

УДК 621.313.322:620.179:658.562

doi:10.20998/2413-4295.2026.01.05

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИЧНИХ ПІДХОДІВ ДО ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЕРТИЗИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ЇХ ДОВГОСТРОКОВОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

О. О. ОВЧАРОВ^{1*}, В. В. САБАДАШ²

¹ кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій, Харківський національний університет ім. В.Н. Каразіна, Харків, УКРАЇНА

² лабораторія інженерно-технічних досліджень, Національний науковий центр «Інститут судових експертиз ім. Засл. проф. М.С. Бокаріуса», Харків, УКРАЇНА

*e-mail: ovcharovoleksandr1@gmail.com

АНОТАЦІЯ Розглянуто удосконалення методичних підходів до технічної експертизи турбогенераторів у сучасних умовах підвищених вимог до надійності та безпеки їх довгострокової експлуатації. Проаналізовано існуючі підходи до діагностики технічного стану енергетичного обладнання та акцентовано увагу на їх обмеженнях, зокрема недостатній чутливості до ранніх стадій розвитку дефектів і відсутності комплексного врахування взаємопов'язаних фізичних процесів. Розглянуто вплив теплових, механічних і електричних навантажень на стан стрижнів обмотки статора, що є критичними елементами турбогенераторів, та обґрунтовано необхідність інтеграції різномірних діагностичних параметрів у єдину систему оцінювання. Показано доцільність використання інтегрального показника технічного стану, який поєднує гідравлічні, вібраційні та температурні характеристики, включаючи втрати напору в системі охолодження, середньоквадратичні значення вібраційного прискорення, спектральні параметри, температуру, температурні градієнти та швидкість її зміни. Акцентовано увагу на врахуванні синергетичного ефекту взаємодії температурних і вібраційних процесів, що дозволяє підвищити достовірність діагностики та виявляти передаварійні стани на ранніх етапах. Запропоновано алгоритм оцінювання технічного стану, який включає формування системи параметрів, їх нормалізацію відносно допустимих значень, розрахунок безрозмірних показників та інтегрування з урахуванням вагових коефіцієнтів. Підтверджено ефективність запропонованого підходу на прикладі турбогенератора типу ТВВ-1000, для якого проведено розрахунок інтегрального показника з використанням експлуатаційних даних. Показано, що отриманий результат дозволяє ідентифікувати передаварійний стан обладнання, що обумовлений одночасним впливом підвищених вібрацій, погіршення умов охолодження та інтенсивних термомеханічних процесів. Проаналізовано переваги запропонованого підходу, серед яких підвищення точності оцінювання, можливість раннього виявлення дефектів, адаптивність до умов довгострокової експлуатації та придатність до інтеграції в системи діагностичного моніторингу.

Ключові слова: оцінювання технічного стану; турбогенератор; інтегральний показник; діагностичний моніторинг; експертиза; безпека експлуатації.

IMPROVEMENT OF METHODOLOGICAL APPROACHES TO TECHNICAL EXPERTISE OF TURBOGENERATORS TO INCREASE THE SAFETY OF LONG-TERM OPERATION

O. OVCHAROV¹, V. SABADASH²

¹ Department of Automation, Metrology and Energy Efficient Technologies, V.N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv, UKRAINE

² Engineering and Technical Research Laboratory, National Scientific Centre 'Institute of Forensic Expertise named after Honoured Professor M.S. Bokarius', Kharkiv, UKRAINE

ABSTRACT The improvement of methodological approaches to the technical assessment of turbogenerators under conditions of long-term operation and increased safety requirements of energy facilities is considered. The purpose of the study is to develop an integrated method for assessing the technical condition of stator winding bars based on the combined analysis of thermal, vibration and hydraulic parameters, taking into account their mutual influence. The relevance of the research is determined by the need to increase the reliability of turbogenerators operating at nuclear power plants and to ensure early detection of defects that may lead to emergency conditions. The methods used in the study are based on the integration of classical diagnostic approaches with elements of mathematical modeling and parametric analysis. In particular, the method includes the formation of a system of diagnostic indicators, normalization of parameters relative to permissible values, and the construction of a dimensionless integral indicator of the technical condition. The approach takes into account pressure losses in the cooling system, root mean square values of vibration acceleration, spectral characteristics of vibration, temperature parameters, temperature gradients, and the rate of temperature change. Special attention is paid to the synergistic interaction between thermal and vibration processes, which is introduced into the model through an additional coupling term. The results of the study demonstrate that the proposed method allows increasing the sensitivity and reliability of diagnostics compared to traditional approaches that consider parameters separately. The developed integral indicator provides the possibility to identify pre-emergency states of stator winding bars at early stages of defect

development. The application of the method is illustrated by the example of a turbogenerator of the TBB-1000 type, for which the calculation of diagnostic parameters and the integral indicator was performed using representative operational data. The obtained values indicate the transition of the equipment to a pre-emergency condition caused by the combined effect of increased vibration levels, deterioration of cooling efficiency, and intensified thermomechanical processes. It is concluded that the proposed integrated diagnostic method ensures a comprehensive assessment of the technical condition of turbogenerator elements and can be effectively used in monitoring systems of nuclear power plants. The approach enables the transition from reactive maintenance to predictive maintenance strategies, reduces the risk of failures, and improves the overall safety and efficiency of long-term operation of power equipment.

