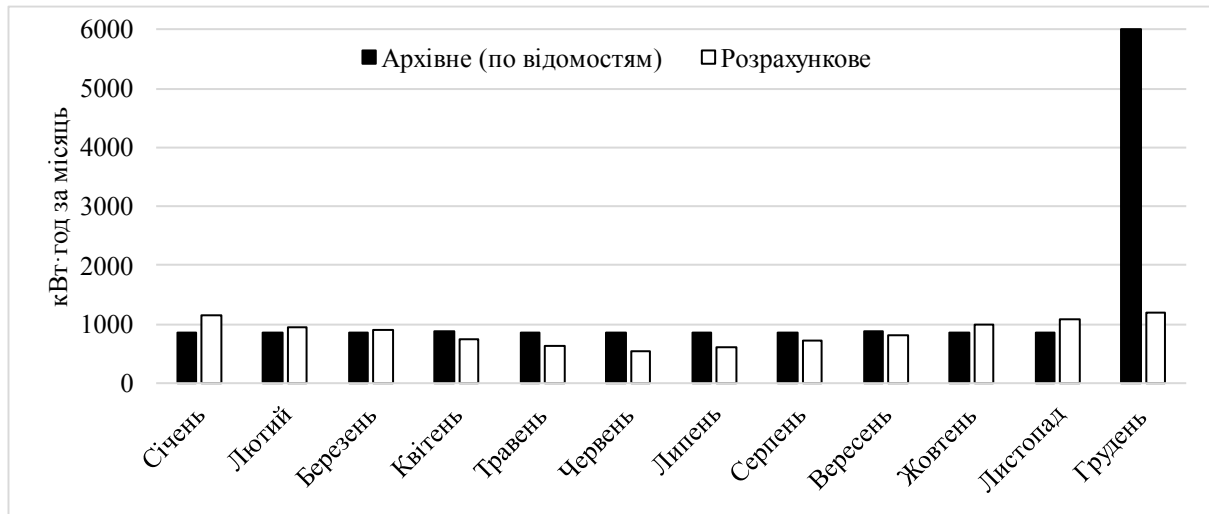


Рисунок 2 – Архівне і розрахункове місячне споживання електроенергії рекламної підсвітки

Оскільки в світлий час доби роботу зовнішньої рекламної підсвітки помітити практично неможливо, а планове технічне обслуговування системи автоматики не передбачалось, тільки ретельний аналіз даних енергоспоживання з приладів обліку дозволив виявити проблему. Однак недбалість працівників, відповідальних за зняття показань з приладів обліку, призвела до того, що перевитрата електроенергії не була виявлена своєчасно. А враховуючи відсутність процедури аналізу даних енергоспоживання, підприємство не звернуло би уваги на цю проблему без залучення зовнішніх енергоаудиторів. В такому випадку система енергомоніторингу, серед іншого, мала б можливість щоденно здійснювати в автоматичному режимі збір даних енергоспоживання з лічильників електроенергії та проводити внутрішній бенчмаркінг електроспоживання підсвітки рекламних вивісок на північному та західному фасадах. Оскільки рекламні підсвітки на обох фасадах мають як однакову встановлену потужність, так і однаковий режим роботи, істотне відхилення їх енергоспоживання мало бути визначено в автоматичному режимі і інтерпретовано відповідальному працівнику підприємства, який би за розробленим регламентом ухвалення та втілення управлінських рішень оперативно усунув би виявлену проблему.

Викликом в процесі бенчмаркінгу може стати відсутність бенчмарку, тобто еталонного або стандартного значення для порівняння даних. В такому випадку необхідно виконувати розрахунок і обґрунтування цільового енергоспоживання з обов'язковим визначенням і урахуванням факторів впливу на режими енергоспоживання. При цьому доцільно розраховувати цільове енергоспоживання не по всьому підприємству, а диверсифіковано по його складовим (цехам, підрозділам) або окремим інженерним системам.

В якості ще одного об'єкту досліджень вибрано київський супермаркет (в подальшому – супермаркет 3), який орендує частину площі ТЦ в розмірі 8574 м² та працює кожен день з 10:00 по 22:00. Усі струмоприймачі супермаркету (2799 одиниць) живляться від ввідно-розподільного пристрою (ВРП), до якого від мереж ТЦ підведено два кабельних вводи, обладнані лічильниками електроенергії Itron ACE661B. Окрім цього технічним обліком обладнано найбільш енергоємні групи споживачів магазину: кулінарія, кондитерський цех, пекарня, гарячий цех кулінарії, цех виробництва сиру, ресторан, рибний ресторан, бар, середньотемпературна холодильна централь, низькотемпературна холодильна централь, вентиляція, кондиціонування, освітлення торгового залу, освітлення технологічних приміщень. Для цих потреб встановлено ще п'ятнадцять лічильників електроенергії NIK 2303. Тобто супермаркет 3 забезпечений технологічним обліком електроенергії і створено всі передумови для реалізації продуктивного енергомоніторингу. Проте, ця можливість не використовується, оскільки покази з ввідних лічильників знімаються співробітниками супермаркету вручну один раз на місяць з метою розрахунку з ТЦ за спожиту електроенергію, а з п'ятнадцяти інших – взагалі не знімаються. Ба більше, зібрані дані енергоспоживання не аналізуються належним чином.

Питоме електроспоживання супермаркету 3 складає 31,0 кВт·год/м² за місяць, що перевищує аналогічний показник для супермаркетів 1 і 2 в середньому на 25 %. Таке порівняння недостатньо точне, оскільки в супермаркеті 3 встановлена більша кількість енергоємного обладнання на одиницю площі (через наявність фуд-корту з двома ресторанами та баром, а також кондитерського цеху). Однак, оскільки

технологічне обладнання та інженерні системи супермаркету 3 є більш новими і енергоефективнішими за паспортними даними, таке значне перевищення питомого електроспоживання спонукає до проведення натурних обстежень і ретельного аналізу.

Для визначення розрахункового споживання електроенергії супермаркету 3 виконано паспортизацію електроспоживального обладнання з зазначенням встановленої потужності, графіку роботи та режиму використання і проведено відповідні розрахунки за формулою (2). Одночасно з цим протягом трьох днів натурних обстежень з усіх лічильників технічного обліку знімалися покази на початку, в середині і в кінці зміни, а також в неробочий час. В результаті виконано порівняння розрахункового і усередненого фактичного енергоспоживання основних груп споживачів (табл. 3).

Таблиця 3. Розрахункове і фактичне електроспоживання груп однотипних споживачів

Група споживачів	Споживання електроенергії, кВт·год за добу	
	Розрахункове	Фактичне
Вентиляція	1 453	2 386
Кондиціонування	360	522
Освітлення (штучне)	902	1 405
Офісне обладнання, оргтехніка	471	473
Технологічне обладнання	1 460	1 467
Холодильне обладнання	2 304	2 312
Разом	6 950	8 564

Відповідно до знятих показів з лічильників технічного обліку відмічено, що по всіх групах споживачів, для яких фактичне споживання електроенергії перевищує розрахункове, навантаження залишається приблизно на тому ж самому рівні в неробочий час (вночі), що і під час робочої зміни. Дійсно, натурне обстеження, виконане вночі, виявило проблеми, які значною мірою впливають на електроспоживання супермаркету 3:

- робота систем вентиляції (як частини локальних технологічних витяжок, так і потужних загальнообмінних припливно-витяжних установок з секціями нагріву та охолодження);
- робота частини кондиціонерів;
- робота освітлення торгового залу.

Примітно, що перші дві проблеми пов'язані з людським фактором та відсутністю належних інструкцій, в тому числі посадових, які б зобов'язували відповідальних працівників контролювати виключення систем вентиляції і кондиціонування в неробочий час. В той же час система освітлення торгового залу обладнана системою автоматики з таймером, яка включає і відключає освітлення в заданий час доби. Не зважаючи на це, співробітники супермаркету, які залишаються працювати на ніч, можуть примусово вмикати освітлення з відповідних щитів, виключаючи із електричного кола блок автоматики (функція "байпас"). Під час проведення нічного обстеження все освітлення торгового залу працювало. При цьому співробітник відділу товарного обліку повідомив, що один зі щитів він увімкнув у ніч обстеження, а другий був увімкнений кількома ночами раніше. З його слів освітлення в торгового залу вночі вмикають співробітники його відділу для робочих цілей на певний час (найчастіше не більше ніж на 20 хвилин, якщо це не переоблік), після чого його потрібно вручну вимикати так само з відповідного щита. Через людський фактор цього часто не відбувається, тому схема автоматики з таймером не функціонує, і освітлення торгового залу працює вночі доти, доки хтось зі співробітників не згадає про необхідність його вимкнення.

Усунення виявлених проблем дозволить досягти показника питомого електроспоживання супермаркету 3 в розмірі 25,1 кВт·год/м² за місяць, що відрізняється від аналогічного показника супермаркетів 1 і 2 максимум на 3 %. При цьому заплановане річне зменшення споживання електроенергії становить 583 тис. кВт·год, а річне скорочення викидів парникових газів – 245 т.

Узагальнені дані питомого електроспоживання всіх трьох супермаркетів з розбивкою по групах однотипних споживачів наведені в табл. 4. Їх можна використовувати в якості бенчмарку для супермаркетів відповідного формату.

Наведені приклади підтверджують доцільність енергомоніторингу і важливість використання бенчмаркінгу енергоефективності в якості інструменту енергетичного менеджменту.

Важливо підкреслити, що автоматизація функцій збору даних сама по собі не гарантує ефективного використання енергоресурсів, оскільки раптовий вихід з ладу або несанкціоноване втручання в роботу автоматизованої системи з боку персоналу підприємства, можуть звести нанівець очікуваний економічний ефект. І без повнофункціонального енергомоніторингу і бенчмаркінгу перевитрата енергоносіїв може залишатися непоміченою тривалий час.

Для того, щоб обсяг роботи не виявився приголомшливим для служб експлуатації МСП, особливо в умовах скорочення їх чисельності, необхідно повною мірою використовувати потенціал діджиталізації та автоматизації процесів енергомоніторингу та бенчмаркінгу енергоефективності.

Основним недоліком такого рішення є його вартість, пов'язана з необхідністю впровадження технологічного обліку енергоносіїв, що може вимагати придбання значної кількості приладів обліку та реконструкцію системи внутрішнього електропостачання підприємства.

Таблиця 4. Питоме електроспоживання груп однотипних споживачів

Група споживачів	Питоме електроспоживання, кВт·год/м ² за місяць		
	Супермаркет 1	Супермаркет 2	Супермаркет 3
Вентиляція і кондиціонування	4,0	5,0	6,6
Освітлення (штучне)	4,3	4,4	3,3
Офісне обладнання, оргтехніка	1,3	1,4	1,7
Технологічне обладнання	4,0	4,5	5,3
Холодильне обладнання	11,7	9,1	8,3
Разом	25,2	24,4	25,1

Висновки.

Відсутність індивідуального контролю енергоспоживання (енергомоніторингу) на підприємствах може призвести до значних перевитрат, які важко піддаються контролю. Окрім цього, в МСП гостро відчуються проблеми, пов'язані з недостатньою кількістю інженерного персоналу. Як результат, кількість часу, яку працівники можуть присвятити енергомоніторингу, замала для його якісного виконання, а отже і його періодичність зазвичай є незадовільною.

Більш того, простий аналіз енергоспоживання у порівнянні з попередніми періодами може вказати лише на випадкові відхилення. В той час, як для виявлення систематичних відхилень необхідно застосовувати бенчмаркінг (як внутрішній, так і зовнішній) або розраховувати і обґрунтовувати цільове енергоспоживання. Застосування таких методів здатне відчутно підвищити достовірність енергомоніторингу.

Збирання, аналіз та інтерпретація даних енергоспоживання в автоматичному режимі з достатньою періодичністю і застосуванням інструментів підвищення їх достовірності, а також розробка сценаріїв ухвалення та втілення управлінських рішень при відхиленні енергоспоживання за межі очікуваних рівнів, вирішить зазначені проблеми та призведе до мінімізації витрат і декарбонізації МСП.

Список використаної літератури

1. Закон України “Про енергетичну ефективність”. Редакція від 18.09.2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20> (дата звернення 20.05.2025).
2. EU4Business: річний звіт 2024. URL: <https://eu4business.org.ua/reports/eu4business-annual-report-2024/> (дата звернення 20.05.2025).
3. Дерій В. Поняття і значення економічного контролю для мінімізації витрат та максимізації доходів підприємств / В. Дерій // Бухгалтерський облік і аудит. - 2011. - № 2. - С. 48-56. - URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/boau_2011_2_7 (дата звернення 20.05.2025).
4. Mazhar, MU, Domingues, AR, Bull, R and O'Boyle, S, 2022. Small and medium-sized enterprises: hard to reach, data-poor but rich in creative potential as agents of change for decarbonisation. In: European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE) Summer Study proceedings. European Council for an Energy Efficient Economy, pp. 145-153. URL: <https://irep.ntu.ac.uk/id/eprint/51521> (дата звернення 20.05.2025).
5. ДСТУ EN 16231:2017 Методологія бенчмаркінгу енергетичної ефективності (EN 16231:2012, IDT).
6. Розен В. П. Бенчмаркінг як засіб підвищення рівня енергоефективності промисловості України / В. П. Розен, Б. Л. Тишечич, В. Г. Городецький, П. В. Розен // Вісник Національного технічного університету України “Київський політехнічний інститут”. Серія : Гірництво. - 2012. - Вип. 22. - С. 166-171. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VKPI_gir_2012_22_26 (дата звернення 20.05.2025).
7. Розен В. П. Методологія бенчмаркінгу енергоефективності для промисловості України / В. П. Розен, Б. Л. Тишечич, П. В. Розен // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. - 2012. - № 6. - С. 9-19. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecee_2012_6_3 (дата звернення 20.05.2025).
8. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник / В.Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова Книга, 2004. – 656 с.
9. Правила улаштування електроустановок. Затверджено Наказом Міністерства енергетики України від 21.07.2017 № 476. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text> (дата звернення 20.05.2025).
10. Yasmine Salehy, Hong-Minh Hoang, François Cluzel, Yann Leroy, Anthony Delahaye, et al. Energy performances assessment for sustainable design recommendations: Case study of a supermarket's refrigeration system. 27th CIRP Life Cycle Engineering (LCE) Conference, May 2020, Grenoble, France. pp.328-333. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2020.01.102> (дата звернення 20.05.2025).

IMPROVING THE CREDIBILITY OF SME ENERGY MONITORING VIA BENCHMARKING

Small and Medium-sized Enterprises (SMEs) often engage in energy efficiency programs to boost competitiveness through production expansion, rather than optimizing existing equipment. This approach limits their contribution to decarbonization and hinders the achievement of energy reduction targets. To bridge this gap, this article explores the feasibility and optimal frequency of energy monitoring, along with strategies to enhance its credibility. We conducted energy audits in three supermarkets, meticulously documenting electrical equipment and measuring power consumption to calculate estimated electricity usage. This data, combined with archival records, enabled a comparative analysis of specific electricity consumption (per m²) and comprehensive energy efficiency benchmarking, for which associated challenges are also discussed. Our findings provide generalized specific electricity consumption data for these supermarkets, categorized by consumer groups. We advocate for the implementation of an automatic energy monitoring system. Such a system would harness digitalization, mitigate human error, and automate benchmarking, baseline control, and compliance with energy limits. This research confirms the practicality of energy monitoring and the vital role of energy efficiency benchmarking in effective energy management. Additionally, it offers actionable recommendations to bolster the credibility of SME energy monitoring, fostering significant reductions in energy consumption and improvements in overall energy efficiency. Ref. 10, Fig. 2, Tabl. 4.

Keywords: benchmarking, decarbonisation, electricity, energy efficiency, energy management, energy audit, energy monitoring, SMEs.

References

1. The Law of Ukraine “On Energy Efficiency”. Version of 18.09.2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20> (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
2. EU4Business: Annual report 2024. URL: <https://eu4business.org.ua/reports/eu4business-annual-report-2024/> (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
3. Deriy, V. The concept and significance of economic control for minimising costs and maximising profits of enterprises / V. Deriy // Accounting and Audit. - № 2. - p. 48-56. - URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/boau_2011_2_7 (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
4. Mazhar, MU, Domingues, AR, Bull, R and O'Boyle, S, 2022. Small and medium-sized enterprises: hard to reach, data-poor but rich in creative potential as agents of change for decarbonisation. In: European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE) Summer Study proceedings. European Council for an Energy Efficient Economy, pp. 145-153. URL: <https://irep.ntu.ac.uk/id/eprint/51521> (accessed at 20.05.2025).
5. DSTU EN 16231:2017 Energy efficiency benchmarking methodology (EN 16231:2012, IDT). (Ukr)
6. Rosen, VP. Benchmarking as a means of increasing the level of energy efficiency of the Ukrainian industry / V. Rosen, B. Tyshevysh, V. Gorodetskyi, P. Rosen // Bulletin of the National Technical University of Ukraine “Kyiv Polytechnic Institute”. Series: Mining. - 2012. - Issue 22. - p. 166-171. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VKPI_gir_2012_22_26 (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
7. Rosen, VP. Methodology of energy efficiency benchmarking for the industry of Ukraine / V.P. Rosen, B.L. Tyshevysh, P.V. Rosen // Energy saving. Energy. Energy audit. - 2012. - № 6. - p. 9-19. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecee_2012_6_3 (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
8. Shesterenko, VE. Systems of power consumption and power supply of industrial enterprises: textbook / V.E. Shesterenko - Vinnytsia: Nova Knyha, 2004. – 656 p.
9. Regulation for electrical installation. Approved by the Order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine dated 21.07.2017 № 476. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text> (accessed at 20.05.2025). (Ukr)
10. Yasmine Salehy, Hong-Minh Hoang, François Cluzel, Yann Leroy, Anthony Delahaye, et al. Energy performances assessment for sustainable design recommendations: Case study of a supermarket's refrigeration system. 27th CIRP Life Cycle Engineering (LCE) Conference, May 2020, Grenoble, France. pp.328-333. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2020.01.102> (accessed at 20.05.2025).

Надійшла: 22.05.2025

Received: 22.05.2025

MODERN METHODS FOR PREDICTING BUILDING ENERGY CONSUMPTION

The relevance of the study is driven by the growing need to enhance the energy efficiency of buildings through thermomodernization and the demand for accurate forecasting tools to ensure effective energy management. In the context of climate change and rising energy prices, the selection of optimal forecasting models has become a critical task for housing and communal services as well as urban infrastructure.

