

ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 658.264

Визначення оптимальної періодичності ремонтно-відновлювального обслуговування турбінного обладнання теплових електростанцій та когенераційних систем теплопостачання*А. С. Мазуренко¹✉, В. В. Кандєєва², Ж. Ф. Дорошенко³, А. В. Пустовіт⁴, О. Л. Фуркаленко⁵*¹⁻⁵Національний університет «Одеська політехніка», просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна✉ e-mail: ¹mazurenko@op.edu.uaORCID: ¹<https://orcid.org/0000-0002-0165-3826>; ²<https://orcid.org/0000-0002-8707-0700>; ³<https://orcid.org/0000-0002-8019-7864>; ⁴<https://orcid.org/0009-0008-4320-953X>; ⁵<https://orcid.org/0009-0000-2171-4502>.

В роботі проведено аналіз сучасного стану наукових досліджень щодо експлуатації енергетичного обладнання та необхідності ремонту основного обладнання. Показано, що в останні десятиліття фахівці та вчені приділяють зростаючу увагу інтеграції передових цифрових технологій до енергетичного сектора. Сучасні тенденції в обслуговуванні турбін ґрунтуються на фактичному стані обладнання та предиктивному обслуговуванні. Вказане стало можливим завдяки розвитку певних технологій, таких як машинне навчання, штучний інтелект, цифрові двійники, інтернет речі. Показано, що актуальність проблеми впровадження існуючих технологій зумовлена тим, що сучасна енергетика характеризується високою капіталомісткістю, зростаючою складністю технологічних процесів та необхідністю дотримання високих стандартів надійності й безпеки. На основі конкретного прикладу – обслуговування турбін, проведено порівняльний аналіз ефективності застосування як номограм так і цифрових технологій. Доведено, що перехід до предиктивного обслуговування означає, що рішення про ремонт приймається не після закінчення певного терміну, а лише тоді, коли дані показують, що це необхідно. Це дозволяє уникнути як передчасних, так і пізніх ремонтів. Дана система дозволяє скоротити простой, заощадити кошти та підвищити надійність. Таким чином ми досягаємо оптимізації з урахуванням безлічі факторів – економічних, екологічних, виробничих, технологічних. Звичайно, така система потребує певних витрат. Впровадження системи предиктивної аналітики потребує значних капітальних вкладень, необхідне навчання персоналу з новими складними системами та аналізу даних, підвищується рівень автоматизації, а підключення до інтернету створює нові ризики кібератак. Також показано, що сучасні технології надають нові інструменти для більш точного та динамічного визначення їх змінних. Сьогодні можна використовувати динамічну цифрову модель, яка в реальному часі розраховує оптимальний момент обслуговування з огляду на всі поточні та прогнозовані фактори.

Ключові слова: Енергетичне обладнання; Надійність роботи обладнання; Цифрові технології в енергетиці.

doi: <https://doi.org/10.15673/ret.v61i4.3333>

© The Author(s) 2025. This article is an open access publication

This work is licensed under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC BY)

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>**1. Вступ**

Експлуатація енергетичного обладнання, в тому числі основних та допоміжних парових та газових турбін теплових електростанцій (ТЕС), коге-

нераційних систем теплопостачання (ТЕЦ) супроводжується зміною показників їх експлуатації. Найбільш важливими є показники надійності, потужність, яку може нести парова чи газова турбіна та економічність, яку доцільно виразити через змі-

ну витрат на умовне паливо. В даній роботі розглянуто вплив тривалої експлуатації на економічність турбоустановок та можливість забезпечення необхідної потужності та показників економічності за рахунок проведення ремонтно-відновлювальних заходів.

Традиційні методи планування ремонтів ґрунтуються на фіксованих регламентах або середньостатистичних даних про напрацювання обладнання. Однак сучасний розвиток енергетики, цифровізація та впровадження інтелектуальних систем моніторингу створюють передумови для переходу до гнучких стратегій обслуговування, що враховують реальний технічний стан агрегатів. Впровадження підходів до оптимізації періодичності ремонтно-відновлювального обслуговування дозволяє зменшити простой, оптимізувати витрати на ремонт та забезпечити високий рівень надійності та безпеки.

2. Аналіз літературних джерел та постановка проблеми

В останні десятиліття фахівці та вчені приділяють зростаючу увагу інтеграції передових цифрових технологій до енергетичного сектора. При цьому номограми не відійшли у минуле, незважаючи на розвиток цифрових технологій та програмних рішень. Вчені в різних галузях [1-3] продовжують шукати способи їх застосування для вирішення завдань, де точність та швидкість обчислень мають велике значення, а графічні методи дають більш інтуїтивно зрозумілі рішення.

Проте, з розвитком інформаційних технологій на зміну графічним методам прийшли комп'ютерне моделювання, системи моніторингу та аналітичні алгоритми прогнозування стану обладнання.

Сучасні тенденції в обслуговуванні турбін ґрунтуються на фактичному стані обладнання (Condition-Based Maintenance, CBM) та предиктивне обслуговування (Predictive Maintenance, PdM). Це стало можливим завдяки розвитку певних технологій, таких як машинне навчання, штучний інтелект, цифрові двійники (Digital Twins), інтернет речі (IoT).

Condition-Based Maintenance – стратегія обслуговування за станом, тобто ця стратегія ґрунтується на моніторингу фактичного стану устаткування, що використовується, для того щоб визначити необхідність обслуговування або ремонту. CBM не спирається на фіксовані часові інтервали, а для своєї роботи використовує дані (температуру, тиск,

вібрації) з датчиків та контрольно-вимірювальних приладів.

Predictive Maintenance – стратегія предиктивного обслуговування, використовує дані та аналітику для прогнозування потенційних відмов до їх виникнення. Головна мета – передбачити момент, коли станеться відмова і це дає можливість запланувати ремонт або заміну обладнання заздалегідь, уникнувши раптових поломок та пов'язаних з ними простоїв.

Розглянемо ключові технології, завдяки яким ми можемо використовувати ці стратегії:

1. Машинне навчання (Machine Learning, ML) – це клас методів штучного інтелекту, який поєднує підходи та технології для створення алгоритмів, здатних самостійно навчатися на основі даних. На відміну від традиційних методів, при яких обчислювальні системи запрограмовані на виконання певних завдань, ML-моделі здатні покращувати свою роботу з часом, аналізуючи дані та виявляючи в них закономірності. Це дозволяє ML-системам вирішувати завдання, які складно чи неможливо запрограмувати вручну. Штучний інтелект (Artificial intelligence, AI), своєю чергою, у широкому значенні може автоматизувати прийняття рішень з урахуванням цих даних [4].