Keywords: technical condition assessment; turbogenerator; integral indicator; diagnostic monitoring; expertise; operational safety.

Вступ

Сучасний розвиток енергетичного сектору, зокрема атомної енергетики, характеризується необхідністю забезпечення високого рівня надійності, безпеки та ефективності експлуатації енергогенеруючого обладнання в умовах його тривалого функціонування. Турбогенератори, як ключові елементи енергоблоків атомних електростанцій, працюють у складних експлуатаційних умовах, що супроводжуються дією теплових, електричних, механічних та вібраційних навантажень [1]. У таких умовах особливої актуальності набуває проблема своєчасного виявлення дефектів активних елементів, зокрема стрижнів обмоток, які значною мірою визначають технічний стан та надійність функціонування турбогенераторів.

Довгострокова експлуатація турбогенераторів призводить до накопичення деградаційних змін у матеріалах та конструктивних елементах, що може спричинити виникнення дефектів різної природи – термічних, електроізоляційних, механічних. Наявність і розвиток таких дефектів негативно впливають на експлуатаційні характеристики обладнання, підвищують ризик аварійних ситуацій і можуть призводити до значних економічних втрат та зниження рівня ядерної та радіаційної безпеки.

У зв'язку з цим важливого значення набуває удосконалення методичних підходів до технічної експертизи стрижнів турбогенераторів, що дозволяє підвищити достовірність оцінювання їх технічного стану, своєчасно виявляти дефекти та прогнозувати подальший розвиток деградаційних процесів. Особливу роль відіграє формування обґрунтованих критеріїв ефективності діагностики, які забезпечують прийняття оптимальних рішень щодо подальшої експлуатації обладнання в умовах атомних електростанцій.

Незважаючи на наявність значної кількості наукових досліджень у сфері технічної діагностики та експертизи електроенергетичного обладнання [2–5], питання комплексного оцінювання технічного стану стрижнів турбогенераторів з урахуванням впливу дефектів та умов довгострокової експлуатації потребують подальшого розвитку. Існуючі підходи не завжди забезпечують необхідний рівень точності, адаптивності та інтеграції діагностичних параметрів. Для удосконалення підходів технічної експертизи та

діагностики необхідно вирішити ряд завдань, а саме проаналізувати особливості забезпечення безпеки експлуатації турбогенераторів, дослідити вплив дефектів стрижнів на їх технічний стан у процесі довгострокової експлуатації, обґрунтувати критерії ефективності технічної діагностики в умовах атомних електростанцій, розробити удосконалений метод оцінювання технічного стану стрижнів турбогенераторів.

Таким чином, запропоноване дослідження спрямоване на підвищення рівня надійності та безпеки функціонування турбогенераторів, що є важливою складовою забезпечення стабільної та безпечної роботи атомних електростанцій.

Мета роботи

Метою роботи є удосконалення методичних підходів до технічної експертизи та алгоритмів діагностики стрижнів турбогенераторів для підвищення безпеки їх довгострокової експлуатації шляхом врахування впливу дефектів, умов функціонування та обґрунтування критеріїв ефективності діагностичних процедур.

Виклад основного матеріалу

Упродовж останніх років наукові дослідження зосереджені на вдосконаленні методів технічної експертизи турбогенераторів, як критично важливого елемента атомних електростанцій, що впливає на безпеку та енергоефективність енергетичних об'єктів в цілому, які спрямовані на раннє виявлення дефектів, прогнозування технічного стану та мінімізацію ризиків аварійних відмов. Розглядаючи загальний науковий внесок у дослідженні напрямків підвищення якості технічної діагностики, виявлено що однією з ключових проблем є недостатня надійність стрижнів обмотки статора, які є ключовим елементом турбогенераторів. Зокрема, статистичні дослідження експлуатації турбогенераторів на АЕС України та закордоном демонструють, що значна частина відмов пов'язана саме з дефектами статорної обмотки, що безпосередньо впливає на безпеку енергоблоків [6–8]. Крім того, встановлено, що майже половина пошкоджень турбогенераторів припадає на ротор і статор, причому значна частка - на стрижні обмотки [9,10].

Особливу увагу в сучасних дослідженнях приділено впливу теплових та термомеханічних

навантажень на ізоляцію стрижнів, які як описано в роботах [11,12] призводять до порушення системи охолодження та локального перегріву, зростання механічних напружень та деградації ізоляційних матеріалів. Розроблені математичні моделі дозволяють визначати критичні зони стрижнів, у яких напруження можуть перевищувати допустимі значення, що створює передумови для виникнення аварій, що і підтверджує необхідність впровадження більш чутливих і комплексних методів діагностики [13].