The aim of the study is to substantiate contemporary approaches to forecasting building energy consumption considering thermomodernization measures, based on the analysis of regression, neural, and hybrid models, in order to identify their advantages, limitations, and practical effectiveness.

Methodology. A comparative analysis of recent studies was conducted, covering statistical, neural network, and hybrid forecasting models. The accuracy, scalability, flexibility, and adaptability of models to post-retrofit conditions were assessed. Particular attention was paid to deep learning architectures (LSTM, GRU), hybrid combinations (ARIMA+LSTM, CNN+ELM), and digital twin technologies.

Results. It was established that the highest forecasting accuracy is achieved by neural network models, particularly deep architectures and ensembles, with average errors not exceeding 3–5%. Although regression methods are less accurate, they remain useful for baseline estimates and evaluating the impact of climatic variables. The effectiveness of hybrid approaches that combine trend modeling with neural network-based residual learning was demonstrated. The potential of digital twins as a tool for predictive and adaptive energy management was identified.

Scientific novelty. For the first time, forecasting models were systematized in the context of building thermomodernization, with the identification of optimal approaches for different types of tasks. The relevance of applying intelligent forecasting systems integrated with digital twins as a new paradigm in building energy management was substantiated.

Conclusions. It was proven that accurate forecasting of energy consumption is only possible when accounting for changes caused by thermomodernization and applying flexible models capable of adapting to new building operation conditions. It was determined that the integration of artificial intelligence methods with physical modeling and digital twins enhances the accuracy and applicability of forecasts for practical energy management.

Prospects for further research. It is advisable to develop combined modeling methods that consider behavioral factors in consumption, and to expand the empirical base for assessing the effectiveness of digital twins in retrofitted buildings of various types.

Keywords: building energy efficiency, predictive models, thermal retrofit, deep learning, digital twins, energy management systems.

Introduction

Despite the significant progress in energy-efficient technologies and the growing demand for building modernization, the issue of accurate forecasting of energy consumption remains a complex and insufficiently resolved task. Thermal modernization fundamentally changes the thermophysical properties and operating conditions of buildings, which leads to non-linear and dynamic changes in energy demand that traditional models are often unable to capture adequately. At the same time, climate change, the spread of renewable energy sources, and the implementation of smart energy systems intensify the need for adaptive and predictive energy management tools. In this context, the development of forecasting methods that take into account the effects of thermal retrofitting and reflect the real-time state of the building is not only a scientific challenge but also a practical necessity for ensuring energy sustainability. This task intersects with broader interdisciplinary problems, including the integration of artificial intelligence into engineering systems, the optimization of building performance based on sensor data, and the creation of digital twins as a basis for intelligent energy control. The lack of unified forecasting solutions capable of combining physical modeling, statistical inference, and machine learning under conditions of structural and operational change highlights the urgency of comprehensive research in this field. Addressing this problem is essential not only for reducing energy costs but also for achieving broader goals of carbon reduction, decarbonization of the building sector, and compliance with international sustainability standards.

Analysis of recent research and publications

The analysis of scientific sources allows us to distinguish four major directions of research that define the current paradigm of predicting building energy consumption with consideration of thermal modernization: regression modeling, artificial neural networks, hybrid methods and digital twins, and practical model validation.

The first direction involves the use of regression-based methods to quantitatively assess the impact of climatic, design, and behavioral factors on energy consumption. In the work of C. Yin, C. Han, A. Li, X. Liu, and Y. Liu, a comprehensive review of ANN-based models emphasized the limitations of linear regression in capturing complex interdependencies [1]. I. Bilous developed a regression model for forecasting thermal load in buildings by incorporating air temperature and structural inertia, achieving 12–15% energy savings [2]. H. Liu, J. Liang, Y. Liu, and H. Wu also confirmed the limited applicability of classical regression techniques in highly dynamic post-retrofit environments [3]. M. R. Braun, H. Altan, and S.B.M. Beck applied multiple regression to a UK supermarket case and predicted a 2.1% increase in electricity demand and 13% decrease in gas use under future climate conditions [4]. I. Korolija, Y. Zhang, L. Marjanovic-Halburd, and V. I. Hanby derived regression-based equations for 3840 UK office models [5], while S. ShamsAmiri, M. Mottahedi, and S. Asadi used simulated DOE-2 data to estimate energy indicators for U.S. commercial buildings [6].

Z. Zhang, C. Deb, S.-E. Lee, J. Yang, and K. W. Shah applied SVR with differential evolution optimization to achieve a mean absolute percentage error (MAPE) of only 3.8% [7]. Further studies in this direction should focus on enhancing regression models by incorporating retrofit-sensitive variables and nonlinear interactions.

The second direction centers on the application of artificial neural networks (ANNs) to capture nonlinear dependencies between multiple input variables and energy use. S. R. Mohandes, X. Zhang, and A. Mahdiyari reviewed over 90 studies, highlighting the shift from traditional MLPs to deep and recurrent neural networks [8]. K. Sun, Z. Dou, B. Zhang, and H. Zou proposed a CNN-ELM hybrid with FOA optimization that significantly improved both accuracy and speed [9]. B. Carrera, S. Peyrard, and K. Kim developed a stacking ensemble model for Songdo smart city combining CatBoost, ANN, and XGBoost, which achieved $R^2 = 0.9789$ and $MAE \approx 2\%$ [10]. In a subsequent study, B. Carrera and K. Kim implemented an encoder–decoder LSTM architecture for urban energy forecasting [11]. A. A. Pierre, S. A. Akim, A. K. Semeno, and B. Babiga demonstrated that an ARIMA–LSTM hybrid yielded the lowest RMSE (7.35) when compared to standalone models [12]. D. So, J. Oh, I. Jeon, J. Moon, M. Lee, and S. Rho created the BiGTA-Net model integrating GRU, TCN, and attention, outperforming conventional methods with $MAPE = 5.37\%$ [13]. M. Anan, K. Kanaan, D. Benhaddou, and N. Nasser further improved prediction accuracy by including occupancy data in the LSTM architecture, reducing error to 2% [14]. Future research should prioritize transfer learning, explainability of ANN models, and strategies to overcome data scarcity in retrofitted buildings.

The third direction involves hybrid and ensemble approaches that leverage the strengths of statistical and AI models. R. Evans and J. Gao pioneered deep learning applications for real-time cooling optimization in Google data centers, cutting energy use by 40% [15]. B. Arsecularatne, N. Rodrigo, and R. Chang outlined the growing role of digital twins in online forecasting and adaptive control [16]. S. S. MdRamli, M. N. Ibrahim, A. Mohamad, K. Daud, A. M. S. Omar, and N. D. Ahmad confirmed that ANN models generally outperform SVM and regression-based methods in various building contexts [17]. C. Lu, T. Hong, and L. Yang identified several challenges in ANN deployment, such as hyperparameter tuning, model interpretability, and insufficient training data [18].

Y. Nam, Y. Hwangbo, and J. Yoo developed an LSTM–Prophet hybrid that improved short-term forecasting accuracy over standalone LSTM [19]. Further work should investigate the integration of hybrid models into cloud-based control platforms and their robustness under changing operational conditions.

The fourth direction focuses on real-world validation of forecasting methods in various building types. C. Fan, F. Xiao, C. Madsen, K. Wang, and S. J. Zuo compared ML models for offices, retail, and healthcare facilities, identifying MLP and Random Forest as optimal for different use cases [20]. T. Ahmad, H. Chen, M. A. Butt, B. A. Bawazir, and S. Sreeraj emphasized the advantages of hybrid approaches after analyzing over 50 studies published between 2010 and 2020 [21]. V. I. Deshko proposed the use of nonlinear multivariate regression to evaluate external and internal factors influencing building energy behavior, contributing to a broader modeling foundation [22]. Future investigations should aim at expanding case studies across climatic zones and integrating forecasting modules into municipal energy management systems.

Despite the growing academic and political attention to the Arctic, several critical aspects of the problem remain insufficiently explored. There is still a lack of comprehensive understanding of the geopolitical attractiveness of the region in the context of global strategic transformation. The resource and economic priorities of leading Arctic states are often examined in isolation, without comparative assessment of their competing models. China's Arctic strategy, despite its increasing relevance, remains under-analyzed, particularly regarding informal instruments of geo-economic presence. Legal uncertainty, the absence of universal regulatory mechanisms, and the potential impact of Arctic competition on the global balance of power also remain unresolved challenges in international discourse.

This study aims to address these gaps by offering a systematic analysis of both Arctic and non-Arctic state strategies, comparing economic models of regional development, and identifying sources of institutional

instability. By applying an interdisciplinary approach that integrates geopolitical, economic, and legal dimensions, the research will deepen understanding of the mechanisms driving Arctic competition and contribute to a more coherent view of the region's role in shaping the evolving architecture of international relations.

Research aim - to substantiate contemporary approaches to forecasting building energy consumption considering thermomodernization measures, based on the analysis of regression, neural, and hybrid models, in order to identify their advantages, limitations, and practical effectiveness.

Research objectives:

1.To systematize the principal methods for predicting building energy consumption using regression analysis, artificial neural networks, and hybrid models.

2.To analyze how thermomodernization factors are incorporated into these predictive models.

3.To determine future directions for improving forecasting approaches in terms of accuracy, adaptability, and integration with energy efficiency management systems.

3.1. Regression models

Statistical regression models have long been employed in predicting building energy consumption due to their transparency, computational efficiency, and suitability for baseline assessments. Multiple linear regression (MLR) remains a foundational approach that enables the estimation of energy use based on independent variables such as outdoor temperature, building envelope properties, and operational schedules. For example, in the analysis of a UK supermarket, MLR was applied to identify climate sensitivity in consumption trends, revealing the relationship between rising temperatures and changes in electricity and gas usage [4]. Similarly, for office buildings, simulation-based regression models have been developed to predict annual heating and cooling demands as a function of design and usage parameters [5]. Another notable study in the U.S. context utilized regression techniques on DOE-2 simulation data to generate performance indicators across commercial building types, accounting for 17 architectural and operational factors [6].

Beyond MLR, autoregressive models such as ARIMA are frequently adopted for short-term energy forecasting due to their ability to model seasonal and trend components. Nevertheless, these models often face limitations when nonlinear dynamics are dominant or post-retrofit conditions significantly alter consumption patterns. To mitigate this, extensions like ARIMAX incorporate exogenous weather variables, while hybridization with machine learning techniques is increasingly pursued (as explored in Section 3.3).

Support vector regression (SVR) and decision tree ensembles represent advanced statistical learning methods that expand upon classical regression. SVR, particularly when optimized using metaheuristic algorithms such as differential evolution, has demonstrated improved accuracy in forecasting high-resolution load profiles [7]. Meanwhile, regression trees and random forests offer flexible alternatives capable of capturing complex interactions between features. These methods are often further enhanced in ensemble architectures, providing a bridge between interpretable models and machine learning performance. Overall, while regression-based models may underperform in highly dynamic or non-linear contexts, they remain valuable for their interpretability, adaptability to limited datasets, and role in initial scenario analysis, especially in early-stage assessments of thermomodernization impacts.

3.2 Methods of artificial neural networks

The use of ANNs for modeling building energy consumption has been intensively studied since the 1990s and is currently recognized as one of the most effective approaches [1]. The advantage of neural networks is the ability to take into account nonlinear relationships between many factors (weather conditions, usage schedule, building characteristics, etc.) and energy consumption. Classical multilayer perceptrons (MLPs) have been widely used as a "black box" for predicting the daily or hourly load of a building. However, the choice of the optimal architecture and the tuning of MLP scales was traditionally done manually, which could limit the accuracy. Modern research is focused on improving the training algorithms and structure of MLPs. For example, in 2019, Lu et al. analyzed 12 different neural network architectures, pointing out open problems in their application - the need for a large amount of training data, optimization of hyperparameters, and interpretation of results [18]. Dimitri Guillot et al. (2021) reviewed the features and limitations of neural networks in the context of architectural design, which confirmed the interdisciplinary nature of this topic [1]. According to reviews [8], [17], there is a transition from traditional learning algorithms (gradient descent, methods of direct error propagation) to the use of modern types of networks - radial basis networks, recurrent networks, etc. to improve convergence and accuracy. In particular, recurrent neural networks of long short-term memory (LSTM) are currently showing the best results in predicting time series of consumption. In a study [14], an LSTM model trained on one-minute data from an office building, taking into account the presence of people, outperformed traditional ARIMA and SVR, achieving a significantly lower error (conditional error rate of 2.05 versus significantly higher values for other models) [14]. Thus, the LSTM is able to take into account the time dynamics of thermal processes and changes in operating modes after the implementation of energy-saving measures. Another area is convolutional neural networks (CNNs), which are typically used to process spatial data or detect local patterns in a series. In energy forecasting tasks, CNNs are used to automatically extract features from load time series, especially in combination with recurrent networks or simplified neurons. For example, in [9], a hybrid is proposed where the CNN acts as a feature extractor and the

output is passed to a simple neural classifier such as ELM. This approach improved the accuracy and speed of calculation compared to the standard CNN, since the Extreme Learning Machine (ELM) instantly determines the weights of the output layer without a long gradient training procedure [9]. In , attention mechanisms and other improvements to the network architecture are gaining more and more attention. Their integration allows the network to emphasize significant features of the input data. For example, in 2023, the BiGTA-Net model was proposed, which combines a bidirectional GRU, a temporal convolutional network, and an attention mechanism; this hybrid network achieved a MAPE of 5.37% and 36.9% higher accuracy than traditional deep networks when predicting the daily power load for the training corpus [13]. Thus, modern neural network methods (especially recurrent and deep ensembles) provide high accuracy in predicting building energy consumption. In the future, the role of ensemble and hybrid neural networks is expected to increase, as well as the consideration of physical constraints to improve the reliability of models [3].

3.3 Hybrid methods and digital twins

No single model can fully capture the complex dynamics of building energy consumption, which has prompted researchers to combine different modeling approaches. Hybrid models integrate statistical methods (e.g., ARIMA) with neural networks (e.g., LSTM) to improve accuracy by modeling both trend/seasonality and nonlinear residuals. The ARIMA+ANN hybrid consistently outperforms standalone models; for example, Pierre et al. [12] showed that ARIMA-LSTM reduced RMSE to 7.35 compared to 49.9 for ARIMA and ~18 for LSTM alone.

Another effective strategy is combining machine learning algorithms. Nam et al. [19] proposed an LSTM-Prophet hybrid that improved short-term electricity demand forecasts compared to conventional LSTM. Synergistic combinations of CNNs with simpler classifiers such as ELM have also proven effective: in the CNN-ELM model by Sun et al. [9], the convolutional output fed into an ELM trained via the FOA algorithm, resulting in improved accuracy and computational speed.

Ensemble methods (e.g., bagging, boosting, stacking) currently demonstrate the best performance by leveraging the diversity of individual models. Carrera et al. [10] developed a stacked ensemble combining an artificial neural network, CatBoost, GradientBoosting, and an XGBoost meta-regressor, achieving $R^2 = 0.9789$ in predicting total energy use in the Songdo smart city—outperforming any individual model.

The digital twin concept, increasingly adopted in recent years, provides a dynamic virtual model of a building that is continuously updated with real-time sensor data [16]. In energy forecasting, digital twins enable the integration of physical (white-box) and data-driven (black-box) models, forming a gray-box framework. This allows real-time monitoring, adaptive forecasting, and scenario testing (e.g., for thermal retrofit effects). According to Arsecularatne et al. [16], digital twins enhance building sustainability by optimizing HVAC control, monitoring indoor climate, and considering occupant behavior. Although still emerging, practical examples already exist where digital twins support heat load prediction and renovation planning. Thus, hybrid approaches—both algorithmic (e.g., ARIMA+LSTM, CNN-ELM) and structural (digital twins)—represent a promising direction for post-retrofit building energy management.

3.4. The project in Songdo (stacking model)

As an illustrative example of the modern approach, let's consider the project in Songdo (South Korea), a smart city built with full monitoring systems. Given the availability of a large array of energy consumption data for urban facilities (the so-called microcities within Songdo), researchers set out to make a short-term forecast of total energy consumption for a 3-month horizon [10]. Carrera et al. proposed a multi-level forecasting model consisting of several stages. First, basic forecasts are built using various machine learning algorithms (in particular, CatBoost gradientboosting, multilayer neural network, etc.) Next, they are combined by stacking: a meta-regression model is formed, which is trained on the outputs of the base models, predicting the final consumption value. The meta-regressor used is XGBoost (gradientboosting of solutions with weights that optimally combine the contribution of each base model). The resulting ensemble model demonstrated extremely high accuracy: the coefficient of determination $R^2=0.9789$, the rootmean square error (RMSE) was reduced to ~2%, which significantly exceeds the accuracy of each individual model. In fact, the forecast error at the city block level was only ~2-3% of actual consumption, which is an excellent indicator for such a long horizon (90 days). Songdo's experience confirms the effectiveness of meta-ensembles for energy management tasks of entire groups of buildings. Interestingly, the baseline models included both classical algorithms (tree ensembles) and ANNs; this emphasizes that the best results are achieved by combining heterogeneous approaches. Currently, the stacking approach, successfully tested in Songdo, can be transferred to the level of individual buildings (for example, creating an ensemble of building heat supply forecasts from different models - regression, LSTM, etc. - with subsequent meta-aggregation). Such a meta-model approach allows compensating for the shortcomings of individual methods and obtaining consistently high forecast accuracy.

3.5. Forecasting software tools

Implementation of forecasting models is possible with the use of various software tools. Energy modeling packages such as EnergyPlus, DOE-2/eQUEST, TRNSYS, etc. are widely used for deterministic modeling of building energy consumption. They allow for detailed simulations of thermal processes in a building before and

after thermal modernization. In particular, in [6], the DOE-2 (eQUEST) program was used to generate a training sample (results of numerical experiments), on the basis of which regression models of energy consumption were built. In the dissertation [2], the thermal modes of a building were modeled in the EnergyPlus environment, and the results were used for approximation by multivariate regression. The obtained simulation data can also be used to train or validate neural network models - this approach is the basis of digital twins. An indirect method of evaluation is the use of Building Energy Modeling (BEM) at the design stage: integration with BIM systems allows to predict savings from thermal modernization even before reconstruction [22].