2. Інтернет речі (Internet of things, IoT) – це мережа фізичних об'єктів, яка оснащена датчиками, програмним забезпеченням та іншими технологіями для збирання та обміну даними. Для турбіни IoT-датчики (сенсори вібрації, температури, датчики тиску і т.д.) встановлюються на ключових компонентах і безперервно збирають дані про роботу турбіни в реальному часі, передаючи їх у центральну систему для проведення аналізу.

3. Цифровий двійник (Digital Twin) — це комплексна цифрова модель середовища, продукту або системи, яка використовує реальні дані для створення симуляцій та прогнозування без впливу на реальний аналог. Її також називають технологією створення віртуальних клонів. Вона дозволяє перевіряти відразу кілька гіпотез чи тестувати продукти.

У програмах цифрових двійників використовують інструменти штучного інтелекту, моделювання та аналітики даних, Інтернету мов (IoT), доповненої, віртуальної та штучної реальності [5].

Це точна цифрова копія, яка може працювати та імітувати поведінку реальної турбіни. Вона використовує дані, які отримує в реальному часі від IoT-датчиків, щоб оновлювати свій стан. Цифрові

двійники дозволяють інженерам: моделювати різні сценарії (підвищення навантаження, планування ремонтно-відновлювального обслуговування турбін); прогнозувати знос компонентів; тестувати зміни за умов роботи; оптимізувати процес роботи без ризиків реального устаткування.

За даними наукових публікацій [6-8] застосування цих технологій дозволяє оптимізувати експлуатаційні режими обладнання, значно знижувати ризик аварій та прогнозувати необхідність ремонтно-відновлювальних заходів. Вчені відзначають, що використання інтелектуальних систем керування підвищує загальну надійність енергоблоків та сприяє раціональному розподілу навантаження в енергомережах. Таким чином формується методологічна основа для створення сталої та безпечної енергетики майбутнього.

Актуальність цієї проблеми зумовлена тим, що сучасна енергетика характеризується високою капіталомісткістю, зростаючою складністю технологічних процесів та необхідністю дотримання високих стандартів надійності й безпеки. Турбінне обладнання ТЕС та когенераційних систем працює в умовах інтенсивних навантажень, що призводить до поступового погіршення експлуатаційних характеристик і зростання ризику відмов. Одночасно ринкові умови та коливання цін на паливо й матеріали роблять особливо важливим пошук економічно обґрунтованих рішень щодо ремонтів і модернізацій. Впровадження інтелектуальних систем керування, дистанційного моніторингу, предиктивного обслуговування та обслуговування за станом дозволяє перейти від традиційних фіксованих графіків до гнучких стратегій, що базуються на фактичному технічному стані обладнання. Це дає змогу мінімізувати простої, підвищити ефективність використання ресурсів і забезпечити сталий розвиток енергетики.

Таким чином, тема є актуальною для забезпечення конкурентоспроможності та безпеки енергетичних об'єктів у сучасних умовах та відповідає світовим тенденціям цифровізації та інтелектуалізації виробництва.

3. Мета та задачі дослідження.

Метою дослідження є обґрунтування та розроблення підходів до визначення оптимальної періодичності ремонтно-відновлювального обслуговування турбінного обладнання ТЕС і ТЕЦ з урахуванням технічних, економічних та експлуатацій-

них факторів. Це дозволить забезпечити підвищення надійності, безпеки та економічної ефективності роботи енергетичних установок, оптимізувати витрати на паливо й ремонти, а також інтегрувати сучасні цифрові технології у процес прийняття рішень.

Для досягнення поставленої мети необхідно було вирішити наступні задачі:

- провести аналіз сучасного стану наукових напрацювань у галузі підходів, щодо ремонтно-відновлювального обслуговування;
- на основі проведеного аналізу визначити методику оцінки необхідності проведення ремонтних робіт основного обладнання ТЕС та ТЕЦ;
- на основі конкретного прикладу: обслуговування турбін, провести порівняльний аналіз ефективності застосування як номограм (класичний підхід) так і цифрових технологій (новітній підхід).

4. Матеріали та методи досліджень.

Визначення необхідності заміни або відновлення лопаткових апаратів турбін, що працюють, наприклад, в умовах ерозійного зносу, необхідність періодичного чищення поверхні лопаток проточної частини турбін від відкладень, оцінка доцільності ремонту ущільнень, відновлення номінальних радіальних та осевих зазорів є техніко-економічним завданням. Тут необхідно враховувати з одного боку: витрати на різні заходи щодо поліпшення стану проточної частини, на заміну лопаток одного або декількох ступенів турбіни, вартість ремонтно-відновлювальних робіт, недовироблення електроенергії через додаткові простої турбін у період чищення, ремонту та ін, а з іншого боку необхідно оцінити економію експлуатаційних витрат, що досягається за рахунок підвищення середнього значення показників економічності після проведення ремонту. На кінцевий результат такого зіставлення впливає тип і ціна палива, що використовується, а також характер роботи обладнання (базовий, напівпіковий або піковий). При цьому слід враховувати інтенсивність зміни ціни на паливо, матеріали, обладнання та розцінок на виконання ремонтних робіт в умовах реальної інфляції.

Доцільність вибору того чи іншого варіанту певних конструктивних рішень на етапі проектування турбін зазвичай оцінюється за мінімумом розрахункових витрат – Z_p , універсальному економічному критерію для техніко-економічного зіставлення різних варіантів.

$$\Delta Z_{pi} = \Delta U_i + \rho \cdot \Delta K_i \quad (1)$$

де ΔZ_{pi} – змінна складова розрахункових витрат при різних конструктивних заходах з метою захисту турбін від зношування або відкладень та зменшення впливу цих факторів на її ККД; ΔU_i – змінна експлуатаційних витрат за рахунок паливної складової при порівнянні i -го варіанта з базовим. Передбачається, що зміна в i -ому варіанті спрямована на підвищення середніх показників економічності роботи турбін, і при цьому $\Delta U_i < 0$; ΔK_i – додаткові капіталовитрати у порівнюваному варіанті. Наприклад, при застосуванні додаткових внутрішньоступінчастих вологовидаляючих пристроїв у парових турбінах, використанні спеціальних сплавів для елементів проточної частини та інших витрат; ρ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень. Величина зворотна терміну окупності та для енергетики приймається рівною нині – 0,15 1/рік.

Вибір найкращого варіанту проводиться за принципом мінімуму розрахункових витрат. Той варіант, у якого розрахункові витрати виявляються найменшими, вважається найбільш економічно вигідним та доцільним для реалізації в ринкових умовах як для виробників енергообладнання, так і для замовників. Цей підхід дозволяє приймати обґрунтовані рішення, обираючи між початковими інвестиціями та довгостроковою економією від експлуатації.