Сучасні підходи до технічної діагностики турбогенераторів можна умовно поділити на кілька основних напрямів, до яких належать традиційні методи діагностики, моделювання та аналітичні методи, інтелектуальні та цифрові технології та підходи до оцінювання технічного стану, та інтегровані системи діагностики. Всі ці методи успішно застосовуються в сучасній практичній діяльності, та, разом з тим, мають певні недоліки чи обмеження. Так до традиційних методів належать тепловий контроль, вібраційна діагностика, електричні вимірювання та методи неруйнівного контролю, які залишаються базовими інструментами оцінювання технічного стану, однак мають обмежену чутливість до ранніх стадій дефектів. Наприклад, вихроструміві методи широко застосовуються для виявлення тріщин і локальних пошкоджень елементів турбомашин [14].

Суттєвий розвиток отримали підходи, що базуються на математичному моделюванні теплових, електромагнітних і механічних процесів у стрижнях обмотки, дозволяє не лише оцінювати поточний стан, а й прогнозувати розвиток дефектів. Зокрема, використання тривимірних моделей температурних полів забезпечує високу точність визначення діагностичних ознак (похибка менше 5 %) [15].

Останні дослідження [16,17] демонструють активне впровадження методів штучного інтелекту, машинного навчання та нейронних мереж, на кшталт, застосування моделей типу SAE-LSTM, що дозволяє здійснювати раннє прогнозування перегріву стрижнів обмотки з випередженням до кількох десятків годин, що суттєво підвищує ефективність попереджувальної діагностики. Також розвиваються підходи на основі аналізу сигналів струму, вібрації та мультисенсорних даних, що забезпечують більш повну оцінку технічного стану.

Сучасна тенденція полягає у створенні комплексних систем моніторингу, які об'єднують різні методи та джерела даних. Такі системи дозволяють оцінювати технічний стан обладнання в режимі реального часу та реалізовувати концепцію predictive maintenance (прогнозного обслуговування) [18].

Разом із тим, незважаючи на значний прогрес, існує ряд не вирішених проблем, а саме недостатня інтеграція різномірних діагностичних параметрів, складність інтерпретації результатів, а також

обмежена адаптивність існуючих методів до умов довгострокової експлуатації. Особливо це стосується оцінювання технічного стану стрижнів, де поєднуються електричні, теплові та механічні процеси, що свідчить про необхідність розробки удосконалених методичних підходів до технічної діагностики стрижнів турбогенераторів, які б поєднували класичні методи контролю з інтелектуальними технологіями та враховували специфіку їх довгострокової експлуатації в умовах АЕС.

Узагальнення результатів сучасних досліджень свідчить, що існуючі методи технічної діагностики стрижнів турбогенераторів переважно орієнтовані на аналіз окремих груп параметрів, наприклад, вібраційних, або теплових. Такий підхід обмежує можливість своєчасного виявлення дефектів, оскільки деградаційні процеси в ізоляції та провідниках мають комплексний характер і розвиваються під впливом взаємодії термомеханічних навантажень. У зв'язку з цим доцільним є розроблення інтегрованого методу діагностики, який поєднує аналіз вібраційних та теплових параметрів і дозволяє оцінювати їх сукупний вплив на технічний стан стрижнів.

Запропонований метод базується на припущенні, що розвиток дефектів стрижнів (порушення ізоляції, ослаблення кріплення, локальні перегріву) супроводжується одночасною зміною як температурних, так і вібраційних характеристик, і при цьому між цими параметрами існує функціональний зв'язок, що може бути використаний як діагностична ознака. Мета запропонованого методу полягає у визначенні узгодженого методу технічної діагностики, що враховує зміни при довготривалій експлуатації в контурі охолоджуючої води стрижнів статора генератора. Об'єктом, щодо якого застосовується дана Методика, є турбогенератор типу ТВВ-1000, що належить до систем нормальної експлуатації, не має впливу на ядерну безпеку атомної електростанції та віднесений до класу безпеки 4Н [19].

Методика технічної експертизи та діагностики включає декілька етапів, а саме: формування системи діагностичних параметрів, визначення вібраційного навантаження, проведення тепломеханічного дослідження, проведення досліджень з витрат рідини в обмотці статора турбогенератора, формування інтегрального показника, визначення реального стану та прогнозування розвитку дефектів. Введення технічного параметра «витрата охолоджувальної води в контурі охолодження стрижнів обмотки статора» для оцінювання стану турбогенератора обумовлено такими чинниками:

– відсутністю можливості безпосереднього контролю цього параметра, оскільки конструкція турбогенераторів типу ТВВ-1000, що експлуатуються на енергоблоках АЕС України, не передбачає встановлення датчиків вимірювання витрати

охолоджувальної води в контурі охолодження стрижнів обмотки статора;

– спрацюванням систем захисту у випадках перевищення допустимої температури обмотки статора;

– зростанням кількості порушень нормальних умов функціонування окремих вузлів і елементів турбогенератора, зокрема пошкоджень обмотки статора, роз'єднання розпірно-клинових з'єднань у лобових частинах, руйнування елементарних провідників стрижнів у місцях їх паяння до наконечників, а також порушення герметичності системи водяного охолодження, що зумовлено дією електричних і термомеханічних процесів.