To build actual predictive algorithms (regressions or neural networks), the most popular tools are universal programming languages and scientific computing libraries. In particular, Python with the scikit-learn, StatsModels (regression analysis, ARIMA), TensorFlow, and PyTorch (neural networks) libraries provides a full cycle - from data processing to model training and forecasting. R is also used for statistical forecasting of time series and building models based on machine learning methods. Among the engineering packages, MATLAB with System Identification, Deep Learning, etc. toolboxes is often used, mainly in academic research. Commercial building management systems (BMS/BEMS) increasingly include load forecasting modules. According to [13], modern building energy management systems (BEMS) in smart cities actively use the Internet of Things to collect big data and perform short-term forecasts of electricity consumption, which allows for better load balancing and prevention of peak overloads. In general, the availability of flexible programming tools greatly simplifies the implementation of the methods discussed in practice. For example, machine learning models for real-time building monitoring can now be deployed in the Google Cloud or Azure cloud platform [17]. At the same time, there is still a need for specialized software products focused specifically on energy consumption forecasting: such solutions could integrate into existing BEMS and automate the process of data collection, model training, and issuing forecasts to the operator.

3.6. Practical application cases

The methods for forecasting energy consumption in buildings discussed above are already being used in real projects. Here are some illustrative examples. Office buildings: in the context of dynamic office schedules and microclimate effects, ANN methods demonstrate high efficiency. A study for an office center in Houston (USA) showed that taking into account employee presence data significantly improves the accuracy of electricity consumption forecasts; the built LSTM model was able to predict the daily load curve with an error of only ~2% [14]. This opens up opportunities for the introduction of proactive HVAC control systems in offices, such as pre-cooling the premises before employees arrive according to the forecast, which increases comfort and reduces peak loads. Shopping centers and supermarkets: they are characterized by significant internal heat gain and dependence on the outside temperature. Study [4] assessed the impact of climate change on supermarket energy consumption based on regression analysis of operational data: it was confirmed that after insulation (reduction of heat loss), electricity consumption may increase slightly due to a greater need for cooling, while gas consumption for heating is significantly reduced [4]. Such forecasts help retail managers plan the modernization of HVAC systems and evaluate the economic effect. Data centers: Google, in collaboration with DeepMind, successfully used a deep neural network to optimize the cooling of its data centers back in 2016. With the help of an ensemble of several deep neural networks trained on large amounts of historical sensor data (temperatures, fanspeeds, etc.), it was possible to predict the PUE (power usage efficiency ratio) in real time and recommend optimal cooling system settings [15]. The implementation of this system made it possible to reduce energy consumption for air conditioning by up to 40%, which is equivalent to 15% savings in total data center energy costs. This case study clearly demonstrates the potential of ANNs and reinforcement learning in energy efficiency tasks: although the data center is not a "building" in the classical sense, the principles are the same - model-based microclimate forecasting and optimization. Examples in Ukraine: in our country, predictive methods for energy consumption in buildings are still being implemented locally, mainly as part of scientific experiments or pilot projects of energy service companies. In particular, in the above-mentioned thesis by Bilous (NTUU "KPI", 2018), a heating control system with a predictive module was developed on the basis of the university building - the model takes into account the temperature of the outside air and the thermal inertia of the building and predicts the required level of heat consumption, which made it possible to save up to 12-15% of thermal energy without losing comfort [2]. Some Ukrainian cities (e.g., Vinnytsia, Lviv) are experimenting with installing monitoring systems in residential high-rise buildings and hospitals as part of their energy efficiency programs; the data collected can serve as a basis for implementing predictive algorithms, in particular in heat points. Thus, the experience of using these methods in real-world conditions - from office centers to industrial facilities and municipal buildings - is being gained, which confirms their practical value.

3.7. Comparative analysis of methods

The diversity of approaches to forecasting building energy consumption calls for a comparative evaluation of their effectiveness. Table 1 summarizes selected studies that represent different classes of models, including artificial neural networks (ANN), hybrid models, digital twins, and machine learning ensembles. Unlike classical regression techniques discussed in section 3.1, these approaches emphasize learning from complex nonlinear patterns and integrating real-time or multivariate data inputs.

Table 1 - Comparative characteristics of building energy consumption forecasting methods (selected sources)

Source	Method(s) / Model	Forecast Object / Data	Key Results / Accuracy
Pierre et al., 2023 [12]	Hybrid ARIMA + LSTM	National gridpeakloads (Benin)	RMSE reduced to 7.35 vs 49.90 (ARIMA); hybrid outperformsstandalone
So et al., 2023 [13]	BiGTA-Net (Bi-GRU + TCN + Attention)	University building, dailyelectricity	MAPE 5.37%; ~37% more accurate than CNN/LSTM
Anan et al., 2024 [14]	Occupant-aware LSTM	Office building, 1-min intervals	MAE ~2%; outperformed ARIMA; occupancy data improved precision
Carrera et al., 2021 [10]	Ensemble (ANN + CatBoost + XGBoost)	Smart city (Songdo), 3-month energy forecast	$R^2 = 0.9789$; MAE ~2%; validated meta-regression ensemble
Arsecularatne et al., 2024 [16]	Digital twins + AI	Commercial buildings	Real-time optimization; documented savings up to 20%
Nam et al., 2020 [19]	Hybrid LSTM + Prophet	Microgrid, hourly data (Korea)	MAE reduced by ~5–7% vs pure LSTM
Liu et al., 2023 [3]	Review of 116 data-driven studies	Zone/building/microgrid levels	30–80% savings confirmed with hybrid + hyperparameter optimization
Fan et al., 2019 [20]	ML comparison (RF, SVM, MLP)	5 building types, quarterly data	RF best for offices, MLP for retail/hospitals; average error 5–8%
Mohandes et al., 2019 [8]	Review: ANN in energy analysis	Various building types	ANNs reached 95–99% accuracy with deep networks (GRNN, RNN)
Ramli et al., 2023 [17]	ANN vs ML models review	Mixed-typebuildings (2010–2022)	DNNsoutperform regression and fuzzy models in most cases
Lu et al., 2019 [18]	Theoretical analysis of ANN issues	-	Highlighted key gaps: data scarcity, hyperparametertuning
Yin et al., 2024 [1]	Review: 116 ANN studies	Various building life cycle stages	Best practices: ensemble learning, data preprocessing, optimization

Note: abbreviations in the table: ANN - artificial neural network; MLP - multilayerperceptron; RBF - radial basis function; SVR - support vector regression; ELM - extreme learning; FOA - FruitFly Optimization Algorithm; GRU - gatedrecurrentunit; TCN - temporal convolutional network; RF - Random Forest; DT - digital ; EU1 - specific energy consumption. Errors are based on primary sources: MAPE - meanabsoluterelative error, RMSE - rootmeansquare , R^2 - coefficient of determination, MAE - meanabsolute error.

Deep learning models such as LSTM, Bi-GRU, and hybrid ensembles typically demonstrate the highest accuracy. For example, the BiGTA-Net architecture achieved a meanabsolutepercentage error (MAPE) of 5.37%, significantly outperformingconventional CNN and LSTM approaches. Similarly, hybrid ARIMA-LSTM models have shown 2–3 times lower rootmeansquare error (RMSE) than their standalonecounterparts. Digital twin technology is gainingtraction due to its ability to simulate and optimize consumption in real time, with documented savings of 10–20%. Although still under development, digital twins are expected to play a critical role in intelligent energy management.

The evidence suggests that hybrid and ensemble methods (positions 1–5 in the table) consistentlyoutperform single-model approaches and are best suited for post-retrofit forecasting tasks or urban-

scale smart energy systems. However, the suitability of any given method remains dependent on data availability, interpretability requirements, and implementation costs. Ultimately, the prevailing trend is toward integrated AI-driven forecasting frameworks that combine high accuracy with operational adaptability.

The table 1 presents a condensed comparison of methods based on the reviewed literature. Traditional regression models ([2], [4], [5], [6], [7]) remain effective for preliminary estimations and energy audits, particularly when interpretability and limited data are prioritized. However, their accuracy significantly decreases in highly dynamic or nonlinear contexts, such as post-retrofit buildings.

Artificial neural networks and deep learning architectures ([8], [10], [11], [13], [15], [17]) consistently demonstrate superior accuracy, especially when trained on granular time-series data and enriched with external variables (e.g., weather, occupancy). These models are especially suitable for modern buildings with complex HVAC systems and smart metering infrastructure.

Hybrid and ensemble models ([12], [14], [16]) outperform both individual statistical and neural models by combining their strengths. They are particularly recommended for forecasting under uncertainty, such as changing occupancy patterns or evolving energy profiles after thermal modernization.

Finally, review and meta-analytical studies ([1], [3], [18], [20], [21]) confirm a shift toward hybridization, model stacking, and the integration of digital twins. These trends indicate the growing importance of adaptive, scalable, and self-learning systems for intelligent building energy management.

Conclusions. This review has established that deep learning methods, particularly artificial neural networks such as LSTM, GRU, and their ensembles, currently provide the highest accuracy in forecasting building energy consumption. These models significantly outperform traditional regression techniques in dynamic and post-retrofit contexts, with typical forecast errors reduced to 2–5%. Nevertheless, regression-based models retain value for baseline diagnostics, energy audits, and scenarios requiring interpretability or limited input data.

A key limitation identified in the literature is the challenge of model generalization due to variability in building types, occupancy patterns, and climate zones. Inadequate training data, insufficient integration of physical knowledge into black-box models, and the lack of standardized evaluation frameworks remain persistent obstacles. Furthermore, many models are still calibrated for stable operational conditions and perform poorly when building characteristics change after thermal modernization.

The study highlights the particular promise of hybrid and ensemble approaches—such as ARIMA+LSTM, CNN-ELM, and stacking regressors—which effectively combine trend detection and nonlinear residual learning. These architectures demonstrated superior accuracy and adaptability across comparative benchmarks. Of special interest are digital twins, which enable real-time energy optimization based on synchronized virtual-physical models. Their integration into building energy management systems represents a strategic direction for increasing operational efficiency.

Future research should focus on the development of transferable hybrid models that can accommodate structural, behavioral, and climatic changes in energy profiles. Special attention should be given to domain-informed model training, scalable deployment frameworks, and the use of synthetic or augmented data to mitigate dataset limitations. Expanding the application of digital twin technologies in post-retrofit building stock, particularly in emerging economies such as Ukraine, is a priority area for both academic investigation and policy support.

References

1. Q. Yin, C. Han, A. Li, X. Liu, and Y. Liu, "A review of research on building energy consumption prediction models based on artificial neural networks," *Sustainability*, vol. 16, no. 17, Art. 7805, 2024, doi: 10.3390/su16177805.
2. I. Y. Bilous, *Mathematical models for improving energy efficiency in a building as an energy system*, Ph.D. dissertation, NTUU "KPI", Kyiv, 2018. [Online]. Available: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/ad5e80c1-9ff0-4e42-b477-b2c4fb0ba14f/content>
3. H. Liu, J. Liang, Y. Liu, and H. Wu, "A review of data-driven building energy prediction," *Buildings*, vol. 13, no. 2, Art. 532, 2023, doi: 10.3390/buildings13020532.
4. M. R. Braun, H. Altan, and S. B. M. Beck, "Using regression analysis to predict the future energy consumption of a supermarket in the UK," *Applied Energy*, vol. 130, pp. 305–313, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.05.062.
5. I. Korolija, Y. Zhang, Lj. Marjanovic-Halburd, and V. I. Hanby, "Regression models for predicting UK office building energy consumption from heating and cooling demands," *Energy and Buildings*, vol. 59, pp. 214–227, 2013, doi: 10.1016/j.enbuild.2012.12.005.
6. S. ShamsAmiri, M. Mottahedi, and S. Asadi, "Using multiple regression analysis to develop energy consumption indicators for commercial buildings in the U.S.," *Energy and Buildings*, vol. 109, pp. 209–216, 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.09.067.

7. Z. Zhang, C. Deb, S.-E. Lee, J. Yang, and K. W. Shah, "Time series forecasting for building energy consumption using weighted support vector regression with differential evolution optimization," *Energy and Buildings*, vol. 126, pp. 94–103, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.05.028.
8. S. R. Mohandes, X. Zhang, and A. Mahdiyar, "A comprehensive review on the application of artificial neural networks in building energy analysis," *Neurocomputing*, vol. 340, pp. 55–75, 2019, doi: 10.1016/j.neucom.2019.02.020.
9. K. Sun, Z. Dou, B. Zhang, and H. Zou, "Short-term load forecasting model of ameliorated CNN based on adaptive mutation fruit fly optimization algorithm," *Electric Power Components and Systems*, vol. 50, no. 19–20, pp. 1836–1848, 2022, doi: 10.1080/15325008.2022.2135051.
10. B. Carrera, S. Peyrard, and K. Kim, "Meta-regression framework for energy consumption prediction in a smart city: A case study of Songdo in South Korea," *Sustainable Cities and Society*, vol. 72, Art. 103025, 2021, doi: 10.1016/j.scs.2021.103025.
11. B. Carrera and K. Kim, "A regression framework for energy consumption in smart cities with encoder-decoder recurrent neural networks," *Energies*, vol. 16, no. 22, Art. 7508, 2023, doi: 10.3390/en16227508.
12. A. A. Pierre, S. A. Akim, A. K. Semenyio, and B. Babiga, "Peak electrical energy consumption prediction by ARIMA, LSTM, GRU, ARIMA-LSTM and ARIMA-GRU approaches," *Energies*, vol. 16, no. 12, Art. 4739, 2023, doi: 10.3390/en16124739.
13. D. So, J. Oh, I. Jeon, J. Moon, M. Lee, and S. Rho, "BiGTA-Net: A hybrid deep learning-based electrical energy forecasting model for building energy management systems," *Systems*, vol. 11, no. 9, Art. 456, 2023, doi: 10.3390/systems11090456.
14. M. Anan, K. Kanaan, D. Benhaddou, and N. Nasser, "Occupant-aware energy consumption prediction in smart buildings using an LSTM model and time series data," *Energies*, vol. 17, no. 24, Art. 6451, 2024, doi: 10.3390/en17246451.
15. R. Evans and J. Gao, "DeepMind AI reduces Google data center cooling bill by 40%," *Google DeepMind Blog*, Jul. 20, 2016. [Online]. Available: <https://deepmind.google/discover/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centre-cooling-bill-by-40/>
16. B. Arsecularatne, N. Rodrigo, and R. Chang, "Digital twins for reducing energy consumption in buildings: A review," *Sustainability*, vol. 16, no. 21, Art. 9275, 2024, doi: 10.3390/su16219275.
17. S. S. MdRamli, M. N. Ibrahim, A. Mohamad, K. Daud, A. M. S. Omar, and N. D. Ahmad, "Review of artificial neural network approaches for predicting building energy consumption," in *Proc. 3rd IEEE Int. Conf. on Power Engineering Applications (ICPEA)*, Putrajaya, Malaysia, Oct. 2023, pp. 212–217, doi: 10.1109/ICPEA53757.2023.10157696.
18. C. Lu, T. Hong, and L. Yang, "Open issues and challenges in applying artificial neural networks to building energy prediction," *Building Simulation (Proc. IBPSA)*, vol. 16, pp. 1182–1189, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.26868/25222708.2019.210250>
19. Y. Nam, Y. Hwangbo, and J. Yoo, "A hybrid forecasting model using LSTM and Prophet for energy consumption of buildings," *Energy and Buildings*, vol. 208, Art. 109675, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109675.
20. C. Fan, F. Xiao, C. Madsen, K. Wang, and S. J. Zuo, "Accuracy analyses and model comparison of machine learning methods for building energy consumption prediction," *Energy Exploration & Exploitation*, vol. 37, no. 4, pp. 1246–1271, 2019, doi: 10.1177/0144598719835590.
21. T. Ahmad, H. Chen, M. A. Butt, B. A. Bawazir, and S. Sreeraj, "A review on machine learning forecasting techniques for building energy consumption," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 128, Art. 109899, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109899.
22. V. I. Deshko, "Parametric analysis of external and internal factors influencing building energy performance using non-linear multivariate regression models," *Journal of Building Engineering*, vol. 20, pp. 327–336, 2018, doi: 10.1016/j.job.2018.07.021.

О.О. Левицький¹, аспірант, ORCID 0009-0009-0386-318X
В.І. Дешко¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-8218-3933
¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

СУЧАСНІ МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ БУДІВЕЛЬ

Актуальність дослідження зумовлено зростаючою потребою підвищення енергоефективності будівель шляхом термомодернізації, а також необхідністю у точних інструментах прогнозування, що дозволяють здійснювати ефективне управління енергоспоживанням. В умовах змін клімату та зростання вартості енергоресурсів вибір оптимальних моделей прогнозування набуває стратегічного значення для житлово-комунального господарства та об'єктів міської інфраструктури.

Метою дослідження є обґрунтування сучасних підходів до прогнозування енергоспоживання будівель з урахуванням заходів термомодернізації на основі аналізу регресійних, нейронних і гібридних моделей з метою виявлення їхніх переваг, обмежень та практичної ефективності.

Методологія. Проведено порівняльний аналіз результатів актуальних досліджень, що застосовують статистичні, нейромережеві та комбіновані моделі прогнозування. Оцінено точність, масштабованість, гнучкість моделей, а також їх здатність адаптуватися до змін після термомодернізації. Особливу увагу приділено архітектурам глибокого навчання (LSTM, GRU), гібридним комбінаціям (ARIMA+LSTM, CNN+ELM) та технології цифрових двійників.

Результати. Установлено, що найвищу точність прогнозування забезпечують нейромережеві моделі, зокрема глибокі архітектури та ансамблі. Виявлено, що середня абсолютна похибка у таких підходах не перевищує 3–5%. Регресійні методи, попри нижчу точність, залишаються актуальними для базової оцінки впливу кліматичних факторів. Доведено ефективність гібридних підходів, що комбінують трендову компоненту зі здатністю нейронних мереж описувати залишкову нелінійність. Виявлено перспективність цифрових двійників як інструменту прогнозно-керованої енергетики.

Висновки. Доведено, що ефективне прогнозування енергоспоживання можливе лише за умови врахування змін, зумовлених термомодернізацією, та застосування гнучких моделей, здатних адаптуватися до нових умов експлуатації будівель. Визначено, що інтеграція методів штучного інтелекту з фізичними моделями та цифровими двійниками підвищує точність і корисність прогнозів для практичного енергоменеджменту.

Перспективи подальших досліджень. Доцільним є розвиток методів комбінованого моделювання з урахуванням поведінкових чинників споживання, а також розширення емпіричної бази для оцінювання ефективності цифрових двійників у контексті модернізованих будівель різного призначення.

Ключові слова: енергоефективність будівель, прогнозні моделі, термомодернізація, глибоке навчання, цифрові двійники, системи управління енергоспоживанням.