Будівництво теплових електростанцій, ТЕЦ чи великих котельень потребує значних початкових інвестицій, а це робить негативний грошовий потік на початковому етапі дуже великим. Цей процес може займати багато років, протягом яких проект не генерує дохід, але потребує постійних капіталовкладень. Коли електростанції починають працювати з'являються нові витрати, пов'язані з життєзабезпеченням даного об'єкта. ТЕЦ та ТЕС працюють тривалий час і на всій довжині життєвого циклу електростанції, керівництво стикається зі складною структурою грошових потоків і це означає, що грошові потоки потрібно дисконтувати на дуже довгий період. Цей процес вимагає точних прогнозів доходів та витрат на десятиліття вперед, в тому числі і на ремонтно-відновлювальні роботи.

Хоча основні принципи залишаються незмінними, у ринковій економіці сучасні розрахунки стають дедалі складнішими і мають враховувати додаткові чинники. До сучасного техніко-еконо-

мічного обґрунтування обов'язково включають аналіз ризиків: фінансових, екологічних, технічних, виробничих, тобто оцінюється проект з різних сторін. І замість спрощених розрахунків використовуються складніші моделі, такі як чиста наведена вартість (NPV), внутрішня норма прибутковості (IRR) та дисконтований термін окупності (DPP). Проте всі вони базуються на тих самих фундаментальних принципах: зіставлення інвестицій із майбутніми вигодами та витратами.

Розглянемо, як це працює.

1. Чиста наведена вартість (NPV):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IC \quad (2)$$

де CF_t – грошовий потік за певний період; t – період часу; n – кількість періодів; r – ставка дисконтування; IC – початкові інвестиційні витрати.

Це ключовий інструмент для прийняття рішень щодо ремонтно-відновлювального обслуговування турбін на ТЕС та ТЕЦ. NPV допомагає визначити, чи буде такий проект економічно вигідним, порівнюючи витрати на ремонт з майбутніми вигодами, які він принесе, з урахуванням факторів часу та ризиків. Таким чином, NPV – це метод, який дозволяє структурувати процес прийняття рішень, перетворюючи ремонтно-відновлювальне обслуговування з операційного завдання на стратегічний інвестиційний проект.

2. Внутрішня норма прибутковості (IRR):

$$0 = NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - IC \quad (3)$$

де IRR – внутрішня норма прибутковості

Внутрішня норма прибутковості (IRR) – це показник, який використовується у фінансовому аналізі для оцінки прибутковості потенційних інвестицій. IRR – це ставка дисконтування, яка робить чисту приведену вартість (NPV) усіх грошових потоків рівною нулю в аналізі дисконтованих грошових потоків. Розрахунок IRR базується на тій же формулі, що й NPV. Саме річна прибутковість робить NPV рівною нулю. Отже, чим вища внутрішня норма прибутку, тим більш бажаними є інвестиції або тим привабливішим є бізнес для інвестора. IRR є однорідною для інвестицій різних типів і, як така, може використовуватися для ранжування кількох перспективних інвестицій або проектів на відносно рівномірній основі. [9].

Розрахунок внутрішньої норми прибутковості (IRR) на електростанціях використовується для оцінки економічної ефективності та привабливості інвестиційних проектів. Це фінансовий показник, який допомагає інвесторам та менеджерам приймати рішення про будівництво, модернізацію, проведення ремонтних робіт будь-якої складності або розширення електростанцій. А також дозволяє порівнювати різні інвестиційні можливості, навіть якщо вони мають різні терміни реалізації, обсяги інвестицій та грошові потоки. Наприклад, можна порівняти будівництво нової ТЕЦ із модернізацією старої ТЕС та крупної котельні. Проект із вищим IRR буде більш привабливим для інвестора.

3. Дисконтований термін окупності (DPP)

$$DPP = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} \geq IC \quad (4)$$

DPP – це період за який сума дисконтованих грошових потоків (з урахуванням ставки дисконту) від інвестиційного проекту дорівнює або перевищує початкові інвестиції.

Цей фінансовий показник допомагає оцінити, коли інвестиції в проект окупляться з урахуванням знецінення грошей з часом (інфляції, вартості капіталу). Для ТЕС, ТЕЦ, а також крупних котельнь, які є довгостроковими та капіталомісткими проектами, DPP використовується для: оцінки ефективності інвестицій, порівняння проектів, управління фінансовими, екологічними, технічними, виробничими ризиками.

У таблиці 1, авторами показано, застосування фінансових показників NPV, IRR та DPP для теплових електростанцій та когенераційних систем.

Таблиця 1 – Застосування фінансових показників NPV, IRR та DPP на ТЕС

Показник	Що показує	Використання на ТЕЦ	Переваги
Чиста наведена вартість NPV	Сумарна вигода проекту з урахуванням часу (загальна вигода від проекту)	Визначає ефективність реконструкції турбін або заміни котлів	Вказує, чи проект приносить прибуток $NPV > 0$
Внутрішня норма прибутковості IRR	Процентна ставка при якій $NPV = 0$. Порівняння доходності проекту з альтернативними інвестиціями або кредитними ставками	Використовується для оцінки рентабельності використання нових котлів чи турбін	Дозволяє оцінити привабливість інвестицій
Дисконтований термін окупності DPP	Час, необхідний для повернення інвестицій з урахуванням дисконту	Оцінка ризику великих капіталовкладень (будівництво ТЕЦ або модернізація обладнання)	Допомагає планувати фінансову безпеку та швидкість окупності

Можна побачити, що ці моделі дозволяють проводити глибокий аналіз, який допомагає керівництву приймати обґрунтовані та стратегічно виважені рішення щодо ремонту та модернізації енергетичного обладнання, будівництва чи розширення електростанцій.

Ефективна експлуатація турбінного обладнання атомних та теплових електростанцій є критично важливою умовою забезпечення надійного вироблення електроенергії. Турбіни функціонують в умовах високих механічних навантажень, екстремальних температур та тиску, що зумовлює поступове погіршення експлуатаційних характеристик компонентів та підвищує ймовірність відмов обладнання. Визначення оптимальної періодичності ремонтно-відновлювального обслуговування турбінного обладнання забезпечує не лише продо-

вження терміну служби агрегатів, а й мінімізує простої електростанції, що, у свою чергу, сприяє зниженню економічних втрат та підвищенню рівня виробничої безпеки.

При різних заходах періодичного характеру з метою поліпшення ефективності (ККД) установки важливо визначити оптимальну періодичність їх проведення з урахуванням інтенсивності зниження ККД, потужності турбіни, вартості палива, часу простою і витрат при чищенні, промиванні, відновленні стану або перелопачуванні.