Отже, до складу параметрів включаються:

– втрати напору, зумовлені подоланням сил тертя під час руху рідини в трубі ΔP ;

– середньоквадратичне значення вібраційного прискорення a_{rms} ;

– спектральні характеристики вібрації (амплітуди на характерних частотах) A_i ;

– температура стрижнів T ;

– температурні градієнти ∇T ;

– швидкість зміни температури $\frac{dT}{dt}$.

Розрахунок базових параметрів проведемо наступним чином:

Втрата тиску

$$\Delta P = \rho g \cdot \lambda \frac{L v^2}{D 2g} + \zeta \frac{v^2}{2g}, \quad (1)$$

де ΔP - втрати тиску в контурі охолодження, Па; ρ - густина охолоджувальної рідини (води), кг/м^3 ; g - прискорення вільного падіння, м/с^2 ; λ - коефіцієнт гідравлічного тертя; L - довжина трубопроводу або каналу охолодження, м; D - внутрішній діаметр стрижня, м; v - середня швидкість руху рідини, м/с ; ζ - коефіцієнти місцевих гідравлічних опорів (повороти, звуження, з'єднання тощо).

Температурний градієнт

$$\nabla T = \frac{\Delta T}{\Delta x}, \quad (2)$$

де ∇T - температурний градієнт уздовж стрижня, К/м ; ΔT - різниця температур між двома точками, $^\circ\text{C}$; Δx - відстань між точками вимірювання температури, м.

Швидкість зміни температури

$$\frac{dT}{dt} = \frac{T(t) - T(t - \Delta t)}{\Delta t}, \quad (3)$$

де $T(t)$ - температура в поточний момент часу, К ; $T(t - \Delta t)$ - температура у попередній момент часу, К ; Δt - інтервал часу між вимірюваннями, с.

Для коректного застосування методу всі параметри повинні визначатися: у сталих або

квазісталих режимах роботи турбогенератора, з урахуванням метрологічних характеристик датчиків та подальшою нормалізацією відносно допустимих значень.

Введемо безрозмірні показники, для визначення інтегрального, шляхом визначення відносного значення відповідно до нормативно допустимих параметрів:

$$K_p = \frac{\Delta P}{\Delta P_{norm}}; K_v = \frac{a_{rms}}{a_{norm}}, K_t = \frac{T}{T_{norm}}, K_g = \frac{\nabla T}{(\nabla T)_{norm}},$$

$$K_d = \frac{\frac{dT}{dt}}{\frac{dT}{dt}_{norm}} \quad (4)$$

Для спектральних складових:

$$K_s = \sum_{i=1}^n w_i \frac{A_i}{(A_i)_{norm}}, \quad (5)$$

де n - кількість контрольованих гармонік (частотних складових); w_i - ваговий коефіцієнт для i -тої гармоніки (відображає її значущість); A_i - фактична амплітуда вібрації на i -тій частоті, м/с^2 .

З урахуванням вагових коефіцієнтів, що відображають вплив кожного фактору, вводиться інтегральний показник технічного стану стрижнів:

$$K_{int} = \alpha_1 K_p + \alpha_2 K_v + \alpha_3 K_t + \alpha_4 K_g + \alpha_5 K_d + \alpha_6 K_s + \beta (K_v \cdot K_t), \quad (6)$$

де α_i - вагові коефіцієнти (визначаються експертно або статистично); β - коефіцієнт взаємного впливу (синергетичний ефект вібрацій і температури).

На основі значення K_{int} пропонується наступна шкала оцінювання:

$$K_{int} < 0,6 - \text{нормальний стан};$$

$$0,6 \leq K_{int} < 1,0 - \text{допустимий стан};$$

$$1,0 \leq K_{int} < 1,4 - \text{передаварійний стан};$$

$$K_{int} \geq 1,4 - \text{аварійний стан}.$$

З урахуванням часової динаміки параметрів ($K_v \cdot K_t$) можливе прогнозування зміни інтегрального показника та визначення залишкового ресурсу стрижнів. Ключовою відмінністю моделі є врахування гідравлічних параметрів охолодження (ΔP) як індикатора деградації системи охолодження, динамічних температурних характеристик (∇T), спектральних ознак вібрації, синергетичного ефекту термомеханічних процесів. Таким чином, запропонована модель дозволяє здійснювати комплексне оцінювання технічного стану стрижнів турбогенератора з урахуванням взаємопов'язаних фізичних процесів, що підвищує чутливість діагностики та забезпечує своєчасне виявлення

дефектів в умовах довгострокової експлуатації.

Перевагами запропонованого методу є:

- підвищення достовірності оцінювання технічного стану;
- можливість раннього виявлення дефектів;
- адаптивність до умов довгострокової експлуатації;
- можливість інтеграції в автоматизовані системи моніторингу.

Обговорення результатів

Для демонстрації практичного застосування запропонованого методу розглянемо енергоблок 1 для Хмельницької АЕС України з турбогенератором типу ТВВ-1000, що працює у номінальному режимі навантаження (рис. 1, 2).