Список використаної літератури

1. Yin Q., Han C., Li A., Liu X., Liu Y. A review of research on building energy consumption prediction models based on artificial neural networks. *Sustainability*. 2024. Vol. 16, № 17. Art. 7805. DOI: <https://doi.org/10.3390/su16177805>.
2. Білус І.Ю. Оцінювання енергоефективності будівлі в умовах динамічної зміни характеристик середовища. Кваліфікаційна робота на здобуття ступеня доктора філософії. НТУУ «КПІ». Київ, 2018. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/ad5e80c1-9ff0-4e42-b477-b2c4fb0ba14f/content> (дата звернення: 01.07.2025).
3. Liu H., Liang J., Liu Y., Wu H. A review of data-driven building energy prediction. *Buildings*. 2023. Vol. 13, № 2. Art. 532. DOI: <https://doi.org/10.3390/buildings13020532>.
4. Braun M.R., Altan H., Beck S.B.M. Using regression analysis to predict the future energy consumption of a supermarket in the UK. *Applied Energy*. 2014. Vol. 130, № 1. P. 305–313. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.062>.
5. Korolija I., Zhang Y., Marjanovic-Halburd L.J., Hanby V.I. Regression models for predicting UK office building energy consumption from heating and cooling demands. *Energy and Buildings*. 2013. Vol. 59, № 1. P. 214–227. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.12.005>.
6. ShamsAmiri S., Mottahedi M., Asadi S. Using multiple regression analysis to develop energy consumption indicators for commercial buildings in the U.S. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 109, № 1. P. 209–216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.09.067>.

7. Zhang Z., Deb C., Lee S.-E., Yang J., Shah K.W. Time series forecasting for building energy consumption using weighted Support Vector Regression with differentialevolution optimization. *Energy and Buildings*. 2016. Vol. 126, № 1. P. 94–103. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.028>.
8. Mohandes S.R., Zhang X., Mahdiyar A. A comprehensive review on the application of artificial neural networks in building energy analysis. *Neurocomputing*. 2019. Vol. 340, № 1. P. 55–75. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2019.02.020>.
9. Sun K., Dou Z., Zhang B., Zou H. Short-term load forecasting model of ameliorated CNN based on adaptive mutation fruitfly optimization algorithm. *Electric Power Components and Systems*. 2022. Vol. 50, № 19-20. P. 1836–1848. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2022.2135051>.
10. Carrera B., Peyrard S., Kim K. Meta-regression framework for energy consumption prediction in a smart city: a case study of Songdo in South Korea. *Sustainable Cities and Society*. 2021. Vol. 72, № 1. Art. 103025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103025>.
11. Carrera B., Kim K. A regression framework for energy consumption in smart cities with encoder-decoder recurrent neural networks. *Energies*. 2023. Vol. 16, № 22. Art. 7508. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16227508>.
12. Pierre A.A., Akim S.A., Semenyo A.K., Babiga B. Peak electrical energy consumption prediction by ARIMA, LSTM, GRU, ARIMA-LSTM and ARIMA-GRU approaches. *Energies*. 2023. Vol. 16, № 12. Art. 4739. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16124739>.
13. So D., Oh J., Jeon I., Moon J., Lee M., Rho S. BiGTA-Net: a hybrid deep learning-based electrical energy forecasting model for building energy management systems. *Systems*. 2023. Vol. 11, № 9. Art. 456. DOI: <https://doi.org/10.3390/systems11090456>.
14. Anan M., Kanaan K., Benhaddou D., Nasser N. Occupant-aware energy consumption prediction in smart buildings using an LSTM model and time series data. *Energies*. 2024. Vol. 17, № 24. Art. 6451. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17246451>.
15. Evans R., Gao J. DeepMind AI reduces Google data center cooling bill by 40%. *Google DeepMind Blog*. 2016. URL: <https://deepmind.google/discover/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centre-cooling-bill-by-40/> (date of access: 01.07.2025).
16. Arsecularatne B., Rodrigo N., Chang R. Digital twins for reducing energy consumption in buildings: a review. *Sustainability*. 2024. Vol. 16, № 21. Art. 9275. DOI: <https://doi.org/10.3390/su16219275>.
17. MdRamli S.S., Ibrahim M.N., Mohamad A., Daud K., Omar A.M.S., Ahmad N.D. Review of artificial neural network approaches for predicting building energy consumption. *Proc. 3rd IEEE Int. Conf. on Power Engineering Applications (ICPEA)*. 2023. P. 212–217. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICPEA53757.2023.10157696>.
18. Lu C., Hong T., Yang L. Open issues and challenges in applying artificial neural networks to building energy prediction. *Building Simulation (Proc. IBPSA)*. 2019. Vol. 16, № 1. P. 1182–1189. DOI: <https://doi.org/10.26868/25222708.2019.210250>.
19. Nam Y., Hwangbo Y., Yoo J. A hybrid forecasting model using LSTM and Prophet for energy consumption of buildings. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 208, № 1. Art. 109675. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.109675>.
20. Fan C., Xiao F., Madsen C., Wang K., Zuo S.J. Accuracy analyses and model comparison of machine learning methods for building energy consumption prediction. *Energy Exploration & Exploitation*. 2019. Vol. 37, № 4. P. 1246–1271. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598719835590>.
21. Ahmad T., Chen H., Butt M.A., Bawazir B.A., Sreeraj S. A review on machine learning forecasting techniques for building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 128, № 1. Art. 109899. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109899>.
22. Deshko V.I. Parametric analysis of external and internal factors influencing building energy performance using non-linear multivariate regression models. *Journal of Building Engineering*. 2018. Vol. 19, № 1. P. 332–341. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jobee.2018.07.021>.

Надійшла: 08.07.2025

Received: 08.07.2025

В.Ю. Лободзинський¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-1167-824XМ.П. Бурик¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-7114-1084В.В. Михайленко¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-0973-4612А.В. Петрученко¹, асистент, ORCID 0000-0003-1661-0455Є.Д. Кримус¹, студент, ORCID 0009-0003-0339-6725¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У ТРИФАЗНИХ КОЛАХ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ПАРАМЕТРАМИ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНИМИ ЗВ'ЯЗКАМИ

Проблематика. У статті розглядається актуальна проблема аналізу перехідних процесів у високовольтних кабельних лініях електропередачі з розподіленими параметрами. Зі збільшенням робочої напруги та протяжності таких ліній зростає важливість точного розрахунку та обмеження комутаційних перенапруг, що є критичним для забезпечення надійності та стабільності енергосистеми. Традиційні методи розрахунку часто виявляються недостатньо ефективними для складних систем з урахуванням взаємної індукції та розподілених параметрів, що зумовлює необхідність застосування сучасних комп'ютерних технологій та чисельних методів. **Мета дослідження.** Метою даної роботи є оцінка ступеня загасання хвиль під час їх поширення в кабельних лініях електропередачі для вирішення задач обмеження грозових і комутаційних перенапруг. Дослідження проводиться на прикладі поширення прямокутного імпульсу напруги, що дозволяє змодельовати вплив перехідних процесів, викликаних комутаціями та аварійними режимами, на кабельну лінію. **Методика реалізації.** Для аналізу поширення імпульсу напруги в кабельній лінії застосовано математичне моделювання на основі диференціальних рівнянь. Розв'язання рівнянь здійснюється з використанням частотного методу та чисельних методів, зокрема чисельного інтегрування. Розглядається двоканальна система (α - та 0 -канали) для симетричної кабельної лінії, що дозволяє дослідити вплив частоти на характеристики поширення хвиль. **Результати дослідження.** Результати моделювання показують залежність швидкості поширення та коефіцієнтів загасання хвиль від частоти. Аналіз форми імпульсів після проходження певної відстані по лінії виявляє схожість спотворень в α - та 0 -каналах. Це свідчить про відносно малий взаємний вплив між фазами, що пояснюється близькістю розташування зворотного провідника (землі) до струмопровідних жил кабелю. **Висновки.** Проведене дослідження підтверджує можливість спрощеного аналізу перенапруг на ізоляції провідник-екран без урахування взаємодії між фазами кабельної лінії. Однак, аналіз перенапруг на ізоляції екран-земля вимагає врахування взаємного впливу процесів у фазних колах екран-земля. Отримані результати є важливими для розробки ефективних методів захисту від перенапруг та забезпечення надійної експлуатації високовольтних кабельних ліній.

Ключові слова: математична модель, хвильові процеси, перехідні електромагнітні процеси, кабельна лінія, імпульс перенапруги.

Вступ. Ключову роль серед різноманітних електричних кіл з розподіленими характеристиками відіграють трифазні системи, де параметри розподілені вздовж лінії. Прикладом таких систем є високовольтні кабельні лінії передачі електроенергії. Саме процеси, що відбуваються в усталеному та перехідному режимах у цих колах, є визначальними для надійності та стабільності функціонування енергетичної системи.

У науково-технічній літературі значна увага приділяється як теоретичному дослідженню, так і інженерним підходам до розрахунку електромагнітних перехідних процесів у електричних колах, параметри яких розподілені вздовж лінії.

Проте врахування розподілених параметрів та впливу взаємної індукції між однофазними кабелями, що складають трифазну лінію, ускладнює досліджувану схему. Це призводить до підвищених вимог щодо точності та швидкості обчислень, а також до складної природи самих процесів, що зумовлює необхідність подальшого розвитку методів їхнього аналізу.

Застосування класичної електротехніки та точних аналітичних методів для розрахунку перехідних процесів у складних електричних колах стає все більш складним завданням. Відомі наближені аналітичні методи часто мають обмежену сферу застосування та не можуть охопити широке коло задач, пов'язаних з вивченням та аналізом електромагнітних перехідних явищ.

Найбільш перспективними для дослідження та аналізу в таких випадках є методи, які повністю орієнтовані на використання комп'ютерних технологій. Такі методи є універсальними щодо типів елементів та складності електричних схем, а також типу високовольтних кабельних ліній, і дозволяють

отримувати графічні представлення струмів та напруг для їх подальшого розрахунку та дослідження в часовій області.

При числовому дослідженні електромагнітних перехідних процесів у кабельних лініях основною математичною моделлю слугують диференціальні рівняння. Існують загальні алгоритми для формування цих рівнянь, які можуть бути використані з різними чисельними методами та їх подальшими розв'язками.

Однак ці алгоритми є досить складними, особливо за наявності в колі взаємно індуктивних зв'язків. Вони вимагають виконання значного обсягу математичних перетворень, а також додаткової логічної обробки вхідних даних та отриманих результатів.

Розрахунок та аналіз електромагнітних перехідних процесів у трифазних електричних колах з розподіленими параметрами, зокрема в кабельних лініях електропередачі, що виникають під час комутації або аварійних ситуацій, як правило, зводяться до вивчення хвильових процесів у них [1-6]. Для підвищення точності обчислень та отримання не лише якісних, але й кількісних результатів, традиційні схеми заміщення ліній із зосередженими елементами часто замінюють ланцюговими схемами або моделями з розподіленими параметрами [7-10].

Мета та завдання. Для вирішення завдань обмеження грозових та комутаційних перенапруг у типових схемах застосування високовольтних кабельних ліній необхідно оцінити ступінь загасання хвилі під час їх пробігу кабельною лінією. Це завдання зручно розглядати на прикладі поширення прямокутного імпульсу напруги в кабельній лінії електропередачі.

Матеріали і результати досліджень. Зі зростанням робочої напруги та протяжності високовольтних кабельних ліній (КЛ) питання обмеження комутаційних перенапруг стає дедалі важливішим. У практиці проектування та наукових дослідженнях виникає потреба у більш точних розрахунках перенапруг та визначенні оптимальних умов для їх мінімізації.

Трифазна кабельна лінія являє собою систему з трьох однофазних кабелів. Її первинні поздовжні параметри, такі як власні та взаємні індуктивності, а також активні опори, залежать від частоти через проникнення електромагнітного поля в провідні елементи (жили, екрани та землю). Відповідно, частота впливає і на хвильові характеристики КЛ, включаючи хвильовий опір, довжину хвилі та коефіцієнт загасання.

Моделювання хвильових процесів в однорідних кабельних лініях може здійснюватися за допомогою аналітичних методів із використанням різноманітних математичних перетворень та функцій. У випадку неоднорідної лінії, яка містить ділянку з пошкодженою ізоляцією, що характеризується параметрами, відмінними від неушкоджених частин, найбільш універсальним підходом до аналізу хвильових процесів є чисельне розв'язання системи хвильових рівнянь із застосуванням методу кінцевих елементів або кінцевих різниць.

Для вирішення задач, пов'язаних з обмеженням комутаційних перенапруг у типових схемах використання високовольтних кабельних ліній, необхідно оцінити ступінь згасання хвилі під час їхнього поширення по лінії електропередачі. Цю задачу зручно розглянути на прикладі проходження прямокутного імпульсу напруги через кабельну лінію [11].

Проаналізуємо поширення імпульсу напруги в симетричній КЛ на прикладі двоканальної системи: α -, 0-каналів. Розрахункова схема наведена на рис. 1.

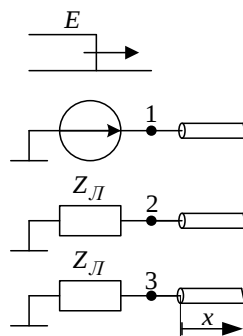


Рисунок 1 – Розрахункова схема при дослідженні процесу поширення прямокутного імпульсу по кабельній лінії

Ступінь загасання хвилі під час їхнього пробігу кабельною лінією досліджувався на прикладі поширення прямокутного імпульсу напруги. Поява такого імпульсу можлива на одній із фаз кабельної лінії внаслідок короткого замикання (КЗ) в енергосистемі. Якщо КЗ відбувається в момент досягнення робочою напругою максимального значення, то за умови невеликої тривалості розглядуваних процесів та малої довжини лінії, амплітуду хвилі протягом усього процесу можна вважати практично незмінною.

Рівняння кабельної лінії нескінченної довжини, записані щодо α -, 0 - складових, мають вигляд

$$\begin{cases} \frac{d\dot{U}_\alpha(x)}{dx^2} = \gamma_1^2 \dot{U}_\alpha(x), \frac{d^2 \dot{I}_\alpha(x)}{dx^2} = \gamma_1^2 \dot{I}_\alpha(x) \\ \frac{d\dot{U}_0(x)}{dx^2} = \gamma_0^2 \dot{U}_0(x), \frac{d^2 \dot{I}_0(x)}{dx^2} = \gamma_0^2 \dot{I}_0(x) \end{cases} \quad (1)$$

Рішення для рівнянь (1) будуть

$$\begin{cases} \dot{U}_\alpha(x) = A_\alpha e^{-\gamma_1 x}, Z_\alpha \dot{I}_\alpha(x) = A_\alpha e^{-\gamma_1 x} \\ \dot{U}_0(x) = A_0 e^{-\gamma_0 x}, Z_0 \dot{I}_0(x) = A_0 e^{-\gamma_0 x} \end{cases}$$

Граничні умови, згідно рис. 1, при неврахування взаємного зв'язку між фазами високовольтної кабельної лінії записані наступним чином:

$$\dot{U}_1(0) = \frac{E}{p}; \dot{I}_2(0) = \frac{-\dot{U}_2(0)}{Z_\Pi}; \dot{I}_3(0) = \frac{-\dot{U}_3(0)}{Z_\Pi}$$

або

$$A_\alpha + A_0 = \frac{E}{p}; A_0 - \frac{A_\alpha}{2} = -Z_\Pi \left(\frac{A_0}{Z_0} - \frac{A_\alpha}{2Z_\alpha} \right).$$

Отже,

$$A_\alpha = \frac{E}{p} \left[\frac{1 + Z_\Pi / Z_0}{1,5 + Z_\Pi / Z_\alpha + Z_\Pi / Z_0} \right]; A_0 = \frac{E}{2p} \left[\frac{1 + Z_\Pi / Z_\alpha}{1,5 + Z_\Pi / 2Z_\alpha + Z_\Pi / Z_0} \right].$$

Первинні повздовжні параметри кабельної лінії (власні та взаємні індуктивності та активні опори) із-за проникнення електромагнітного поля у провідне середовище (струмопровідна жила, екран та земля) є частотозалежні. Тому від частоти також будуть залежати хвильові параметри кабельної лінії. Хвильовий опір каналів кабельної лінії залежить від частоти, тому отримані постійні інтегрування будуть також частотозалежними. За допомогою частотного методу визначалися оригінали, що відповідають $\dot{U}_\alpha(x)$ та $\dot{U}_0(x)$

$$\begin{aligned} u_i(x, t) &= \frac{2}{\pi} \int_0^\infty R_i(x, \omega) \frac{\sin t\omega}{\omega} d\omega = \\ &= \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \operatorname{Re} \left[A_i(j\omega) e^{-\gamma_i(j\omega)x} \right] \frac{\sin t\omega}{\omega} d\omega = \\ &= \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \operatorname{Re} \left[A_i(j\omega) e^{[-\alpha(\omega) + j\beta(\omega)]x} \right] \frac{\sin t\omega}{\omega} d\omega = \\ &= \frac{2}{\pi} \int_0^\infty |A_i(j\omega)| e^{-\alpha_i(\omega)x} \cos[\arg A_i(j\omega) - \beta_i(\omega)x] \frac{\sin t\omega}{\omega} d\omega, \quad i = \alpha, 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Залежності діючих частин постійних поширення α_i і швидкості поширення $v_i = \omega / \beta_i(\omega)$ хвилі α_i та 0- каналів від частоти показані на рис. 2. Тут показані залежності швидкостей поширення хвиль (пунктирна лінія) та коефіцієнт згасання загасання (суцільні лінії) α -каналі та 0-каналі кабельної лінії 330 кВ трифазного виконання.

Обчислення інтегралу (2) виконувалось у прикладному пакеті MathCad за допомогою чисельного інтегрування Філона. На рис. 3,а наведені форми імпульсів після пробігу хвилі 5 і 50 км по α - та 0-каналах кабельної лінії при впливі прямокутних одиничних хвиль. На рис. 3,б показані форми імпульсів напруги на фазах у схемі рис. 1. Із рисунку видно, що характер спотворення хвиль α - складової і 0-складової каналів кабелю заданої конструкції приблизно однакові. Це пояснюється незначним взаємним впливом між фазами, що зумовлено близьким розташуванням зворотного провідника (землі) до струмопровідних жил кабелю.