Очевидно, що оптимальній періодичності ремонтно-відновлювальних робіт – τ (годин), буде відповідати мінімум сумарних витрат від перевитрати палива, недовироблення електроенергії та витрат на ремонтно-відновлювальні роботи за обраний нормативний термін T_n .

$$\frac{T_n}{\tau} [F(\tau) + H(\tau) + K] = f_{\min} \quad (5)$$

Таким чином, так як $T_n = \text{const}$, то

$$\frac{F(\tau) + H(\tau) + K}{\tau} = f_{\min} \quad (6)$$

Тут: $H(\tau)$ – витрати на потужність, що заміщає, за період τ у разі недовироблення електрики через падіння потужності; $F(\tau)$ – додаткові витрати на паливо через зниження ККД установки, грн. $F(\tau)$ є функцією τ , оскільки зі збільшенням періодів між ремонтами перевитрата палива зростає. Загалом, для $F(\tau)$ можна записати:

$$F(\tau) = \int_0^{\tau} C N \cdot \Delta b(\tau) d\tau = C N \int_0^{\tau} \Delta b(\tau) d\tau, \quad (7)$$

де C – ціна умовного палива, грн/т у.п.; N – потужність установки, МВт; $\Delta b(\tau)$ – збільшення з часом питомої витрати умовного палива, кг/кВт·год.

$$H(\tau) = \int_0^{\tau} C_{ch} \cdot \Delta N(\tau) d\tau = C_{ch} \int_0^{\tau} \Delta N(\tau) d\tau \quad (8)$$

де C_{ch} – вартість електроенергії, що заміщає станції або енергосистеми, грн/МВт·год; $\Delta N(\tau)$ – падіння з часом потужності аналізованої установки, МВт; K – витрати на ремонтно-відновлювальні роботи та витрати на заміну потужності у разі простою установки при чищенні, грн. Таким чином:

$$K = K_r + \alpha \cdot C_{ch} N \cdot \tau_r \quad (9)$$

Коефіцієнт α враховує характер роботи установки. Для турбоустановки, що працює в піковій частині навантаження, коефіцієнт α може бути в деяких випадках прийнятий мінімальним, або навіть рівним нулю, так як чищення може проводитися і в період планової зупинки. Для турбін, що працюють у базовій частині навантаження, коефіцієнт $\alpha = 1$; τ_r – залежить від характеру та обсягу ремонтно-відновлювальних робіт.

Якщо порушень номінальних зазорів у проточній частині та дефектів лопаток не виявлено і необхідне тільки чищення проточної частини, то її можна виконати в деяких випадках і без зупинки турбіни. У разі чищення проточної частини турбін

без зупинки, зі зниженням потужності до N_r залежність K набуде вигляду:

$$K = K_r + \alpha \cdot C_{ch} (N - N_r) \cdot \tau_r \quad (10)$$

Величина K_r повинна включати крім витрат на відновлення, витрати на пуск турбіни (при її повній зупинці). Для ГТУ останні витрати невеликі.

Для визначення оптимального періоду чищення – τ_{opt} , необхідно першу похідну рівняння (6) прирівняти нулю. Виконавши диференціювання, і враховуючи, що $\tau \neq 0$, отримаємо:

$$[dF(\tau) + dH(\tau)] \tau - F(\tau) - H(\tau) - K = 0 \quad (11)$$

Підставляючи з рівнянь (7) та (8) значення $F(\tau)$, $H(\tau)$ та їх диференціалів, можна записати:

$$\begin{aligned} & \tau [C \cdot N \cdot \Delta b(\tau) + C_{ch} \Delta N(\tau)] - N \int_0^{\tau} \Delta b(\tau) d\tau - \\ & - C_{ch} \int_0^{\tau} \Delta N(\tau) d\tau - K = 0 \end{aligned} \quad (12)$$

Вирішити отримане рівняння щодо τ можна, при відомих залежностях $\Delta b(\tau)$ і $\Delta N(\tau)$ від часу роботи турбоустановки, як аналітично, так і графічним методом, причому останнє у випадках необхідності оперативної оцінки перспектив та тенденцій впливу окремих параметрів може бути допустимим.

Визначення найбільш достовірних закономірностей функцій $\Delta b = f(\tau)$ і $\Delta N = f(\tau)$ проводиться збором та відповідною статистичною обробкою даних тривалої експлуатації енергоустановки.

Якщо, для прикладу, прийняти $\Delta b(\tau) = a \cdot \tau^n$ і $\Delta N(\tau) = b \cdot \tau^m$, отримаємо

$$F(\tau) = C \cdot N \int_0^{\tau} a \cdot \tau^n \cdot b \cdot \tau d\tau = C \cdot N \cdot a \frac{\tau^{n+1}}{n+1} \quad (13)$$

$$H(\tau) = C_{ch} \int_0^{\tau} a \cdot \tau^m \cdot b \cdot \tau d\tau = C_{ch} \cdot b \cdot \frac{\tau^{m+1}}{m+1} \quad (14)$$

У цьому випадку рівняння (11) набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & (C \cdot N \cdot a \cdot \tau^n + C_{ch} \cdot b \cdot \tau^m) \cdot \tau - \\ & - C \cdot N \cdot a \cdot \frac{\tau^{n+1}}{n+1} - C_{ch} \cdot b \cdot \frac{\tau^{m+1}}{m+1} - K = 0 \end{aligned} \quad (15)$$

Звідки

$$\tau^{n+1} \cdot C \cdot N \cdot a \cdot \frac{n}{n+1} + \tau^{m+1} \cdot C_{ch} \cdot b \cdot \frac{m}{m+1} = K \quad (16)$$

Вирішення цього рівняння щодо τ (при відомих коефіцієнтах a , b , n , m) не пов'язано зі значними труднощами.

В окремому випадку, коли для прикладу зміни b і N можна подати у вигляді: $b(\tau) = a \cdot \tau^{1/2}$ і $N(\tau) = b\tau^2$, тобто $n = 0,5$ і $m = 2$, то рішення рівняння (16) може бути досить простим:

$$\tau_{opt} = \left[\frac{\sqrt{(C \cdot N \cdot a)^2 + 24 \cdot C_{ch} \cdot b \cdot K - C \cdot N \cdot a}}{4 \cdot C_{ch} \cdot b} \right]^{\frac{2}{3}} \quad (17)$$

Слід зазначити, що при абразивному зносі, а також при незначних за товщиною відкладеннях, коли зниження потужності установки через зменшення витрати робочого тіла не відбувається, $H(\tau) = 0$. В цьому випадку рівняння (15) може бути вирішене в загальному вигляді:

$$\tau^{n+1} \cdot C \cdot N \cdot a \cdot \frac{n}{n+1} = K \quad (18)$$

Звідки

$$\tau_{opt} = \sqrt[n+1]{\frac{k}{C+1} \cdot \frac{n+1}{n}} \quad (19)$$

З урахуванням (10) остаточно отримаємо:

$$\tau_{opt} = \sqrt[n+1]{\frac{K_r + \alpha \cdot C_{ch} \cdot N \cdot \tau_r}{C \cdot N \cdot a} \cdot \frac{n+1}{n}} \quad (20)$$