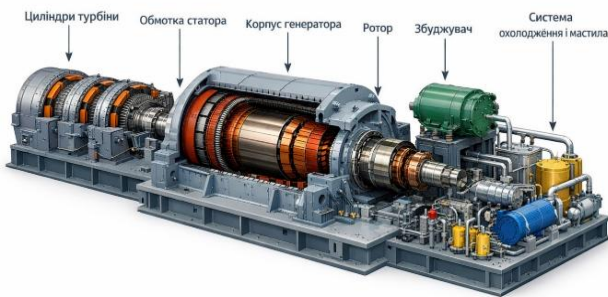


Рис. 1. – Візуальне представлення турбогенератора ТВВ-1000

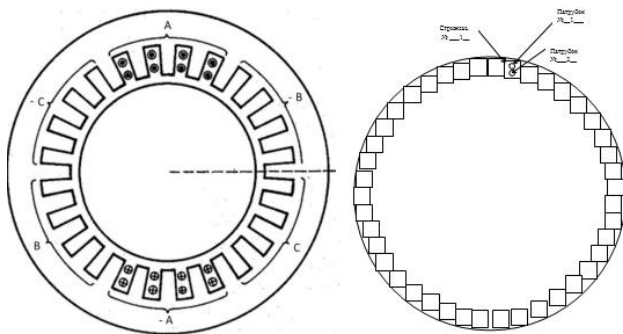


Рис. 2. – Схематичне зображення розташування стрижнів обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3

За результатами діагностичного моніторингу отримано такі значення параметрів:

- втрати тиску в контурі охолодження: $\Delta P = 18$ кПа;
- середньоквадратичне значення вібраційного прискорення: $a_{rms} = 2,8$ м/с²;
- амплітуди спектральних складових (на характерних частотах): $A_1 = 1,2$ м/с² (основна частота); $A_2 = 0,9$ м/с² (2-га гармоніка); $A_3 = 0,6$ м/с² (високочастотна складова);

- температура стрижня: $T = 92$ °С;
- температурний градієнт: $\nabla T = 4,5$ К/м;
- швидкість зміни температури: $dT/dt = 0,35$ К/хв

Прийmemo (на основі експлуатаційних регламентів та узагальнених даних) наступні нормативні (допустимі) значення:

$$\begin{aligned} \Delta P_{norm} &= 15 \text{ кПа} \\ a_{norm} &= 2,0 \text{ м/с}^2 \\ T_{norm} &= 90 \text{ °С} \\ \nabla T_{norm} &= 3,5 \text{ К/м} \\ \frac{dT}{dt}_{norm} &= 0,25 \text{ К/хв.} \end{aligned}$$

Для спектру:

$$\begin{aligned} (A_1)_{norm} &= 1,0 \\ (A_2)_{norm} &= 0,8 \\ (A_3)_{norm} &= 0,5. \end{aligned}$$

Вагові коефіцієнти для спектра:

$$\begin{aligned} w_1 &= 0,5 \\ w_2 &= 0,3 \\ w_3 &= 0,2. \end{aligned}$$

Наступним етапом проводимо розрахунок безрозмірних показників за формулами (4), (5):

$$\text{Гідравлічний параметр: } K_p = 18/15 = 1,2$$

$$\text{Вібрація: } K_v = 2,8/2,0 = 1,4$$

$$\text{Температура: } K_t = 92/90 = 1,02$$

$$\text{Температурний градієнт: } K_g = 4,5/3,5 = 1,29$$

$$\text{Динаміка температури: } K_d = 0,35/0,25 = 1,4$$

Спектральний показник:

$$K_s = 0,5 \cdot \left(\frac{1,2}{1,0}\right) + 0,3 \cdot \left(\frac{0,9}{0,8}\right) + 0,2 \cdot \left(\frac{0,6}{0,5}\right) = 1,1775 \approx 1,18.$$

Для розрахунку інтегрального показника приймаємо наступні вагові коефіцієнти:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 0,15 \text{ (гідравліка)} \\ \alpha_2 &= 0,20 \text{ (вібрація)} \\ \alpha_3 &= 0,15 \text{ (температура)} \\ \alpha_4 &= 0,15 \text{ (градієнт)} \\ \alpha_5 &= 0,15 \text{ (динаміка)} \\ \alpha_6 &= 0,10 \text{ (спектр)} \\ \beta &= 0,10. \end{aligned}$$

Обґрунтування вибору вагових коефіцієнтів $\alpha_1 \dots \alpha_6$ і β у запропонованому інтегральному показнику базується на фізичному та експлуатаційному значенні кожного параметра для технічного стану стрижнів турбогенератора ТВВ-1000. Втрати напору ΔP відображають ефективність системи охолодження стрижнів, а надмірні втрати сигналізують про засмічення каналів або зниження продуктивності насоса, що підвищує ризик