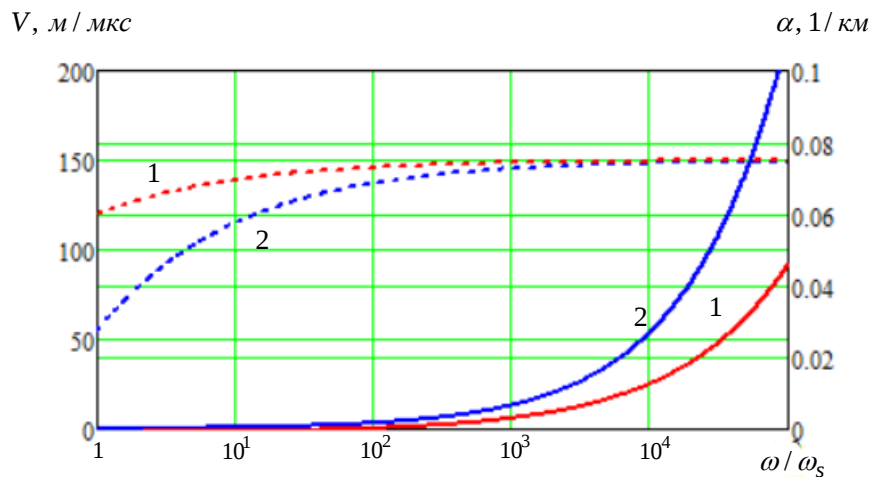


Рисунок 2 – Залежність швидкостей поширення хвиль (пунктирні лінії) і коефіцієнтів загасання (суцільні лінії) в α -каналі (1) та θ -каналі (2) у кабельній лінії 330 кВ трифазного виконання

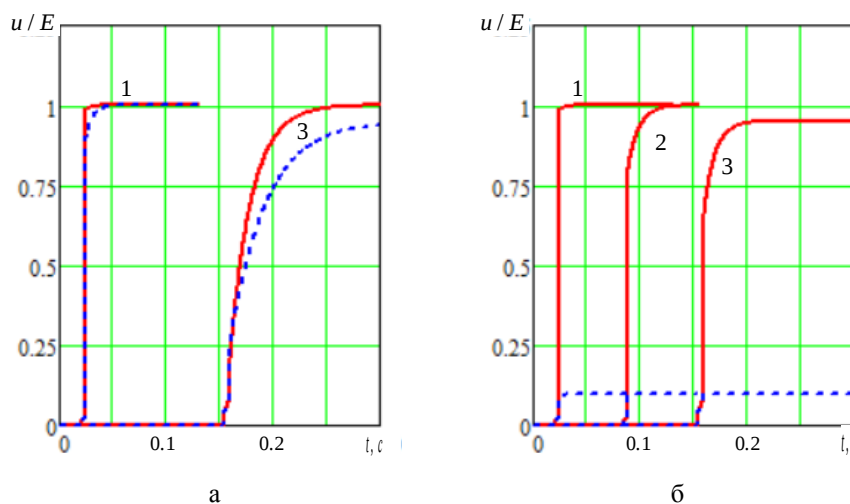


Рисунок 3 – Поширення прямокутного імпульсу по КЛ
 а – поширення α -складової (суцільні лінії) і θ -складової (пунктирні лінії);
 б – поширення імпульсу по фазах кабельної лінії (суцільні лінії – по фазі 1;
 пунктирні – по фазах 2 і 3);
 1 - $x = 5$ км; 2 - $x = 25$ км; 3 - $x = 50$ км.

Висновок. Проведений аналіз залежності характеристик хвильових каналів від частоти показує, що при наближеному розгляді дослідження грозових перенапруг, що виникають між жилою та екраном ізоляції, може здійснюватися без урахування взаємодії між фазами кабельної лінії. Водночас, аналіз перенапруг, що діють на ізоляцію між екраном та землею, вимагає обліку взаємного впливу процесів, що відбуваються в фазних контурах екран-земля. Результати розрахунків дозволяють зробити висновок, що вивчення грозових перенапруг у даній розрахунковій конфігурації для всіх типів кабельних ліній може проводитися в однофазній постановці задачі без значної втрати точності. Це пояснюється відносно низьким рівнем взаємного впливу між фазами кабельної лінії як однофазного, так і трифазного виконання.

Список використаної літератури

1. Haohao C., Jing L., Ping C. Design of fault location algorithm based on online distributed travelling wave for HV power cable // PloS one. – 2024. – Т. 19. – №. 1. – С. 1-41. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0296513>
2. Jameson M. et al. Modelling and simulation of structural dynamics of high-voltage cables // Results in Engineering. – 2025. – Т. 26. – С. 104623. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104623>
3. Li L. et al. Experimental study on underwater cylindrical acoustic wave generated by high-voltage pulse excited cable // IEEE Journal of Oceanic Engineering. – 2024. – Т. 49. – №. 2. – С. 487-495. <https://doi.org/10.1109/JOE.2023.3337908>

4. Bialobrzeski O. et al. Cable line equivalent circuit parameters determination using the instantaneous power components // *Natsionalnyi Hirnychiy Universytet. Naukovyi Visnyk*. – 2024. – №. 2. – С. 96-103. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-2/096>
5. Jiang Z. et al. Active Fault-Locating Scheme for Hybrid Distribution Line Based on Mutation of Aerial-Mode Injected Pulse // *Energies*. – 2024. – Т. 17. – №. 10. – С. 2248. <https://doi.org/10.3390/en17102248>
6. Лободзинський В.Ю., Чибеліс В.І. Аналіз перехідних процесів у трифазних електричних колах з розподіленими параметрами і міжфазними зв'язками на прикладі високовольтної кабельної лінії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*, 2021 №3. С. 64-69. doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251207.
7. Perzyński, Tomasz, Vitaliy Levoniuk, and Radosław Figura. "Transient electromagnetic processes analysis in high voltage transmission lines during two-phase short circuits." *Sensors* 23.1 (2022): 298. <https://doi.org/10.3390/s23010298>
8. Czaban, Andriy, et al. "A mathematical model of an ultrahigh voltage transmission line taking into account overhead ground wires." *Przegląd elektrotechniczny* 98.6 (2022). <https://doi.org/10.15199/48.2022.06.05>
9. Sehed, M. S., et al. "Mathematical model for the management of the wave processes in three-winding transformers with consideration of the main magnetic flux in mining industry." *Journal of Sustainable Mining* 23 (2024). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1402>
10. Zhang, Ru, et al. "Mathematical modeling of EMI spectrum envelope based on switching transient behavior." *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 10.2 (2021): 2497-2515. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2021.3109040>
11. Бойко В.С., Бойко В.В., Видолуб Ю.Ф., Курило І.А., Шеховцов В.І., Шидловська Н.А. Теоретичні основи електротехніки: Підручник: У 3 т. К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2004. – Т. 3. – 244 с.

V. Lobodzinskiy¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-1167-824X

M. Buryk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-7114-1084

V. Mihaylenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-0973-4612

A. Petrushenko¹, Assistant, ORCID 0000-0003-1661-0455

Y. Krymus¹, student, ORCID 0009-0003-0339-6725

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

RESEARCH ON TRANSIENT ELECTROMAGNETIC PROCESSES IN THREE-PHASE CIRCUITS WITH DISTRIBUTED PARAMETERS AND ELECTROMAGNETIC COUPLINGS

Background. The article considers the current challenge in analyzing transient phenomena in high-voltage cable transmission lines with distributed parameters. With an increase in the operating voltage and length of such lines, the importance of accurate calculation and limitation of switching overvoltages increases, which is critical for ensuring the reliability and stability of the power system. Traditional calculation methods are often insufficient for complex systems considering mutual induction and distributed parameters, requiring the use of modern computer technologies and numerical methods. **Objective.** The purpose of this work is to assess wave attenuation during propagation in cable transmission lines to solve the problems of limiting lightning and switching overvoltages. The study is carried out on the example of the propagation of a rectangular voltage pulse, which allows modeling the impact of transients caused by switching and emergency modes on the cable line. **Methods.** Mathematical modeling based on differential equations was used to analyze voltage pulse propagation in a cable line. The equations are solved using the frequency method and numerical methods, in particular, numerical integration techniques. A two-channel system (α - and 0-channels) for a symmetrical cable line is considered to allow for the study of the influence of frequency on the characteristics of wave propagation. **Results.** Modeling results demonstrate the frequency dependence of propagation velocity and wave attenuation coefficients. Analysis of the pulse shape after passing a certain distance along the line reveals the similarity of distortions in the α - and 0-channels. This indicates a relatively small mutual influence between the phases, explained by the proximity of the return conductor (ground) to the current-carrying conductors of the cable. **Conclusions.** This study confirms the possibility of simplified analysis of overvoltages on the conductor-shield insulation without considering the interaction between the phases of the cable transmission lines. However, the analysis of overvoltages on the shield-ground insulation requires taking into account the mutual influence of processes in the shield-ground phase circuits. These results are important for developing effective methods of protection against overvoltages and ensuring reliable operation of high-voltage cable transmission lines.

Keywords: mathematical model, wave processes, transient electromagnetic processes, cable line, surge impulse.

References

1. Haohao C., Jing L., Ping C. Design of fault location algorithm based on online distributed travelling wave for HV power cable // PLoS one. – 2024. – T. 19. – №. 1. – C. 1-41. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0296513>
2. Jameson M. et al. Modelling and simulation of structural dynamics of high-voltage cables // Results in Engineering. – 2025. – T. 26. – C. 104623. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104623>
3. Li L. et al. Experimental study on underwater cylindrical acoustic wave generated by high-voltage pulse excited cable // IEEE Journal of Oceanic Engineering. – 2024. – T. 49. – №. 2. – C. 487-495. <https://doi.org/10.1109/JOE.2023.3337908>
4. Bialobrzheskyi O. et al. Cable line equivalent circuit parameters determination using the instantaneous power components // Natsional'nyi Hirnychiy Universytet. Naukovyi Visnyk. – 2024. – №. 2. – C. 96-103. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-2/096>
5. Jiang Z. et al. Active Fault-Locating Scheme for Hybrid Distribution Line Based on Mutation of Aerial-Mode Injected Pulse // Energies. – 2024. – T. 17. – №. 10. – C. 2248. <https://doi.org/10.3390/en17102248>
6. Lobodzinsky V.Y., Chibelis V.I., Analysis of transients in three-phase electrical circuits with distributed parameters and interphase connections on the example of a high-voltage cable line. Energy: economics, technology, ecology, 2021, №3. p. 64-69. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251207>
7. Perzyński, Tomasz, Vitaliy Levoniuk, and Radosław Figura. "Transient electromagnetic processes analysis in high voltage transmission lines during two-phase short circuits." Sensors 23.1 (2022): 298. <https://doi.org/10.3390/s23010298>
8. Czaban, Andriy, et al. "A mathematical model of an ultrahigh voltage transmission line taking into account overhead ground wires." Przegląd elektrotechniczny 98.6 (2022). <https://doi.org/10.15199/48.2022.06.05>
9. Sehed, M. S., et al. "Mathematical model for the management of the wave processes in three-winding transformers with consideration of the main magnetic flux in mining industry." Journal of Sustainable Mining 23 (2024). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1402>
10. Zhang, Ru, et al. "Mathematical modeling of EMI spectrum envelope based on switching transient behavior." IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics 10.2 (2021): 2497-2515. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2021.3109040>
11. Boiko V.S., Boiko V.V., Vydoliub Yu.F., Kurylo I.A., Shekhovtsov V.I., Shydlovska N.A. Theoretical foundations of electrical engineering: Textbook in 3 vol. Kyiv, Vydavnytstvo «Politekhnik», 2004. – Vol. 3. – 244 p.

Надійшла: 08.05.2025
Received: 08.05.2025

ОГЛЯД МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ВІДКЛАДЕНЬ ОЖЕЛЕДІ НА ПРОВОДАХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

В статті представлено огляд сучасних методів моніторингу відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі. Актуальність теми обумовлена впливом кліматичних змін на надійність та безпеку енергетичної інфраструктури, особливо в умовах зростаючої частоти екстремальних погодних явищ. Особливу увагу приділено аналізу різних підходів до діагностики відкладень ожеледі, які класифікуються за принципами дії первинних сенсорів: прямі (механічні, електромагнітні, оптичні, акустичні) та непрямі (за зміною провисання проводу, температури, геометрії). Розглянуто як традиційні, так і інтелектуальні методи, що базуються на машинному навчанні, комп'ютерному зорі, супутниковому зондуванні, GPS та технологіях Інтернету речей. Представлено переваги, недоліки та можливості поєднання різних методів у гібридних системах моніторингу. Особливо акцентовано на важливості інтеграції метеорологічних, оптичних та тензометричних даних задля покращення точності діагностики та прогнозування. У підсумку подано порівняльну таблицю характеристик методів, яка дозволяє обґрунтовано обрати відповідну технологію для конкретних умов експлуатації.

Ключові слова: повітряна лінія електропередачі, траса повітряної лінії, енергетична безпека, кліматичні навантаження, відкладення ожеледі, моніторинг відкладень ожеледі, провисання проводів.

Вступ. Необхідність врахування кліматичних навантажень та впливів безпосередньо пов'язана з утриманням та розвитком інфраструктури енергетичної галузі та забезпеченням енергетичної безпеки, а вразливість енергетичного комплексу до кліматичних проявів, своєю чергою, обумовлена значною кількістю інфраструктури, яка піддається впливу метеорологічних факторів. Об'єкти, що забезпечують транспорт електроенергії – лінії електропередачі є найбільш вразливим і пошкодженим елементом електроенергетичного комплексу в силу своєї територіальної розосередженості та сприйнятливості до кліматичних факторів.

На початку 2012 року Міжурядова група експертів зі зміни клімату (МГЕЗК), створена в рамках Програми ООН з навколишнього середовища (ЮНЕП), підготувала спеціальну доповідь «Керівні принципи управління ризиками, пов'язаними з важкими кліматичними умовами та зміною клімату щодо повітряних ліній». Ключовим моментом цього звіту є підтвердження ризику збільшення кількості відключень та зниження надійності ліній електропередач під впливом екстремальних кліматичних факторів [1].

Багато дослідників прогнозують більш інтенсивні та частіші кліматичні небезпеки в майбутньому [2, 3, 4, 5], тоді як подібні явища у минулому показують серйозні пошкодження мереж ліній електропередач [6, 7, 8]. Хоча багато досліджень оцінюють вплив зміни клімату на різні інфраструктури та енергетичні сектори якісно [2, 9, 10, 11, 12], дуже мало досліджень надають кількісні оцінки впливу зміни клімату на надійність конструкцій, особливо ліній електропередачі та системи розподілу [13, 14]. Ці дослідження, в основному, зосереджені на впливі зміни клімату на надійність окремих конструкцій або окремих компонентів лінії електропередачі. Результати, представлені в роботі [15] свідчать про важливість врахування погодних умов під час оцінювання ризику відмови енергосистеми, а також на те, що існує довгострокова рівноважна залежність між споживанням енергії та кліматичними змінами. Хоча результати причинно-наслідкових зв'язків неоднозначні для регіонів, все ж існує певна систематична закономірність. Це дослідження показує односпрямований причинно-наслідковий зв'язок між споживанням електроенергії та кліматичними факторами у вибраному регіоні світу.

Згідно з [16] досвід експлуатації ліній електропередач свідчить, що одна з основних причин руйнування конструкцій – сильний вітер та відкладення ожеледі. Наявні на даний момент дані свідчать про те, що інтенсивність і частота екстремальних кліматичних явищ, таких як урагани та крижані шторми, збільшуватиметься в майбутньому із зростанням глобальної температури. Збільшення середнього значення екстремальної швидкості вітру на 20% може знизити індекс надійності системи більш ніж на 30%. Зміна на 20% середнього значення екстремальної товщини відкладень ожеледі може знизити індекс надійності системи більш ніж на 17%. Збільшення на 20% середнього значення екстремальної річної швидкості вітру і екстремальної річної товщини відкладень ожеледі приблизно відповідає поточним кліматичним умовам у найбільш небезпечних місцях регіонів поблизу місця розташування ліній. Цей ефект ще більш значний, коли збільшення швидкості вітру та товщини відкладень ожеледі відбувається

одночасно через прикладене вітрове навантаження на компоненти, вкриті льодом. Іншими словами, зміна клімату, як прогнозують багато дослідників, може значно знизити надійність існуючих систем ліній електропередач.

Ожеледь на лініях електропередачі може призвести до порушення безпеки та надійності електромережі. Тривале обледеніння викликає збій електроенергії та руйнування опор. Оскільки лінії електропередач здебільшого повітряні та можуть зазнати прямого впливу обмерзання, то це одна з головних проблем, з якою стикаються електророзподільні компанії в холодних регіонах. Коли наростання льоду перевищує безпечну межу, то проводяться дії з видалення льоду. Існує безліч методів видалення льоду, які використовуються в різних частинах світу, проте це один із найскладніших і небезпечних процесів. Якщо виявлено несправність, яка виникла через обледеніння або під час поточного технічного обслуговування, необхідно вжити особливої обережності, щоб забезпечити безпеку персоналу під час виконання розморожування ліній [17].

Актуальність проблеми своєчасного отримання інформації про відкладення ожеледі на проводах ліній електропередач може допомогти уникнути багатьох проблем пов'язаних з передачею електричної енергії. Обледеніння знижує якість передачі електричної енергії. При проходженні електричного струму по лініях, які вкриті ожеледдю, виникає іскріння, яке призводить до підвищеного зносу проводу. Також з'явлення ожеледі порушує правильну форму перерізу проводів і у сукупності з впливом вітру невеликої швидкості (6–10 м/с), направленою під кутом близьким до 90° по відношенню до проводів, призводить до коливань, які викликають порушення роботи лінії, ураження проводів та іншого обладнання [17].

За останні десятиліття в Північній Америці відбулося кілька масштабних відключень електроенергії та аварій з розривом мережі, спричинених сильними ураганам та крижаними штормами [18, 19]. На початку 2008 року катастрофічна погода з льодяним дощем і снігом вразила Південний Китай, і великі райони енергосистем постраждали від галопування проводів ліній, спалаху обледеніння, руйнування опор, обриву проводів ліній та пошкодження обладнання [20]. На півдні Норвегії дві лінії електропередач напругою 420 кВ зазнали серйозних пошкоджень через надмірні ожеледні навантаження, які в 4-5 разів перевищували межу несучості [21].

Несприятливі погодні умови не лише заважають безпечній та надійній роботі енергосистем, але й призводять до серйозних економічних та соціальних втрат. Найбільш серйозний вплив на суспільство справив крижаний дощ на сході Канади і північному сході США в січні 1998 року, коли мільйони людей на кілька тижнів залишилися без електрики, а промисловість, бізнес і громадськість були паралізовані через втрату електропостачання, поломки телекомунікацій та важкодоступність доріг [22].