При експлуатації з частими зупинками турбін, простіше визначити періодичність ремонтно-відновлювальних робіт через максимально допустиме підвищення питомої витрати палива (або зниження ККД). При τ_{opt} , Δb_{max} складе :

$$\Delta b_{max} = a \cdot \left(\frac{K_r + \alpha \cdot C_{ch} \cdot N \cdot \tau_r}{C \cdot N \cdot a} \cdot \frac{n+1}{n} \right)^{\frac{n}{n+1}} \quad (21)$$

5. Результати досліджень

На практиці, при експлуатації або організації

ремонтів турбоустановок, що працюють зі зниженням їхньої економічності, визначати оптимальну періодичність ремонтно-відновлювальних робіт можна оціночно попередньо і за допомогою номограм чи інших графічних методів, що забезпечують наочну оцінку залежності стану обладнання від часу експлуатації та інтенсивності навантажень. У сучасних умовах значну роль відіграють комп'ютерні моделі, системи дистанційного моніторингу та автоматизовані алгоритми прогнозування технічного стану обладнання. Інтеграція традиційних підходів із сучасними цифровими методами дозволяє підвищити точність планування ремонтно-відновлювального обслуговування та забезпечити більш мобільне, ефективне та безпечне керування експлуатаційним станом турбінного обладнання.

Наведена для прикладу номограма для розрахунку τ_{opt} (рис. 1) побудована за загальноприйнятою методикою і виражає рівняння (20).

Висока волатильність цін на енергоресурси, сировину, обладнання, робочу силу, а також потенційні зміни у грошово-кредитній політиці країни роблять доцільним використання виробничих фінансових інструментів, таких як ф'ючерси та опціони. Дані інструменти дозволяють хеджувати ризики, тобто зафіксувати ціну активу на майбутнє, тим самим убезпечивши себе від подорожчання.

Оптимальна періодичність ремонтно-відновлювального обслуговування турбінного обладнання визначається на основі аналізу технічного стану агрегатів, статистики відмов та експлуатаційних навантажень. Основна мета такого аналізу – збалансувати ризик відмов із витратами на ремонт, забезпечуючи надійну роботу станції за мінімальних економічних втрат. Перевагою номограм є наочність та простота використання: інженер може швидко отримати оцінку без складних обчислень. Однак такий підхід має обмеження: невисока точність при зміні експлуатаційних умов; трудність урахування безлічі факторів одночасно; залежність від статистичних даних минулого, які можуть не відображати поточний стан обладнання.

Використання сучасних методів дозволяє враховувати набагато більше параметрів, підвищує точність прогнозів та знижує ризик аварійних зупинок, одночасно оптимізуючи витрати на обслуговування. Дані технології працюють разом, утворюючи потужну систему, яка дозволяє перевести обслуговування турбіни з реактивної стратегії в проактивну. Це значно підвищує надійність, без-

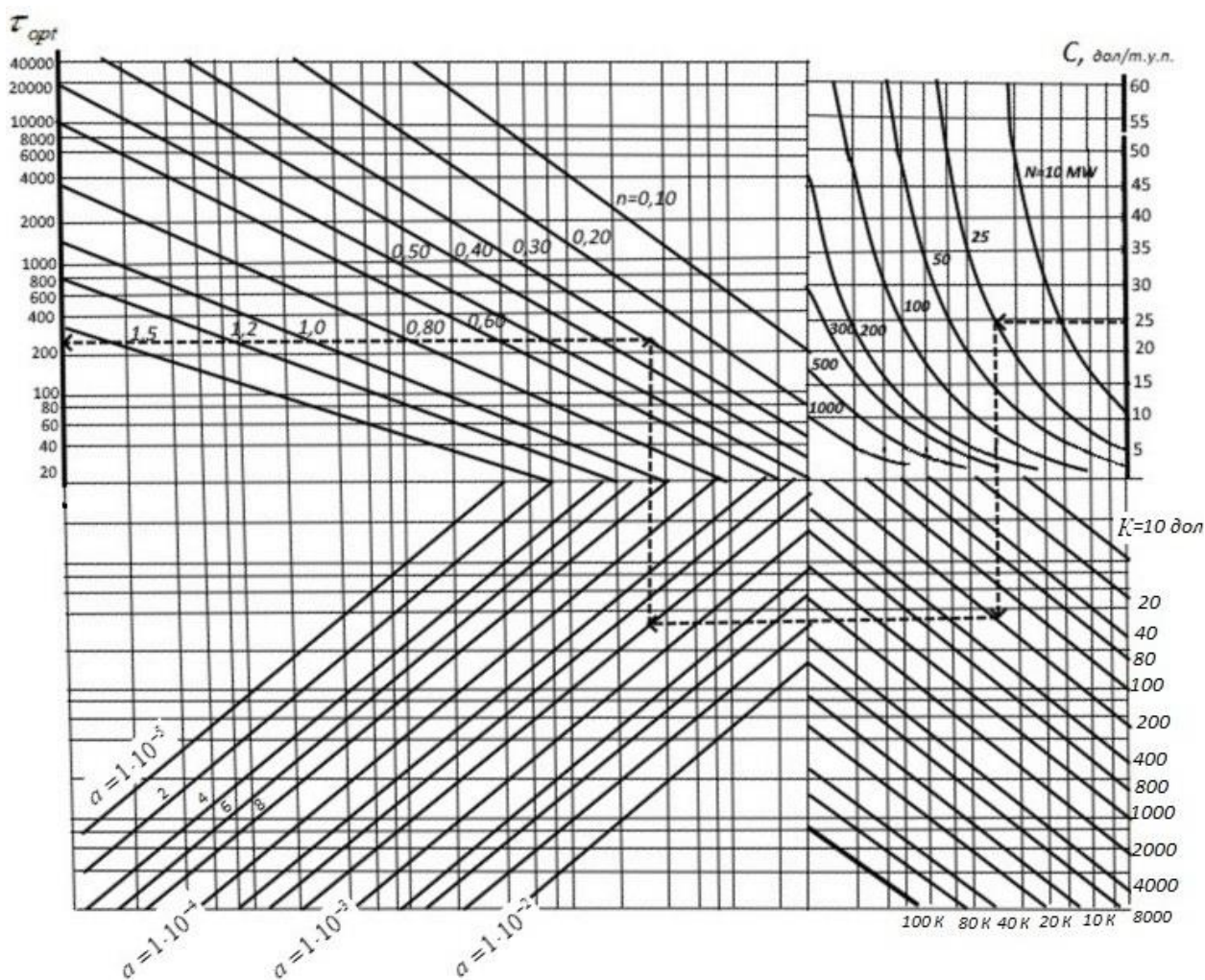


Рисунок 1 – Приклад номограми для оцінки раціональних періодів відновлення характеристик або заміни елементів енергоустановок

пеку та економічну ефективність експлуатації турбін. Застосування сучасних методів обслуговування турбін не лише підвищує надійність та економічну ефективність, але й дозволяє більш точно оцінювати ключові параметри роботи обладнання.