локального перегріву, тому цьому параметру присвоєно помірну вагу. Вібраційні характеристики a_{rms} безпосередньо впливають на механічну цілісність стрижнів, адже коливання понад норму можуть призводити до ослаблення кріплень і руйнування ізоляції, тому вібрації отримали найбільшу вагу серед базових параметрів. Температура стрижнів T відображає стан ізоляції та ризик термічної деградації; помірна вага обумовлена тим, що сам по собі перегрів може компенсуватися системою охолодження, але в поєднанні з іншими факторами стає критичним. Температурний градієнт ∇T вказує на локальні зони перегріву, що більш небезпечні для цілісності ізоляції, ніж середня температура, і тому має помірну вагу як додатковий діагностичний індикатор. Швидкість зміни температури dT/dt створює термомеханічні напруження, які прискорюють зношення стрижнів; цей параметр також отримав помірну вагу, оскільки його вплив значний у поєднанні з вібрацією та градієнтом. Спектральні характеристики K_s відображають деталі вібраційного сигналу, зокрема наявність характерних частот дефектів, але мають меншу вагу, бо використовуються як уточнювальний індикатор. Синергетичний коефіцієнт β враховує взаємний вплив температури та вібрації, що суттєво впливає на появу дефектів, і допомагає виявити передаварійні стани, коли окремо кожен параметр може залишатися в межах норми. Таким чином, вибір коефіцієнтів заснований на експертній оцінці та фізичному значенні параметрів: найбільший вплив на інтегральний показник мають вібрація та гідравлічні умови, помірний – температурні характеристики, а спектральні та синергетичні складові використовуються для підвищення чутливості діагностики.

Визначаючи інтегральний показник (6) доречно виділити окремо лінійну та синергетичну складові.

Визначимо лінійну складову:

$$0,15 \cdot 1,20 + 0,20 \cdot 1,40 + 0,15 \cdot 1,02 + 0,15 \cdot 1,29 + 0,15 \cdot 1,40 + 0,10 \cdot 1,18 = 1,1345.$$

Синергетичний член: $\beta(K_v \cdot K_t) = 0,10 \cdot (1,40 \cdot 1,02) = 0,10 \cdot 1,428 = 0,1428.$

Тоді інтегральний показник буде дорівнювати:

$$K_{int} = 1,1345 + 0,1428 = 1,277.$$

Отримане значення інтегрального показника $K_{int} = 1,277$ свідчить про передаварійний стан стрижнів турбогенератора, що вказує на накопичення низки несприятливих факторів у технічному стані обладнання. Підвищене значення вібраційного показника ($K_v = 1,40$) свідчить про інтенсивні механічні коливання, які можуть спричинити ослаблення кріплень стрижнів та підвищене тертя в контактах, що з часом веде до руйнування ізоляції та

локальних пошкоджень елементів обмотки. Одночасно підвищені втрати напору в системі охолодження ($K_p = 1,20$) сигналізують про погіршення тепловідведення, що може бути зумовлене частковим засміченням каналів або зменшенням ефективності циркуляції охолоджувальної води. Висока швидкість зміни температури ($K_d = 1,40$) разом із значним температурним градієнтом свідчить про інтенсивний розвиток термомеханічних напружень у стрижнях, які підсилюють деградаційні процеси ізоляційних матеріалів і створюють умови для локальних перегрівів. В комплексі ці фактори свідчать про необхідність проведення більш детального контролю та своєчасного втручання для запобігання аварійній ситуації, адже поєднання механічних та теплових перевантажень підвищує ймовірність появи дефектів пайки провідників та ослаблення контактів у критичних зонах обмотки.

Ураховуючи отриманий передаварійний стан інтегрального показника K_{int} , першим кроком слід провести комплексну експертизу системи водяного охолодження турбогенератора, щоб виявити можливі засмічення каналів, зниження продуктивності циркуляційного насоса або порушення герметичності трубопроводів, оскільки ці фактори безпосередньо впливають на локальний перегрів стрижнів і деградацію ізоляції. Паралельно доцільно здійснити детальний спектральний аналіз вібраційних сигналів, що дозволить уточнити характер і локалізацію механічних дефектів у стрижнях, зокрема ослаблення кріплень або пошкодження пайки провідників. Для виявлення термічних аномалій слід застосувати тепловізійний контроль, який забезпечує виявлення зон локального перегріву та дисбалансу температурного поля, що є критичним для попередження деградації ізоляції. На період підвищеного ризику рекомендовано перевести обладнання в режим посиленого моніторингу, що передбачає частіше зчитування діагностичних параметрів і їхню оперативну обробку для виявлення тенденцій до погіршення стану. Нарешті, враховуючи комплексність виявлених проблем і потенційні наслідки для безпеки, доцільно запланувати ремонт або корегувальні роботи під час найближчого планового періоду ремонту (ППР), щоб усунути виявлені дефекти і запобігти можливій аварійній ситуації. Такий послідовний підхід дозволяє не лише локалізувати існуючі проблеми, а й запобігти їхньому розвитку, підвищуючи надійність та безпеку турбогенератора в умовах довгострокової експлуатації.

Висновки

Узагальнюючи результати проведеного дослідження, встановлено, що підвищення

надійності та безпеки експлуатації турбогенераторів типу ТВВ-1000 в умовах атомних електростанцій безпосередньо пов'язане з удосконаленням підходів до технічної експертизи та діагностики стрижнів обмотки статора як одного з найбільш уразливих елементів конструкції. Аналіз сучасного стану наукових досліджень показав, що існуючі методи діагностики, орієнтовані на окремі групи параметрів, не забезпечують достатньої чутливості до ранніх стадій розвитку дефектів, що зумовлює необхідність переходу до інтегрованих підходів.