Таким чином, слід розглядати дві актуальні задачі, пов'язані з відкладенням ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній електропередач:

1) моніторинг стану проводу повітряної лінії з метою завчасного попередження негативних наслідків, спричинених відкладенням ожеледі;

2) застосування специфічних заходів, направлених на боротьбу з відкладенням ожеледі.

Мета роботи полягає у визначенні та порівнянні відомих методів діагностики відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішені наступні задачі:

1) виконано огляд відомих рішень в області діагностики відкладень ожеледі на проводах та інших елементах повітряних ліній;

2) проведено кластерний аналіз та класифікація методів та способів діагностики відкладень ожеледі відповідно до принципів роботи первинних датчиків;

3) реалізовано порівняльний аналіз способів діагностики відкладень ожеледі.

Матеріал досліджень

На сьогодні розроблено велику кількість методів моніторингу утворення відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній за допомогою датчиків, камер, візуального огляду, невеликих гелікоптерів тощо. Методи моніторингу та діагностики утворення відкладень ожеледі на проводах можна розділити відповідно до принципів роботи первинних датчиків. Класифікація таких методів представлена на рис. 1. Всі методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі умовно можна поділити на прямі та непрямі. До прямих слід віднести методи, які на підставі проведених вимірювань дозволяють зробити висновок про наявність відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії. До таких методів слід віднести методи вимірювання механічних параметрів проводу (тензометричні, волоконно-оптичні, вібраційні), електромагнітні (локаційні, ємнісні, імпедансні), оптичні та акустичні. Непрямі методи складають ті, що базуються на контролі зміни провисання проводу (інклінометричні, датчики електромагнітного поля, радіочастотні, GPS-датчики тощо). Такі методи потребують залучення додаткової інформації, адже зміна стріли провисання проводу може відбуватись не тільки через відкладення ожеледі, але й внаслідок зміни робочої температури проводу. В окрему групу слід віднести гібридні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі, які агрегують декілька базових принципів визначення відкладень ожеледі.

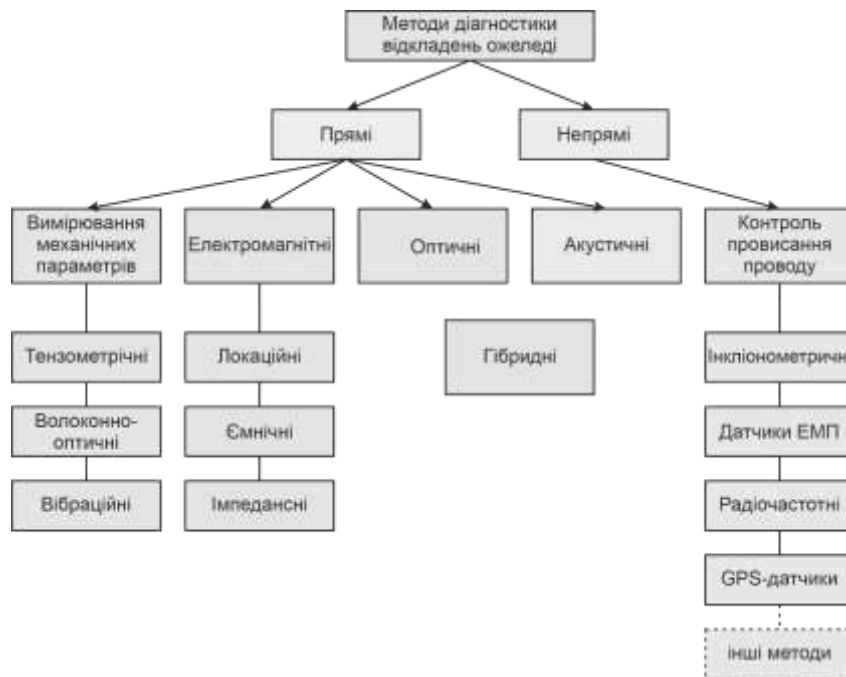


Рисунок 1 – Класифікація методів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі

Метеорологічні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі базуються на аналізі погодних умов, які сприяють утворенню льоду на проводах. Ці методи включають збір та аналіз даних про температуру повітря, вологість, швидкість і напрям вітру, атмосферний тиск та інші метеорологічні параметри. На основі цих даних розробляються прогностичні моделі, які дозволяють передбачати можливість та інтенсивність утворення ожеледі на проводах [17, 23, 24]. До таких засобів слід віднести систему автоматичного моніторингу утворення ожеледі METEO, який дозволяє в режимі реального часу відслідковувати температуру та вологість повітря, масу ожеледі, швидкість і напрям вітру, освітленість та передавати отримані дані в систему SCADA (див. рис. 2) [25].



Рисунок 2 – Система моніторингу «Meteo» на лінії електропередачі

Для моніторингу мокрого снігу та попередження перевантаження конструктивних елементів повітряних ліній розроблена система прогнозування WOLF (wet-snow overload alert and forecasting). Система WOLF, разом з даними про навантаження від мокрого снігу, дозволяє на основі рівнянь теплового балансу проводу оцінити струм антиобледеніння, необхідний для запобігання утворенню рукавів мокрого снігу, що допомагає операторам впроваджувати активні стратегії з запобігання складних аварій [26].

Традиційні методи аналізу метеорологічних даних не можуть точно передбачити рівень зледеніння через складність чинників та вимагають застосування сучасних інтелектуальних моделей та методів. В роботі [27] запропоновано метод прогнозування ризику відкладення ожеледі на проводах ліній електропередавання на основі машинного навчання за алгоритмом екстремального градієнта GS-XGBoost

в багатофакторному просторі кліматичних умов та характеристик місцевості. В статті [28] розглянуто метод середньо- та довгострокового прогнозування характеристик відкладень ожеледі за допомогою нечіткого ланцюга Маркова. Автори роботи [29] запропонували регресійну модель прогнозування товщини відкладень ожеледі на основі ансамблевого методу машинного навчання за алгоритмом «випадкового лісу» (Random Forrest). Стаття [30] присвячена моделі сегментарного прогнозування зледеніння конструктивних елементів повітряної лінії за методом неієрархічної кластеризації К-середніх (K-means). В роботі [31] запропоновано застосування методу ансамблевої емпіричної декомпозиції моди (EEMD) для адаптивного розкладання метеорологічних та механічних даних, що зменшує вплив шуму та викидів даних великої розмірності для ефективного аналізу зледеніння.

Методи **вимірювання механічних параметрів** проводів дозволяють виявити відкладення ожеледі на проводах та тросах повітряної лінії шляхом контролю ваги та натягу проводу. До таких методів відносять тензометричні, волоконно-оптичні та вібраційні.

Тензометричний метод вимірювань полягає у визначенні механічних напружень або деформацій у матеріалах і конструкціях за допомогою датчиків, що перетворюють механічні деформації на електричні сигнали. Цей метод широко застосовується для моніторингу стану конструкцій, зокрема, для виявлення навантажень та потенційних пошкоджень. Для діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі тензометричний метод використовується шляхом безпосереднього вимірювання навантаження, спричиненого намерзанням льоду на проводі. Це здійснюється за допомогою магнето-пружних силувимірювальних датчиків, які встановлюються між траверсою опори та верхнім кінцем гірлянди ізоляторів з фазним проводом. Датчики фіксують збільшення навантаження на провід унаслідок намерзання льоду, що дозволяє в режимі реального часу контролювати процес утворення ожеледі та вживати необхідних заходів для запобігання аварійним ситуаціям [32]. На рис. 3 показана мостова схема підключення тензорезисторів.

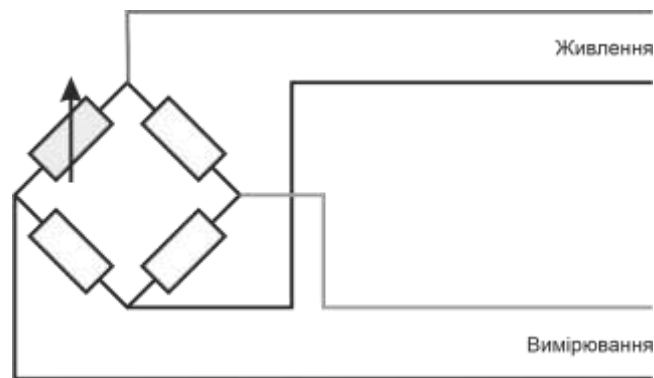


Рисунок 3 – Включення тензодатчиків у схему моста Уінстона

В статті [33] представлено систему онлайн моніторингу з прогнозуванням провисання проводів лінії електропередач Dynamic Line Rating. Монітори натягу проводу дозволяють з високою точністю розрахувати провисання проводу. Представлено хаотичний метод розкладання сингулярних значень для прогнозування часових рядів провисання та ризику перевантаження лінії.

Волоконно-оптичний метод тензометричних вимірювань ґрунтується на використанні волоконно-оптичних датчиків для вимірювання механічних деформацій. Ці датчики, зокрема на основі брегівських решіток, інтегруються у волоконно-оптичні системи та реагують на зміну механічних напружень, що дозволяє точно визначати деформації в контрольованих конструкціях. Для моніторингу відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі волоконно-оптичні датчики деформації встановлюються безпосередньо на проводах або елементах конструкції лінії, як показано на рис. 4.

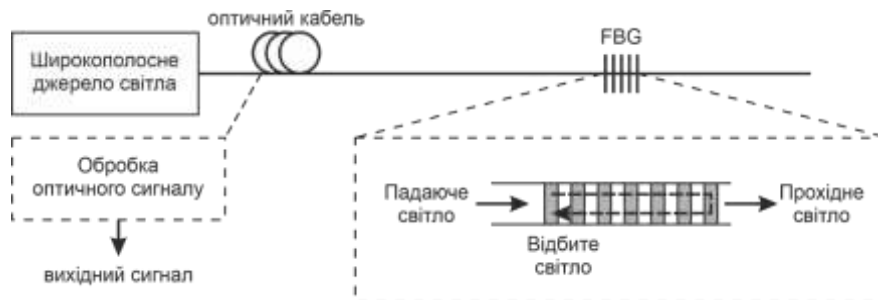


Рисунок 4 – Ілюстрація волоконно-оптичного методу моніторингу стану проводу

У разі утворення ожеледі маса льоду викликає додаткове навантаження на провід, що призводить до його деформації. Волоконно-оптичні датчики фіксують ці зміни, дозволяючи в реальному часі оцінювати ступінь обледеніння та приймати необхідні заходи для забезпечення надійності електропостачання. Такі датчики дозволяють контролювати провисання проводів повітряних ліній, процес намерзання / розморожування льоду, вагу відкладень ожеледі та інші характеристики. Висока чутливість до температурних змін та механічних зусиль, точність та стійкість до електромагнітних завад, роблять волоконно-оптичні датчики ефективними для моніторингу стану повітряних ліній електропередачі в умовах складних кліматичних впливів [34, 35, 36, 37].

Вібраційні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі базуються на аналізі зміни вібраційних характеристик проводів внаслідок накопичення льоду. Ожеледні опади змінюють масу та механічні властивості проводів, що впливає на їхні частотні та амплітудні характеристики вібрації. Вимірюючи та аналізуючи ці зміни, можна виявити та оцінити ступінь обледеніння. В роботі [38] запропоновано пристрій який в режимі реального часу на основі вимірювань вібрації, без залучення додаткової інформації здійснює моніторинг провисання проводу.

В статті [39] представлено результати дослідження амплітудних та частотних характеристик ліній електропередачі під час ожеледі та галопування проводів із застосуванням вейвлет-нейронної мережі.

До вібраційних відносять також методи моніторингу відкладень ожеледі, які передбачають використання принципів аеродинаміки для виявлення та оцінювання накопичення льоду на проводах. Ожеледні опади змінюють форму та шорсткість поверхні проводів, що впливає на їхні аеродинамічні властивості. Вимірюючи ці зміни, можна оцінити ступінь обледеніння та вчасно вжити заходів для запобігання аварійним ситуаціям. Вібраційні методи передбачають одночасне визначення напрямку та швидкості вітру разом із фактичним навантаженням на провід прогоні повітряної лінії. На основі отриманих параметрів розраховується очікуване вітрове навантаження для проводу без льоду та порівнюється з фактичним значенням. Виявлення розбіжностей між цими показниками вказує на можливе обледеніння [40, 41].

Електромагнітні методи базуються на контролі зміни електричних та магнітних характеристик провідників під впливом відкладень ожеледі. До таких методів відносять локаційні із застосуванням датчиків ємності та імпедансу.

Локаційні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі базуються на використанні радарів імпульсних сигналів для виявлення та визначення місця утворення льоду на проводах. Цей метод передбачає генерацію імпульсів, які поширюються вздовж лінії, і аналіз відбитих сигналів для ідентифікації аномалій, спричинених відкладенням ожеледі. Локаційний метод базується на передачі високочастотного електромагнітного сигналу вздовж проводу та аналізі відбитих сигналів. Наявність ожеледі змінює електричні характеристики проводу, що впливає на відбиття сигналу. Аналізуючи ці зміни, можна визначити наявність та тип відкладень. Головною перевагою такого підходу є дистанційність вимірювань, що дозволяє розміщувати обладнання діагностики на підстанціях, уникаючи необхідності встановлення додаткової апаратури безпосередньо на лініях

В статті [42] описано спосіб виявлення відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі, заснований на посиленні високочастотних електромагнітних сигналів у високочастотний тракт повітряної лінії електропередачі з подальшим їх прийомом після відбиття від неоднорідностей опору лінії. В роботі визначено вплив параметрів льоду (товщина стінки, щільність, температура, внутрішня структура відкладень) на загасання та затримку відбитих сигналів та запропоновано метод визначення товщини крижаного покриття на основі аналізу сигналу бігучої хвилі на основі перетворення Гільберта-Хуанга. На рис. 5 представлено структурну схему алгоритму локаційного методу моніторингу відкладень ожеледі.

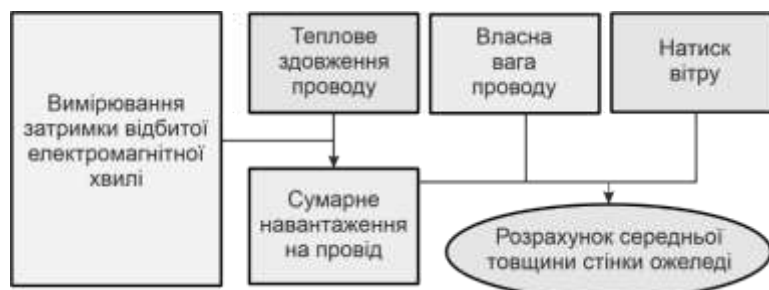
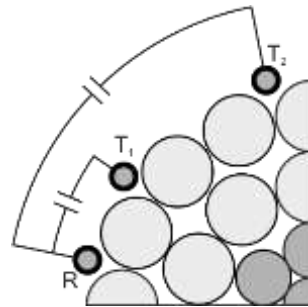


Рисунок 5 – Схема розрахунку середньої товщини стінки відкладень ожеледі

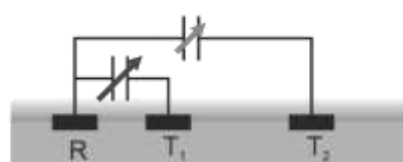
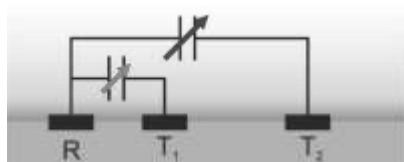
Ємнісні датчики для виявлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі працюють на принципі зміни електричної ємності між електродами внаслідок утворення льоду. Ємнісний датчик складається з пари електродів, розміщених поблизу або безпосередньо на поверхні проводу. Коли на

проводі утворюється лід, змінюється діелектрична проникність середовища між електродами, що призводить до зміни ємності. Ці зміни фіксуються електронікою датчика, що дозволяє виявити факт та ступінь обмерзання. Деякі датчики також оснащені термопарами або іншими температурними сенсорами для точнішого аналізу умов обмерзання.

В статті [43] виявлено та проаналізовано залежність між ємністю та товщиною відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі. В роботі [44] запропоновано концепцію, а в статті [45] представлено модельний підхід для оцінювання параметрів наростання льоду на основі ємнісних вимірювань. Датчик містить три електроди, між якими вимірюється ємність, як показано на рис. 6. В такому датчику дальні електроди чутливі до товстого шару льоду (див. рис. 6 б), а ближні – чутливі до покриття тонкими плівками води і льоду (див. рис. 6 в). Така система сенсорів дозволяє організувати ефективне виявлення відкладень ожеледі на різних стадіях обмерзання.



а) розміщення електродів на поверхні проводу



б) діагностування товстого шару льоду в) діагностування тонкої плівки льоду (води)

Рисунок 6 – Ємнісний датчик відкладень ожеледі

За схожим принципом влаштовані датчики імпедансу, які вимірюють опір між електродами пристрою. За відсутності відкладень ожеледі простір між електродами заповнений повітрям із дуже великим (в ідеалі – нескінченно великим) опором. Вода та лід знижують опір між електродами, що дозволяє діагностувати відкладення ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії електропередачі. Опис такого пристрою представлено в статті [46]

Радіочастотні датчики ожеледі використовують принцип зміни радіочастотного сигналу при накопиченні льоду на лінії або обладнанні. Лід змінює електромагнітні властивості середовища, що впливає на параметри сигналу, зокрема амплітуду та частоту. Ці датчики часто інтегруються в бездротові системи моніторингу та дозволяють здійснювати дистанційне виявлення обмерзання. В статті [47] запропоновано інноваційний бездротовий сенсор на основі патч-антени з Т-подібними прорізами, що працює в діапазоні 2.378 ГГц. Цей сенсор здатен чітко розрізняти різні типи обмерзання, зокрема, іній, лід та воду, завдяки характерним змінам резонансної частоти та амплітуди відбитого сигналу. Така система може бути інтегрована у мережу моніторингу з дистанційним зчитуванням даних та має потенціал для широкого застосування в режимі реального часу на критичних ділянках ліній електропередачі.

Оптичні методи використовують світлові та інфрачервоні технології для виявлення обмерзання. До таких методів відносять методи обробки зображень, застосування датчиків інфрачервоного вимірювання, 3D-розпізнавання тощо.