Так, для контролю витрат палива та оптимізації режимів роботи турбін використовується спеціальна номограма у двох квадрантах (рис. 2), що дозволяє визначити допустиме збільшення питомої витрати палива Δb_{max} через відому величину τ_{opt} .

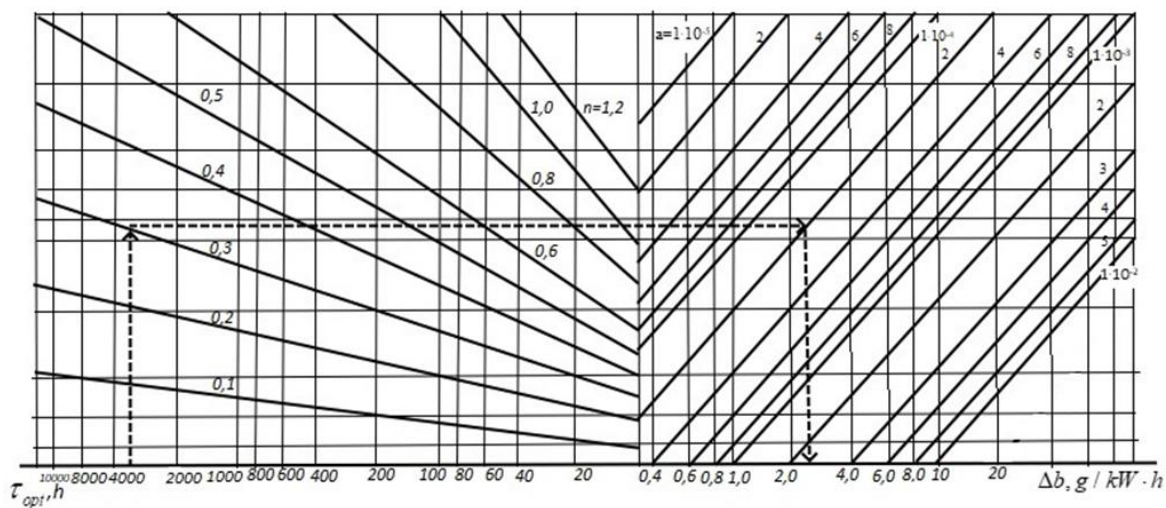


Рисунок 2 – Графічний метод визначення допустимого збільшення питомої витрати палива за період τ_{opt}

Проте можливо визначити і час проведення ремонтно-відновлювальних заходів при спостережанні відповідного зниження економічності основної та допоміжних турбін, чи всієї енергоустановки.

Необхідні для оцінки τ_{opt} і Δb_{max} величини (витрати на чистку – K , вартість палива – C , час чистки – $\tau_{год}$, вартість електроенергії потужності, що замінюється – C_{ch} , коефіцієнт α), можуть бути визначені в кожному окремому випадку без труднощів.

Визначення характеру зміни в часі основних параметрів енергоустановки – Δb і ΔN (або коефіцієнтів a , n , b , m при встановленому аналітичному їх взаємозв'язку) є більш складним завданням. Проведені дослідження, і навіть аналіз існуючих

літературних даних показують, що зниження економічності установок, приводить іноді до зменшення її потужності і це залежить від багатьох чинників. В першу чергу впливає, напрацювання ресурсу, змінні характеристики палива, інтенсивність зношування або відкладень, конструктивні особливості проточної частини турбін, матеріал лопаток, режим експлуатації, аеродинаміка течії в турбіні, прийняті методи чищення або промивання проточної частини при відкладеннях та ін.

Проведемо порівняння двох підходів до ефективного обслуговування турбін: традиційного підходу (номограми) та сучасного підходу (CBM, PdM) (табл. 2).

Таблиця 2 – Порівняння двох підходів до обслуговування турбін

Критерії	Номограма	CBM и PdM
Точність	Низька (приблизні розрахунки)	Висока (заснована на реальних даних)
Основа	Усереднені дані	Актуальні дані у реальному часі
Інструменти	Паперові графіки, лінійки	Датчики IoT, ПЗ, AI, Digital Twins
Планування	Фіксовані інтервали або приблизні розрахунки	Динамічний, за реальним станом обладнання
Вартість	Низькі початкові вкладення	Високі початкові вкладення (датчики, ПЗ)
Ефективність	Неоптимальна (може призвести до зайвого ремонту)	Максимальна (ремонт тільки коли потрібно)
Прогнозування	Низьке (неможливо передбачити раптові поломки)	Високе (можна передбачити відмови)
Швидкість та оперативність реакції	Не дозволяє швидко реагувати на раптові зміни	Робота у реальному часі
Вимога до персоналу	Потребує глибоких інженерних знань та досвіду.	Вимагає нових навичок, роботи з великим обсягом даних та машинним навчанням
Масштабованість та автоматизація	Не масштабується	Одна центральна система може збирати та аналізувати дані з кількох турбін одночасно.
Інтеграція з іншими системами	Окремий, ізолюваний інструмент	Початково інтегрована система

Як ми можемо бачити з результатів табл. 2, номограма не вимагає великих початкових вкладень. Але також вона не дозволяє швидко реагувати на раптові зміни та щоб отримати новий результат, необхідно проводити нові розрахунки, що потребує додаткового часу. Цей підхід не масштабується, і якщо кілька турбін, то номограму потрібно будувати для кожної турбіни окремо, а це трудомісткий та тривалий процес. Також цей підхід – окремий та ізолюваний, дані з нього не можна легко передати до інших систем. Сучасні техноло-

гії дозволяють працювати в режимі реального часу та оперативно реагувати на раптові зміни, що дозволяє інженерам вжити заходів негайно. Замість того, щоб вручну робити розрахунки, інженери стають аналітиками. Вони повинні розуміти, як працюють алгоритми, вміти інтерпретувати дані та приймати рішення на їх основі. Це вимагає нових навичок, наприклад, у сфері роботи з великими даними та машинним навчанням, що створено для масштабування. Одна центральна система може збирати та аналізувати дані декількох турбін одночасно.