У роботі запропоновано удосконалений метод технічної експертизи, який базується на поєднанні вібраційних, теплових та гідравлічних параметрів і враховує їх взаємний вплив у процесі довготривалої експлуатації. Особливістю методу є введення додаткового діагностичного параметра - втрат напору в контурі охолодження, що дозволяє непрямо оцінювати ефективність тепловідведення у стрижнях за відсутності прямих вимірювань витрати охолоджувальної води. Запропоновано систему нормованих показників та інтегральний критерій технічного стану, який дозволяє здійснювати комплексну оцінку стану обладнання та враховувати синергетичний ефект термомеханічних процесів.

Результати апробації методу на прикладі турбогенератора ТВВ-1000 показали його здатність виявляти передаварійні стани, що характеризуються одночасним зростанням вібраційних та температурних навантажень і погіршенням умов охолодження. Отримані значення інтегрального показника дозволяють не лише класифікувати поточний технічний стан, але й прогнозувати розвиток дефектів та залишковий ресурс стрижнів, що є важливим для реалізації підходів прогнозного обслуговування.

Практичне значення роботи полягає у можливості впровадження запропонованого методу в існуючі системи моніторингу атомних електростанцій України без суттєвих конструктивних змін обладнання, що забезпечує підвищення достовірності діагностики та своєчасність прийняття технічних рішень. Використання інтегрального підходу сприяє зниженню ризику аварійних відмов, оптимізації ремонтних заходів та підвищенню рівня експлуатаційної безпеки енергоблоків. Таким чином, розроблений метод є ефективним інструментом комплексного оцінювання технічного стану стрижнів турбогенераторів і може бути рекомендований для використання в умовах довгострокової експлуатації енергетичного обладнання, а подальші дослідження доцільно спрямувати на розширення бази експериментальних даних і інтеграцію методів штучного інтелекту для підвищення точності прогнозування.

Список літератури

1. Овчаров О. О., Котелевець К. А. Підходи до ефективного інженерного управління якістю забезпечення безпеки енергетичних об'єктів. *Машинобудування*. 2024. № 34. С. 51–60. doi:10.26565/2079-1747-2024-34-05.
2. Hrinchenko H., Kupriyanov O., Trishch R., Antonenko N., Bubela T. Assessment of the quality of operation of equipment of nuclear power plants for the purpose of safe green transformation. *AIP Conference Proceedings*. 2024. Vol. 3051. № 1. P. 100004. doi:10.1063/5.0191649.
3. Hrinchenko H., Udovychenko V., Generalov O., Parfentieva O., Neskhodovsky I., Kopacz M. Sustainability assurance optimization-based approach to energy infrastructure diagnostics in energy systems management. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2024. Vol. 27. № 3. P. 109–132. doi:10.33223/epj/190811.
4. Josimović Lj., Bogičević Z., Serban-Ioan B. Optimization model of vibrodiagnostic maintenance of turbogenerators. *Advanced Engineering Letters*. 2023. Vol. 2. № 4. P. 172–181. doi:10.46793/adeletters.2023.2.4.5.
5. Duan R., Zhou J., Liu J., Xu Y. A performance degradation prediction approach for turbo-generator bearing considering complex working conditions based on clustering indicator and self-optimized deep learning model. *Measurement Science and Technology*. 2021. Vol. 32. P. 065103. doi:10.1088/1361-6501/abd366.
6. Khvalin D. I. Ways for increase of powerful turbogenerators reliability. *Colloquium-journal*. 2024. № 6(199). P. 19–23. doi:10.24412/2520-6990-2024-6199-19-23.
7. Кенсіцький О. Г., Крамарський В. А., Кобзар К. О., Хвалін Д. І. Дослідження розподілу електромагнітного поля та температури в торцевій зоні осердя статора турбогенератора. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. № 51. С. 47–53.
8. Ezovit G., Vlasenko N., Uglyarenko V., Burlaka S., Balamadgi I., Krasnogorov F., Orinin S. Оптимізація режимів роботи турбогенераторів потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-4У3 з метою продовження експлуатації понад призначений термін служби. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2012. № 4 (56). С. 27–29. doi:10.32918/nrs.2012.4(56).06.
9. Fang R., Liu Z., Peng C., Yang Y., Zhang S. Fault diagnosis of inter-turn short circuit in turbogenerator rotor windings based on vibration-current signal fusion. *Energy Reports*. 2023. Vol. 9. P. 316–323. doi:10.1016/j.egy.2023.03.019.
10. Виговський О. В. Діагностичні ознаки закупорки порожнистих провідників та підвищеного струму в елементарних провідниках обмотки статора турбогенераторів АЕС України. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2020. № 1 (16). С. 19–30. doi:10.31717/2311-8253.20.1.3.
11. Kuchynskyi K. A., Kensytsky O. H. Thermomechanical loads of powerful turbogenerator stator winding insulation in the presence of water cooling defects. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2023. № 4. P. 75–82. doi:10.20998/2074-272X.2023.4.11.