Методи **комп'ютерного зору** полягають у використанні технологій обробки зображень та штучного інтелекту для автоматичного виявлення та оцінки наявності льоду на проводах. Основна проблема тут полягає в необхідності обробки зображень з низьким контрастом, та шумом особливо за екстремальних погодних умов. В статті [48] представлено метод обробки зображень проводу, що провисає шляхом зіставлення із математичною моделлю катенарії. Далі, для катенарії підбирають коефіцієнти, які відповідають навантаженням та впливам, що зазнає провід.

В статті [49] запропонована технологія **обробки зображень** на основі вейвлет-перетворення. Щоб уникнути впливу зовнішніх факторів на розпізнавання вкритих льодом ізоляторів, таких як погода, пори року, зміни зовнішнього освітлення, час зйомки, фон зображення і контрастність зображення, розглянуто загальний алгоритм, який може точно розпізнавати і виявляти вкриті льодом ізолятори в складних умовах.

В роботі [50] розглянуто розпізнавання зображення товщини обледеніння на лініях електропередачі на основі перетворення Хафа та методу найменших квадратів. В статті [51] розглянуто задачу розпізнавання зображень проводу із застосуванням нейромережових технологій. Зокрема легка згорткова нейронна мережа MobileNetV3 використовується для вилучення ознак, а багатомасштабна мережа виявлення цілей SSD використовується для вилучення високорозмірної інформації про ознаки для моніторингу відкладень ожеледі. В роботі [52] запропоновано метод визначення товщини стінки ожеледі на проводах повітряних ліній на основі супутникових даних дистанційного зондування та алгоритму SVM. В статті [53] описано метод моніторингу товщини ожеледі на повітряних лініях електропередачі, що базується на обробці зображень. Метод включає покращення якості зображень та сегментацію областей з льодом за допомогою багатопорогового алгоритму. Застосування морфологічних операцій дозволяє точно виділити зону обмерзання навіть при складному фоні. Запропонована схема демонструє високу точність і може ефективно використовуватись для візуального моніторингу стану ліній у зимових умовах. На рис. 7 наведено ілюстрацію методу комп'ютерного зору моніторингу ожеледі [51].

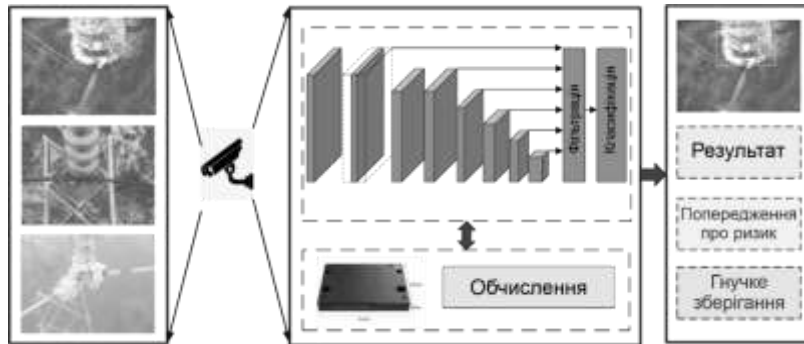


Рисунок 7 – Інтелектуальна система розпізнавання для пристрою моніторингу ожеледиці

Один з нових методів моніторингу стану проводу передбачає застосування технологій доповненої реальності, описаний в роботі [54]. Моніторинг ліній електропередачі розподільних електричних мереж здійснюється за допомогою мобільного додатку, який реалізує математичний апарат розпізнавання зображень ліній електропередавання з метою визначення провисання проводу та контролю габаритів лінії. Додаток спрямований на безпечне збільшення пропускної здатності ліній і зниження витрат на технічне обслуговування.

Акустичні методи засновані на використанні звукових хвиль для виявлення змін у структурі льоду за допомогою ультразвукових датчиків.

Більшість ультразвукових датчиків льоду складаються з двох елементів перетворювача, в яких один елемент генерує ультразвукові вектори, котрі виявляються іншим елементом. Розрахувавши рівні ослаблення, можна виявити обмерзання між двома елементами. Ультразвукові датчики споживають невелику кількість енергії, мають низьку вартість порівняно з емісійними датчиками та чутливі до напрямку. Перетворювачі можуть генерувати та приймати сигнал за допомогою п'єзоелектричних або електромагнітних засобів [55].

Перспективним підходом для акустичного моніторингу відкладень ожеледі є генерування та моніторинг поверхневих акустичних хвиль, які поширюються вздовж поверхонь контрольованих конструкцій. Така технологія базується на використанні тонкоплівкових структур, чутливих до зміни температури, вологості та відкладень льоду [56].

Відомо, що збільшені навантаження на проводи та троси повітряної лінії, вкриті ожеледдю зумовлюють збільшення провисання проводу, що дозволяє визначати інтенсивність ожеледних опадів за даними про стрілу провисання проводу. В роботах [57, 58] представлено детальний огляд методів та способів **контролю провисання проводу**. Найцікавішими серед них є інклінометричні методи, методи, засновані на використанні сенсорів електромагнітного поля, аналізу радіочастотних сигналів, GPS-датчиків тощо.

У разі використання цих методів слід заважати на те, що збільшення стріли провисання проводу може відбуватись не тільки внаслідок пружного розтягування під дією ваги відкладень ожеледі, але й через теплове здовження проводу із збільшенням його робочої температури. Тому для організації моніторингу відкладень ожеледі за методами контролю провисання проводу обов'язково слід використовувати датчик температури для відсікання режимів, пов'язаних з нагріванням проводу.

Інклінометричні методи моніторингу базуються на вимірюванні кута нахилу кривої провисання проводу поблизу точки закріплення на опорі. Величина такого кута визначається провисанням проводу в прогоні, яке, своєю чергою, може бути обумовлене відкладенням ожеледі на проводі. Основна ідея застосування інклінометричних датчиків для виявлення відкладень ожеледі проілюстрована на рис. 8.

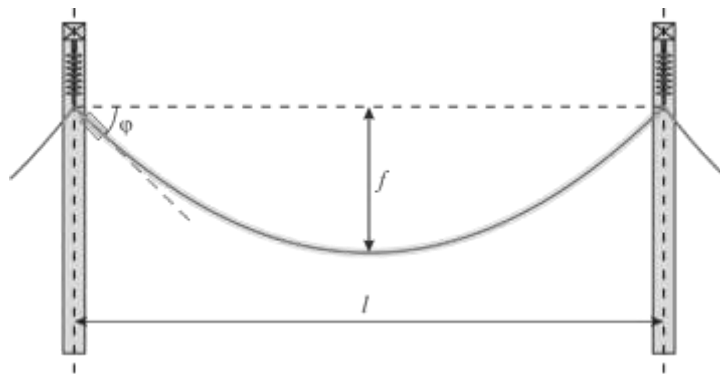


Рисунок 8 – Ілюстрація використання інклінометричних датчиків

Використання інклінометричних методів моніторингу стану проводу описано в роботах [59, 60, 61]. В статті [62] представлена математична модель прототипу пристрою стану проводу у прогоні, який на основі вимірювання кута нахилу проводу поблизу точки його закріплення на ізоляційному підвісі та робочої температури проводу дозволяє діагностувати відкладення ожеледі. В роботах [32, 63] описано OTLM-модуль (Overhead Transmission Line Monitoring), за допомогою якого здійснюється моніторинг ожеледних опадів на проводах повітряних ліній. Метод виявлення провисання, заснований на вимірюванні нахилу, має такі переваги як простота впровадження, можливість здійснення моніторингу в реальному часі, енергоефективність, низька вартість та висока точність.

В статті [64] представлено результати дослідження системи моніторингу стану проводу повітряної лінії із застосуванням тривісного акселерометра з технологіями Інтернету речей. Така технологія дозволяє організувати безперервний дистанційний моніторинг провисання проводів і відкладення ожеледі за допомогою вбудованих датчиків та бездротового зв'язку.

Моніторинг провисання проводів повітряних ліній електропередачі шляхом **вимірювання напруженості електричного поля** є інноваційним безконтактним методом, що дозволяє ефективно контролювати стан ліній без фізичного втручання. Цей метод базується на вимірюванні вертикальної компоненти напруженості електричного поля під проводом лінії. Зміна в геометрії проводу, зокрема його провисання під дією ваги відкладень ожеледі, впливають на розподіл електричного поля в просторі. Вимірюючи напруженість поля в певних точках, можна за допомогою обернених математичних моделей визначити точне провисання проводу і, таким чином, діагностувати відкладення ожеледі. На рис. 9 показана схема розташування сенсорів магнітного поля в прогоні повітряної лінії.

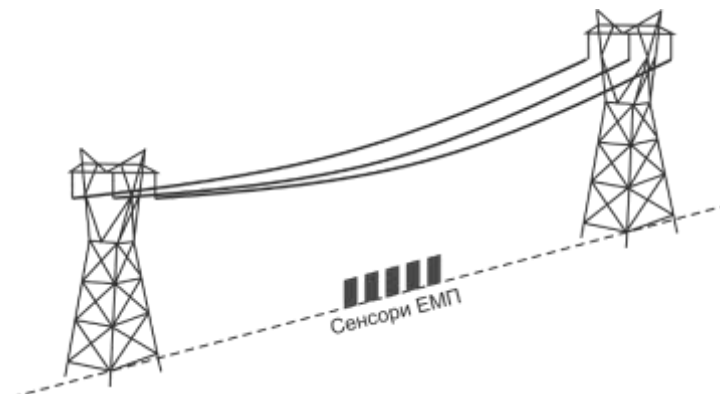


Рисунок 9 – Схема системи моніторингу провисання проводу із застосуванням сенсорів електромагнітного поля

У дослідженні [65] представлено методику, яка використовує скінченно-елементний аналіз для моделювання розподілу електричного поля та розробки оберненої моделі для обчислення провисання проводу. Цей підхід дозволяє ефективно вимірювати провисання навіть у складних конфігураціях ліній. В статті [66] представлено спосіб вимірювання напруженості електричного поля навколо проводів повітряної лінії з використанням пасивних фазообертачів.

В аналогічний побудовані датчики провисання проводу повітряної лінії на основі аналізу магнітного поля під фазними проводами вздовж осі електропередачі. В роботі [67] представлено безконтактний метод моніторингу механічного та електричного стану повітряної лінії електропередачі із застосуванням магніторезистивного датчика напруженості магнітного поля під проводами лінії в прогоні. Оцінювання

провисання проводів лінії реалізовано на основі розрахунків магнітного поля із застосуванням моделі штучної імунної системи.

Ще один спосіб моніторингу зміни стріли провисання проводу на основі аналізу радіосигналів в міліметровому діапазоні описано в статті [68]. Передатчики радіосигналів розміщують на фазних проводах посередині прогону, а приймач – на грозозахисному тросі, як показано на рис. 10, або на траверсах опори.

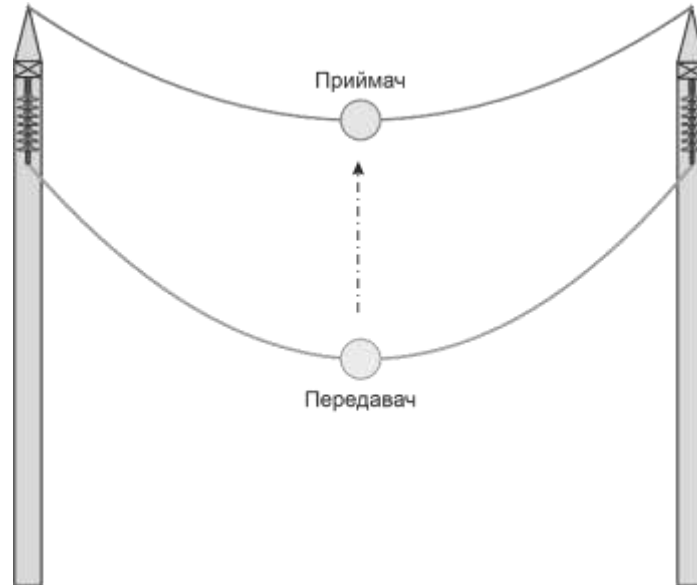


Рисунок 10 – Ілюстрація радіочастотного моніторингу зміни стріли провисання проводу

Інший підхід до моніторингу стріли провисання проводу базується на застосуванні **GPS-датчиків**. В статті [69] описано спосіб визначення провисання проводу за допомогою GPS модуля BT 359, який закріплюється на проводі, наприклад, в точках найбільшого провисання. Інформація, отримана від датчика, дозволяє визначити зміни у геометрії проводу, зокрема, через відкладення ожеледі. Точність визначення геометричних характеристик провисання проводу забезпечується застосуванням методів найменших квадратів та вейвлет-аналізу GPS-даних. Принцип моніторингу провисання проводу із застосуванням GPS-технологій проілюстровано на рис. 11.

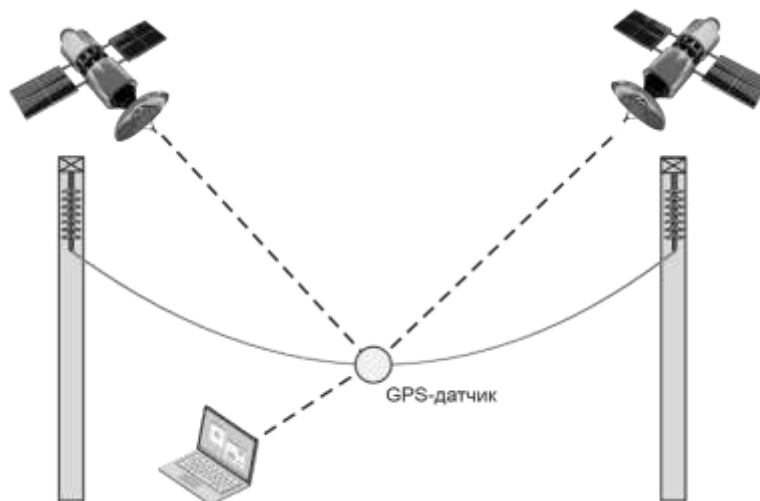


Рисунок 11 – Ілюстрація використання GPS-датчиків для моніторингу провисання проводу

Останні дослідження запропонували новий прямий метод вимірювання провисання повітряних проводів за допомогою диференціальної супутникової системи глобального позиціонування (DGPS). Особливість такого методу полягає в тому, що він дозволяє моніторити стан провисання по всій ділянці лінії електропередачі, а не лише в одній точці, як це реалізовано за допомогою GPS-модулів. Це дозволяє отримувати більш точну картину зміни провисання по всій лінії, без необхідності звертатися до спрощених

припущень, що можуть вплинути на точність. За допомогою цього методу можна усунути помилки, викликані коливаннями ізолятора. Можливість безпосереднього відстеження та відображення провисання або зазору провідника в режимі реального часу дозволить інженерам фізично зафіксувати поведінку провідника та вжити розумних заходів для забезпечення надійного навантаження на систему [70].

Гібридні методи передбачають поєднання різних методів моніторингу стану проводу та відкладень ожеледі на ньому. В роботі [71] описано вібраційний метод діагностики стану проводу, при чому характеристики вібрації проводів визначались за допомогою високошвидкісної камери, якою знімали маркери, закріплені на проводах лінії (поєднання технологій вібраційного та оптичного методів моніторингу). Ще одним прикладом гібридного підходу є інтеграція волоконно-оптичних сенсорів з мікрометеорологічними датчиками та алгоритмами машинного навчання, що забезпечує високоточне прогнозування товщини льоду в реальному часі [72]. Такі системи поєднують переваги оптичних, акустичних і температурних методів, підвищуючи надійність та адаптивність моніторингу в складних кліматичних умовах.

В табл. 1 представлено порівняльну характеристику методів та способів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії.

Таблиця 1 – Зіставлення методів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі

Метод	Принцип дії	Точність	Переваги	Недоліки
метеорологічний	прогнозування за кліматичними даними	низька	простота, доступність	не виявляє реальні відкладення
тензометричний	вимірювання деформації та навантаження	висока	простота інтеграції	обмежена зона контролю, потрібне обслуговування
волоконно-оптичний	Оптична фіксація деформації	висока	нечутливість до електромагнітного поля	висока вартість, складна установка
вібраційний	аналіз характеристик вібрації проводів	низька	простота конструкції	залежність від вітру
локаційний	дистанційне сканування	середня	безконтактний, охоплення великих ділянок	висока вартість, складність обробки даних
ємнісний / імпедансний	зміна робочої ємності/імпедансу проводів	середня	чутливість до інею та вологості	залежність від геометрії лінії
оптичний	виявлення за зображенням	середня	можливість візуальної оцінки	потребує великих обчислювальних ресурсів, чутливість до погодних умов
акустичний	аналіз звукових коливань	середня	чутливість до фаз зміни льоду	високий рівень шуму, складність інтерпретації
інклінометричний	зміна кута нахилу проводу	низька	простота реалізації, чутливість до важких навантажень	непряма оцінка маси ожеледі
електромагнітний	вимірювання напруженості електромагнітного поля під проводом	низька	безконтактний моніторинг	слабкий сигнал, залежність від робочого струму та напруги
радіочастотний	аналіз затухання радіосигналів	середня	безпроводна передача даних, дистанційність	обмежена точність через перешкоди
GPS-датчики	вимірювання зміщення проводу	середня	точне положення проводу у просторі	дорогі, потребують стабільного зв'язку
гібридні методи	агрегація різних методів моніторингу та діагностики	висока	висока надійність, адаптивність до різних умов	висока вартість, складність інтеграції

Висновки

1. Визначено, що методи моніторингу відкладень ожеледі охоплюють широке коло технологій – від класичних метеорологічних спостережень до високотехнологічних гібридних систем із використанням волоконно-оптичних сенсорів, штучного інтелекту, супутникового зондування та обробки зображень. Серед них особливу увагу заслуговують електромагнітні та оптичні методи, які дозволяють здійснювати дистанційний контроль стану провідників у реальному часі. Встановлено, що локаційні, ємнісні та імпедансні датчики, а також системи комп'ютерного зору з нейромережевими алгоритмами демонструють високу ефективність у виявленні та класифікації відкладень ожеледі на різних стадіях

2. Аналіз відомих методів моніторингу та діагностики відкладення ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній дозволив класифікувати їх за фізичними принципами, покладеними в основу роботи датчиків. Кожен метод має свої переваги та обмеження, тому вибір системи моніторингу повинен базуватись на умовах експлуатації, бюджеті та необхідній точності.

3. Гібридні системи моніторингу, що поєднують різні методи, демонструють найвищу ефективність завдяки комплексному аналізу параметрів. Інтеграція інтелектуальних алгоритмів, включаючи машинне навчання, нейронні мережі та методи обробки зображень, дозволяє значно підвищити точність діагностики та прогнозування ожеледі.