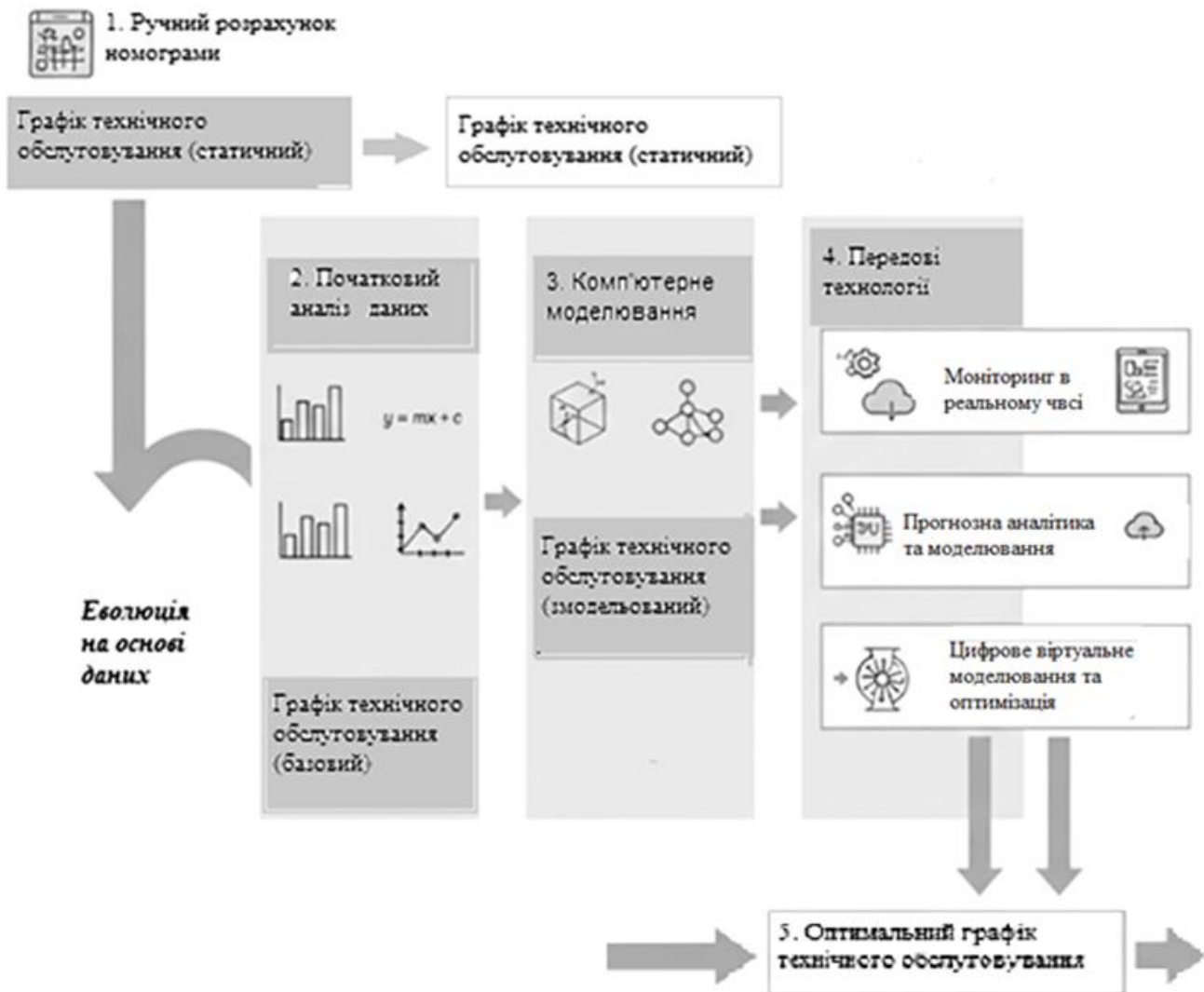


Рисунок 3 – Еволюційний перехід від номограм до інтелектуальних систем

На рис. 3 ми можемо бачити перехід від статичних, ручних розрахунків (номограм) до динамічної, інтелектуальної системи (AI, IoT, Digital Twins), для розрахунку оптимальних періодів відновлення характеристик або заміни елементів енергоустановок. Така система дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо обслуговування, мінімізувати простой та скоротити витрати.

Як ми можемо бачити, сучасний підхід – це не просто точніший інструмент. Це абсолютно нова філософія управління, яка робить всю систему розумнішою, безпечнішою та ефективнішою.

Сьогодні сучасні технології дозволяють визначити оптимальну періодичність топіт з набагато більшою точністю і в режимі реального часу. Раніше функції зносу $\Delta b(\tau)$ і $\Delta N(\tau)$ визначалися на основі усереднених даних та емпіричних залежностей. Зараз вони можуть бути індивідуалізовані для кожної конкретної турбіни. Системи предиктивної аналітики, навчені на історичному та поточному

добробку, здатні з високою точністю прогнозувати зниження ефективності та потужності.

6. Висновки

Відповідно до поставлених задач в роботі проведено аналіз ефективності застосування сучасних методів оцінки необхідності застосування ремонтних робіт до основного обладнання ТЕС та ТЕЦ. На основі проведеного дослідження можна зробити наступні висновки.

Перехід до предиктивного обслуговування означає, що рішення про ремонт приймається не після закінчення певного терміну, а лише тоді, коли дані показують, що це необхідно. Це дозволяє уникнути як передчасних, так і запізнених ремонтів. Дана система дозволяє скоротити простой, заощадити кошти та підвищити надійність. Таким чином ми досягаємо оптимізації з урахуванням безлічі факторів – економічних, екологічних, ви-

робничих, технологічних і т.д. Звичайно, така система потребує певних витрат. Впровадження системи предиктивної аналітики потребує значних капітальних вкладень, необхідне навчання персоналу з новими складними системами та аналізу даних, підвищується рівень автоматизації, а підключення до інтернету створює нові ризики кібератак.

Сучасні технології надають нові інструменти для більш точного та динамічного визначення їх змінних. Сьогодні можна використовувати динамічну цифрову модель, яка в реальному часі розраховує оптимальний момент обслуговування з огляду на всі поточні та прогнозовані фактори.

Особистий внесок авторів CRediT

Мазуренко А.С.: розробка методики. **Кандєєва В.В.:** постановка завдань, наукової проблеми. **Дорошенко Ж.Ф.:** аналіз отриманих результатів. **Пустовіт А.В.:** збір статистичних даних; **Фуркаленко О.Л.:** аналіз літературних джерел.

Література

1. **A. Balouktsis, D. Chassapis, T. D. Karapantsios.** A nomogram method for estimating the energy produced by wind turbine generators // *Solar Energy*. – 2002. – Vol.72, Is. 3. – P. 251-259.
2. **Коваленко К.В.** Методика використання номограм для постановки дослідницьких задач // *Науковий часопис НПУ імені М.П. Драгоманова. Серія №5. Педагогічні науки: реалії та перспективи*. – 2013. – Вип. 40. – С. 94-99.
3. **Шутенко О. В.** Розпізнавання типу дефектів маслоснаповненого обладнання за відсутності еталонних номограм. Інформаційні технології: наука,

техніка, технологія, освіта, здоров'я // *Матеріали 33-ї міжнар. наук.-практ. конф. MicroCAD-2025*, 14-17 травня 2025 р. – Харків: НТУ "ХПІ", 2025. – С. 176.