Список використаної літератури

- 1.Guidelines for the management of risks associated with severe climate conditions and climate change in relation to air lines. CIGRE Technical Brochure 598, 2014. 61 p.
- 2.US energy sector vulnerabilities to climate change and extreme weather. Department of Energy Washington DC, 2013. 80 p.
- 3.Climate change effects on wind speed / S. Eichelberger et al. *North American Windpower*. 2008. No. 7. P. 68–72.
- 4.Possible impacts of climate change on freezing rain in south-central Canada using downscaled future climate scenarios / C. S. Cheng et al. *Natural Hazards and Earth System Sciences*. 2007. Vol. 7, no. 1. P. 71–87. URL: <https://doi.org/10.5194/nhess-7-71-2007> (date of access: 23.02.2025).
- 5.Possible Impacts of Climate Change on Wind Gusts under Downscaled Future Climate Conditions over Ontario, Canada / C. S. Cheng et al. *Journal of Climate*. 2012. Vol. 25, no. 9. P. 3390–3408. URL: <https://doi.org/10.1175/jcli-d-11-00198.1> (date of access: 23.02.2025).
- 6.Report to Hydro-Quebec's Committee of Experts January 1998 Ice Storm Overhead Lines and Substation / M. Bigras et al. TranEnergie, 1998.
- 7.Synopsis the French Power Network Facing the 1999 Storms / M. Le Du et al. *Power Systems and Communications Infrastructures for the Future*, Beijing, 2002.
- 8.Impacts of Severe Storms on Electric Grids. Task Force on Power Outages. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2006. 52 p.
- 9.Transmission Line Reliability: Climate Change and Extreme Weather / G. Peters et al. *Electrical Transmission Line and Substation Structures: Structural Reliability in a Changing World*. 2006. P. 12–26. URL: [https://doi.org/10.1061/40790\(218\)2](https://doi.org/10.1061/40790(218)2) (date of access: 24.05.2025).
- 10.Energy sector vulnerability to climate change: a review / R. Schaeffer et al. *Energy*. 2012. Vol. 38, no. 1. P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056> (date of access: 23.02.2025).
- 11.Boyle J., Cunningham M., Dekens J. Climate Change Adaptation and Canadian Infrastructure. A review of the literature. The International Institute for Sustainable Development, 2013. 35 p.
- 12.Kezunovic M., Dobson I., Dong Y. Impact of Extreme Weather on Power System Blackouts and Forced Outages : New Challenges. *Engineering, Environmental Science*. 2008.
- 13.Madsen H. Managing structural safety and reliability in adaptation to climate change. *Safety, Reliability, Risk and Life-Cycle Performance of Structures and Infrastructures*. 2014. P. 81–88. URL: <https://doi.org/10.1201/b16387-8> (date of access: 23.02.2025).
- 14.Bjarnadottir S., Li Y., Stewart M. G. Hurricane Risk Assessment of Power Distribution Poles Considering Impacts of a Changing Climate. *Journal of Infrastructure Systems*. 2013. Vol. 19, no. 1. P. 12–24. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)is.1943-555x.0000108](https://doi.org/10.1061/(asce)is.1943-555x.0000108) (date of access: 23.02.2025).
- 15.Chen X., Wu Y., Lou S. Risk assessment for power system static security based on fuzzy modeling of weather conditions. *IEEE Power Engineering and Automation Conference*, Wuhan. 2011. P. 367–371. URL: <https://doi.org/10.1109/PEAM.2011.6134876>.
- 16.Analysis of the effect of climate change on the reliability of overhead transmission lines / S. N. Rezaei et al. *Sustainable Cities and Society*. 2016. Vol. 27. P. 137–144. URL: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.01.007> (date of access: 23.02.2025).
- 17.Atmospheric Icing of Power Networks / ed. by M. Farzaneh. Dordrecht : Springer Netherlands, 2008. URL: <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-8531-4> (date of access: 23.02.2025).
- 18.Electric Power Distribution System Performance in Carolina Hurricanes / R. A. Davidson et al. *Natural Hazards Review*. 2003. Vol. 4, no. 1. P. 36–45. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)1527-6988\(2003\)4:1\(36\)](https://doi.org/10.1061/(asce)1527-6988(2003)4:1(36)) (date of access: 23.02.2025).

19. Negative Binomial Regression of Electric Power Outages in Hurricanes / H. Liu et al. *Journal of Infrastructure Systems*. 2005. Vol. 11, no. 4. P. 258–267. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)1076-0342\(2005\)11:4\(258\)](https://doi.org/10.1061/(asce)1076-0342(2005)11:4(258)) (date of access: 23.02.2025).
20. Hu Y. Analysis and Countermeasures Discussion for Large Area Icing Accident on Power Grid. *High Voltage Engineering*. 2008. Vol. 34, no. 2. P. 215–219.
21. Wind Ice and Snow Load Impacts on Infrastructure and the Natural Environment (WISLINE) / H. Mc Innes et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 115–119.
22. Coatings for protecting overhead power network equipment in winter conditions. CIGRE. Technical Brochures 631, 2015.
23. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Шматов А. О. Дослідження зарубіжного досвіду боротьби з ожеледно-паморозевими відкладеннями на проводах повітряних ліній електропередачі. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2023. No. 1 (6). P. 45–50. URL: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.03> (date of access: 08.03.2025).
24. Крижов Г. П., Удод Т. Є., Гримуд Г. І. Ожеледно-вітрові навантаження, галоупування проводів повітряних ліній електропередавання та боротьба з ними. Київ: ДП НТУКЦ Аселенерго, 2010. 456 с.
25. Automated Icing Monitoring System on the territory of the Czech and Slovak Republic / J. Šabata et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 245–248.
26. Lacavalla M., Marcacci P., Freddo A. Wet-Snow Activity Research in Italy. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 17–24.
27. Prediction of Transmission Line Icing Using Machine Learning Based on GS-XGBoost / Y. Ma et al. *Journal of Sensors*. 2022. P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1155/2022/2753583> (date of access: 08.03.2025).
28. Research of icing thickness on transmission lines based on fuzzy Markov chain prediction / C. Liu et al. 2013 *IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*, Beijing, China, 25–27 October 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/asemd.2013.6780786> (date of access: 08.03.2025).
29. Prediction of Conductor Icing Thickness Based on Random Forest and WRF Models / Q. Wang et al. 2021 *International Conference on Intelligent Computing, Automation and Applications (ICAA)*, Nanjing, China, 25–27 June 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.1109/icaa53760.2021.00174> (date of access: 08.03.2025).
30. A Classification Method for Transmission Line Icing Process Curve Based on Hierarchical K-Means Clustering / Y. Hao et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 24. P. 4786. URL: <https://doi.org/10.3390/en12244786> (date of access: 08.03.2025).
31. Transmission Line Ice Coating Prediction Model Based on EEMD Feature Extraction / H. Li et al. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 40695–40706. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2907635> (date of access: 08.03.2025).
32. Порівняння методів моніторингу ожеледі високовольтних ліній електропередачі та огляд вимірювальної апаратури, що використовується для діагностики таких ліній / Н. Крюкова та ін. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2023. № 1 (9). С. 63–66. URL: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2023.1.10> (дата звернення: 26.02.2025).
33. Lijia R., Hong L., Yan L. On-line monitoring and prediction for transmission line sag. 2012 *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Bali, Indonesia, 23–27 September 2012. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/cmd.2012.6416272> (date of access: 06.04.2025).
34. Optical Fiber Sensors: Working Principle, Applications, and Limitations / M. Elsherif et al. *Advanced Photonics Research*. 2022. P. 2100371. URL: <https://doi.org/10.1002/adpr.202100371> (date of access: 05.03.2025).
35. Лежнюк П. Д., Черкашина В. В., Сікорська О. В. Волоконно-оптичний датчик для контролю параметрів повітряних ліній електропередачі. *Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології*. 2024. Т. 47, № 1. С. 213–221. URL: <https://doi.org/10.31649/1681-7893-2024-47-1-213-221> (дата звернення: 05.03.2025).
36. A Monitoring Method for the Ice Shape and the Freeze-Thaw Process of Ice Accretion on Transmission Lines Based on Circular FBG Plane Principal Strain Sensor / Z. Qin et al. *preprint arXiv:2502.16798*. 2025. URL: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.16798>.
37. Overhead Transmission Line Sag Estimation Using the Simple Opto-Mechanical System with Fiber Bragg Gratings—Part 2: Interrogation System / K. Skorupski et al. *Sensors*. 2020. Vol. 20, no. 9. URL: <https://doi.org/10.3390/s20092652> (date of access: 06.04.2025).
38. Cloet E., Lilien J.-L. Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system. *ESMO 2011 - 2011 IEEE 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Providence, RI, USA, 16–19 May 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/tdclm.2011.6042218> (date of access: 09.03.2025).
39. Wang J. Automatic location method for high-risk area of ice dance disaster on 220kV high voltage transmission line. 9th *International Conference on Electromechanical Control Technology and Transportation (ICECTT 2024)*, Guilin, China, 24–26 May 2024 / ed. by J. Wu, A. Ma'aram. 2024. P. 139. URL: <https://doi.org/10.1117/12.3039661> (date of access: 09.03.2025).
40. Yaroslavsky D. A. Studying the Model of Free Harmonic Oscillations of Overhead Power Lines. *International Journal of Emerging Trends in Engineering Research*. 2020. Vol. 8, no. 6. P. 2663–2667. URL: <https://doi.org/10.30534/ijeter/2020/72862020> (date of access: 09.03.2025).
41. Аэродинамика электросетевых конструкций: Aerodynamics of power transmission line / Е. В. Горохов та ін. Донецк, 2000. 332 с.

42. A novel thickness detection method of ice covering on overhead transmission line / X.-j. Zeng et al. *Energy Procedia*. 2012. Vol. 14. P. 1349–1354. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1100> (date of access: 07.03.2025).
43. Experimental Study on Icing Monitoring Method Based on Capacitance Measurement for Transmission Lines / H. Huan et al. 2022 *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE)*, Chongqing, China, 25–29 September 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.1109/ichve53725.2022.9961547> (date of access: 19.04.2025).
44. An autonomous sensor system for monitoring of high voltage overhead power supply lines / M. Moser et al. *Elektrotechnik und Informationstechnik*. 2009. Vol. 126, no. 5. P. 214–219. URL: <https://doi.org/10.1007/s00502-009-0637-1> (date of access: 19.04.2025).
45. Model based monitoring of ice accretion on overhead power lines / T. Bretterklieber et al. 2016 *IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, Taipei, Taiwan, 23–26 May 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/i2mtc.2016.7520468> (date of access: 19.04.2025).
46. Kozlovskiy O., Trushakov D., Rendzinyak S. A measuring transducer in the system of technical diagnosis of overhead lines icing in electrical distribution networks. *Computational Problems of Electrical Engineering Journal*. 2015. Vol. 5, no. 1. P. 17–22.
47. Patch antenna sensor for wireless ice and frost detection / R. Kozak et al. *Scientific Reports*. 2021. Vol. 11, no. 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-021-93082-2> (date of access: 24.05.2025).
48. Sag Monitoring of Overhead Power Lines based on Image Processing / A. Abed et al. 2021 *18th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, Monastir, Tunisia, 22–25 March 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.1109/ssd52085.2021.9429442> (date of access: 06.04.2025).
49. The Recognition and Detection Technology of Ice covered Insulators under Complex Environment / X.-b. Huang et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct.*, Uppsala. 2015. P. 31–35.
50. Image Recognition of Icing Thickness on Power Transmission Lines Based on a Least Squares Hough Transform / J. Wang et al. *Energies*. 2017. Vol. 10, no. 4. P. 415. URL: <https://doi.org/10.3390/en10040415> (date of access: 07.03.2025).
51. Icing-EdgeNet: A Pruning Lightweight Edge Intelligent Method of Discriminative Driving Channel for Ice Thickness of Transmission Lines / B. Wang et al. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2021. Vol. 70. P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1109/tim.2020.3018831> (date of access: 07.03.2025).
52. Ice thickness detection method for overhead transmission lines based on remote sensing satellite data and SVM algorithm / K. Zhou et al. *Second International Conference on Environmental Remote Sensing and Geographic Information Technology (ERSGIT 2023)*, Xi'an, China, 10–12 November 2023 / ed. by J. Qin, W. Yu. 2024. URL: <https://doi.org/10.1117/12.3024644> (date of access: 08.03.2025).
53. Nusantara N. R., Hu X., Xiao J. Newly Designed Identification Scheme for Monitoring Ice Thickness on Power Transmission Lines. *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, no. 17. P. 9862. URL: <https://doi.org/10.3390/app13179862> (date of access: 24.05.2025).
54. Sermet M. Y., Demir I., Kucuksari S. Overhead Power Line Sag Monitoring through Augmented Reality. 2018 *North American Power Symposium (NAPS)*, Fargo, ND, 9–11 September 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/naps.2018.8600565> (date of access: 22.04.2025).
55. Detector for indicating ice formation on the wing of an aircraft : patent US5467944A United States. Published on 21.11.1995.
56. Fundamentals of Monitoring Condensation and Frost/Ice Formation in Cold Environments Using Thin-Film Surface-Acoustic-Wave Technology / X. Zeng et al. *ACS Applied Materials & Interfaces*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1021/acsami.3c04854> (date of access: 09.03.2025).
57. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778> (date of access: 27.03.2024).
58. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid: A review / A. U. Mahin et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2021. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271> (date of access: 27.03.2024).
59. Research on Sag Online Monitoring System for Power Transmission Wire Based on Tilt Measurement / X. Xiao et al. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*. 2013. Vol. 2, no. 1. P. 6–11. URL: <https://doi.org/10.12720/sgce.2.1.6-11> (date of access: 09.03.2025).
60. Malhara S., Vittal V. Mechanical State Estimation of Overhead Transmission Lines Using Tilt Sensors. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25, no. 3. P. 1282–1290. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2038703> (date of access: 09.03.2025).
61. Power line sag monitor : patent US6205867B1 United States. URL: <https://patents.google.com/patent/US6205867B1/en>.
62. Математичні моделі моніторингу відкладень ожеледі та зміни стріли провисання проводів повітряних ліній електропередавання / Т. Л. Кацадзе та ін. *Праці інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. № 68. С. 75–80. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075> (дата звернення: 09.03.2025).
63. Перспективи сучасних методів дистанційного контролю ліній електропередачі / Є. Гончаров та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Нові рішення у сучасних технологіях. 2020. № 2(4). С. 145–151. URL: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2020.02.19> (дата звернення: 26.02.2025).

64. An IoT-based Sag Monitoring System for Overhead Transmission Lines / T. S. Hsu et al. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand, 19–23 March 2019. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/gtdasia.2019.8715975> (date of access: 22.04.2025).
65. Transmission Line Sag Measurement and Simulation Research Based on Non-Contact Electric Field Sensing / J. Zuo et al. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 21. P. 8379. URL: <https://doi.org/10.3390/s22218379> (date of access: 20.04.2025).
66. Mukherjee M., Olsen R. G., Li Z. Noncontact Monitoring of Overhead Transmission Lines Using Space Potential Phasor Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2020. Vol. 69, no. 10. P. 7494–7504. URL: <https://doi.org/10.1109/tim.2020.2983576> (date of access: 20.04.2025).
67. Magnetic-Field-Sensing-Based Approach for Current Reconstruction, Sag Detection, and Inclination Detection for Overhead Transmission System / Q. Xu et al. *IEEE Transactions on Magnetics*. 2019. Vol. 55, no. 7. P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.1109/tmag.2019.2905567> (date of access: 21.04.2025).
68. Millimeter Wave Based Real-Time Sag Measurement and Monitoring System of Overhead Transmission Lines in a Smart Grid / A. U. Mahin et al. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 100754–100767. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2997252> (date of access: 22.04.2025).
69. Kamboj S., Dahiya R. Application of GPS for Sag Measurement of Overhead Power Transmission Line. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2011. Vol. 3, no. 3. P. 268–277. URL: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2011.3.3.1> (date of access: 10.03.2025).
70. Mensah-Bonsu, Heydt. Overhead Transmission Conductor Sag: A Novel Measurement Technique and the Relation of Sag to Real Time Circuit Ratings. *Electric Power Components and Systems*. 2003. Vol. 31, no. 1. P. 61–69. URL: <https://doi.org/10.1080/15325000390112062> (date of access: 06.04.2025).
71. Application of vision measurements for modal analysis of wires for the purpose of overhead transmission lines monitoring / K. Mendrok et al. *Journal of Physics: Conference Series*. 2017. Vol. 842. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/842/1/012011> (date of access: 09.03.2025).
72. A novel machine learning-based ice detection approach for power transmission lines by utilizing FBG micro-meteorological sensors / R. Zhou et al. *Optics Express*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1364/oe.477309> (date of access: 24.05.2025).

T. Katsadze¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-8365-0046

K. Novikov¹, PhD student, ORCID 0000-0003-4801-6530

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

OVERVIEW OF METHODS FOR MONITORING ICE DEPOSITS ON POWER LINE WIRES

The article provides an overview of modern methods for monitoring icing on overhead power line conductors, a phenomenon that significantly threatens the reliability and safety of power transmission systems under the influence of climate change and extreme weather events. The study highlights both traditional and advanced approaches to detecting and assessing icing, classifying them according to the operating principles of primary sensors into direct (mechanical, electromagnetic, optical, acoustic) and indirect (based on sag, temperature, or geometric changes) methods. Special attention is paid to the advantages, limitations, and potential integration of different approaches within hybrid monitoring systems. The review demonstrates how mechanical strain gauges, fiber-optic and vibration sensors, electromagnetic and capacitive methods, computer vision, satellite remote sensing, GPS, and Internet of Things technologies contribute to early diagnostics and prevention of icing-related failures. The authors emphasize that hybrid solutions, combining meteorological data with optical and strain-based measurements, supported by machine learning algorithms, provide the highest diagnostic accuracy and predictive capabilities.

Comparative analysis is presented in tabular form, summarizing the precision, feasibility, and application constraints of each method. The findings underline the critical importance of timely and reliable information on ice accretion for preventing outages, equipment damage, and economic losses, as well as for improving power system resilience in the context of increasing climate risks. The study contributes to the development of practical guidelines for selecting appropriate monitoring technologies tailored to specific operational conditions, thus enhancing energy security and ensuring sustainable operation of transmission networks.

Keywords: overhead power line, overhead line route, energy security, climatic loads, ice deposits, ice deposit monitoring, wire sagging.

Надійшла: 05.09.2025

Received: 05.09.2025