4. Еталонний провайдер хмарної інфраструктури vmware. URL: <https://denovo.ua/ru/resources/what-is-machine-learning> (дата звернення 11.11.2025).

5. Цифрові двійники: що це за технологія і як вона допоможе відновити України – аналітика. URL: <https://psm7.com/technology/cifrovye-dvojniki-cto-eto-za-texnologiya-i-kak-ona-pomozhet-vosstanovit-ukrainu-analitika.html> (дата звернення 11.11.2025).

6. **Зайцев Є.О., Березниченко В.О., Левицький А.С., Підчій О.Є., Логвиненко І.В.** Дослідження функції перетворення ємнісних сенсорів для потужних генераторів засобами комп'ютерного моделювання // *Матеріали XXII Міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*, 20-21 травня 2021 року. – Київ, 2021.

7. **Баженов В.А.** Використання методів лінійного програмування для оптимізації розвитку електричних мереж енергосистем з відновлюваними джерелами енергії // *Матеріали XXII Міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»* 20-21 травня року. – Київ, 2021.

8. **Маляренко В. А., Шубенко О. Л., Андрєєв С. Ю., Бабак М. Ю., Сенецький О. В.** Когенераційні технології в малій енергетиці: монографія. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 454 с.

9. Що таке внутрішня норма прибутковості. URL: https://business.diia.gov.ua/entrepreneur-handbook/item/scho_take_vnutrishnya_norma_pributkovosti_irr (дата звернення 11.11.2025).

Отримана в редакції 11.11.2025, прийнята до друку 28.11.2025

Determination of the optimal periodicity of repair and restoration maintenance of turbine equipment of thermal power plants and cogeneration heat supply systems

Anton Mazurenko^{1✉}, Vira Kandieieva², Zhanna Doroshenko³, Anatoly Pustovit⁴, Oleksandr Furkalenko⁵

¹⁻⁵National University "Odesa Polytechnic", 1 Shevchenko Ave., Odesa, 65044, Ukraine

✉ e-mail: ¹mazurenko@op.edu.ua

ORCID: ¹<https://orcid.org/0000-0002-0165-3826>; ²<https://orcid.org/0000-0002-8707-0700>; ³<https://orcid.org/0000-0002-8019-7864>; ⁴<https://orcid.org/0009-0008-4320-953X>; ⁵<https://orcid.org/0009-0000-2171-4502>.

The paper analyzes the current state of scientific research on the operation of energy equipment and the need for major equipment repairs. It is shown that in recent decades, specialists and scientists have been

paying increasing attention to the integration of advanced digital technologies into the energy sector. Modern trends in turbine maintenance are based on the actual condition of the equipment and predictive maintenance. This has become possible thanks to the development of certain technologies, such as machine learning, artificial intelligence, digital twins, and the Internet of Things. It is shown that the relevance of the problem of implementing existing technologies is due to the fact that modern energy is characterized by high capital intensity, increasing complexity of technological processes, and the need to comply with high standards of reliability and safety. Based on a specific example: turbine maintenance, a comparative analysis of the effectiveness of the use of both nomograms and digital technologies has been conducted. It is proven that the transition to predictive maintenance means that the decision to repair is made not after a certain period, but only when the data show that it is necessary. This allows you to avoid both premature and late repairs. This system allows you to reduce downtime, save money and increase reliability. In this way, we achieve optimization taking into account many factors – economic, environmental, production, technological. Of course, such a system requires certain costs. The implementation of a predictive analytics system requires significant capital investments, staff training with new complex systems and data analysis is necessary, the level of automation increases, and Internet connection creates new risks of cyberattacks. It is also shown that modern technologies provide new tools for more accurate and dynamic determination of their variables. Today, you can use a dynamic digital model that calculates the optimal maintenance moment in real time, taking into account all current and forecasted factors.

Keywords: Power equipment; Equipment reliability; Digital technologies in power engineering.

References

1. Balouktsis, A., Chassapis, D., Karapantsios, T.D. (2002) A nomogram method for estimating the energy produced by wind turbine generators. *Solar Energy*, 72, 3, 251-259.
2. Kovalenko, K.V. (2013) Methodology for using nomograms to formulate research problems. *Scientific journal of the National Polytechnic University named after M.P. Dragomanov. Series No. 5. Pedagogical Sciences: Realities and Prospects*, 40. K.: Publishing House of the National Polytechnic University named after M.P. Dragomanov, 94-99.
3. Shutenko, O. V. (2025) Recognizing the type of defects in oil-filled equipment in the absence of reference nomograms. Information technology: science, engineering, technology, education, health. *Materials of the 33rd International Scientific and Practical Conference MicroCAD-2025, May 14-17, 2025. Kharkiv: NTU "KhPI"*, 176.
4. Reference cloud infrastructure provider vmware. Retrieved 11 November 2025 from <https://denovo.ua/ru/resources/what-is-machine-learning>
5. Digital twins: what is this technology and how will it help restore Ukraine – analytics. Retrieved 11 November 2025 from <https://psm7.com/technology/cifrovye-dvojniki-chto-eto-za-texnologiya-i-kak-ona-pomozhet-vosstanovit-ukrainu-analitika.html>
6. Zaytsev, Ye.O., Bereznichenko, V.O., Levytskyy, A.S., Pidchibiy, O.YE., Lohvynenko, I.V. (2021) Study of the conversion function of capacitive sensors for powerful generators using computer simulation. *Materials of the XXII International Scientific and Practical Conference Renewable Energy and Energy Efficiency in the 21st Century May 20-21, Kyiv*
7. Bazhenov, V.A. (2021) Using linear programming methods to optimize the development of electrical networks of renewable energy. *Materials of the XXII International Scientific and Practical Conference Renewable Energy and Energy Efficiency in the 21st Century May 20-21, Kyiv*
8. Malyarenko, V. A., Shubenko, O. L., Andryeyev, S. Y., Babak, M. Yu., Senetsky, O. V. (2018) Cogeneration technologies in small power engineering: monograph. *Kharkiv: O. M. Beketov KhNUMG.*, 454.
9. What is the internal rate of return? Retrieved 11 November 2025 from https://business.diia.gov.ua/entrepreneur-handbook/item/scho_take_vnutrishnya_norma_pributkovosti_

Received 11 November 2025
 Approved 28 November 2025
 Available in Internet 30 December 2025