12. Brüttsch R., Tari M., Fröhlich K., Weiers T., Vogelsang R. Insulation failure mechanisms of power generators. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008. Vol. 24. №. 4. P. 17–25. doi: 10.1109/MEI.2008.4581636.
 13. Ide K., Hattori K., Takahashi K., Kobashi K., Watanabe T. A sophisticated maximum capacity analysis for large turbine generators considering limitation of temperature. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2005. Vol. 20. №. 1. P. 166–172. doi: 10.1109/TEC.2004.842389.
 14. Kimura K. Progress of insulation ageing and diagnostics of high voltage rotating machine windings in Japan. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 1993. Vol. 9. № 3. P. 13–20. doi:10.1109/57.216783.
 15. Stone G. C., Boulter E. A., Culbert I., Dhirani H. Electrical insulation for rotating machines – design, evaluation, aging, testing, and repair. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2004. Vol. 20. № 3. P. 65–65. doi: 10.1109/MEI.2004.1307097.
 16. Uchanin V. M., Nardoni D., Nardoni P. Detection of fatigue cracks in the fillet zone of steel blades of industrial gas turbines using eddy current method. *Technical Diagnostics and Non-Destructive Testing*. 2024. Vol. 2. № 6. P. 34–40. doi: 10.37434/tdnk2024.02.05.
 17. Yang Y., Zhang S., Su K., Fang R. Early warning of stator winding overheating fault of water-cooled turbogenerator based on SAE-LSTM and sliding window method. *Energy Reports*. 2023. Vol. 9 (Suppl. 2). P. 199–207. doi:10.1016/j.egy.2023.02.076.
 18. Kulagin D., Maslov I. Synthesis of automatic control system of traction asynchronous motor of transport diesel-generator power plant. *Problemele Energeticii Regionale*. 2025. № 4(68). P. 18–31. doi:10.52254/1857-0070.2025.4-68.02.
 19. НП 306.2.245-2024. Загальні положення безпеки атомних станцій. Київ: Державна інспекція ядерного регулювання України, 2008. 52 с. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=110647 (дата звернення: 03.01.2026).
- References (transliterated)**
1. Ovcharov O. O., Kotelevets K. A. Pidkhody do efektyvnoho inzhenerneho upravlinnia yakistiu zabezpechennia bezpeky enerhetychnykh ob'ektiv [Approaches to effective engineering quality management for ensuring safety of energy facilities]. *Mashynobuduvannia*, 2024, no. 34, pp. 51–60, doi:10.26565/2079-1747-2024-34-05.
 2. Hrinchenko H., Kupriyanov O., Trishch R., Antonenko N., Bubela T. Assessment of the quality of operation of equipment of nuclear power plants for the purpose of safe green transformation. *AIP Conference Proceedings*, 2024, vol. 3051, no. 1, p. 100004, doi:10.1063/5.0191649.
 3. Hrinchenko H., Udovychenko V., Generalov O., Parfentieva O., Neskhodovskyi I., Kopacz M. Sustainability assurance optimization-based approach to energy infrastructure diagnostics in energy systems management. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 2024, vol. 27, no. 3, pp. 109–132, doi:10.33223/epj/190811.
 4. Josimović Lj., Bogičević Z., Serban-Ioan B. Optimization model of vibrodiagnostic maintenance of turbogenerators. *Advanced Engineering Letters*, 2023, vol. 2, no. 4, pp. 172–181, doi:10.46793/adeletters.2023.2.4.5.
 5. Duan R., Zhou J., Liu J., Xu Y. A performance degradation prediction approach for turbo-generator bearing considering complex working conditions based on clustering indicator and self-optimized deep learning model. *Measurement Science and Technology*, 2021, vol. 32, p. 065103, doi:10.1088/1361-6501/abd366.
 6. Khvalin D. I. Ways for increase of powerful turbogenerators reliability. *Colloquium-journal*, 2024, no. 6 (199), pp. 19–23, doi:10.24412/2520-6990-2024-6199-19-23.
 7. Kensytskyi O. H., Kramarskyi V. A., Kobzar K. O., Khvalin D. I. Doslidzhennia rozpodilu elektromahitnoho polia ta temperatury v tortsevi zoni oserdia statora turbogeneratora [Study of electromagnetic field and temperature distribution in the end zone of turbogenerator stator core]. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*, 2018, no. 51, pp. 47–53.
 8. Ezovit G., Vlasenko N., Uglyarenko V., Burlaka S., Balamadgi I., Krasnogorov F., Orinin S. Optymizatsiia rezhymiv roboty turbogeneratoriv potuzhnistiu 1000 MVt typu TVV-1000-4UZ z metoiu prodovzhennia ekspluatatsii ponad pryznachenyi termin sluzhby [Optimization of operating modes of 1000 MW turbogenerators of TVV-1000-4UZ type to extend service life]. *Yaderna ta radiatsiina bezpeka*, 2012, no. 4 (56), pp. 27–29, doi:10.32918/nrs.2012.4(56).06.
 9. Fang R., Liu Z., Peng C., Yang Y., Zhang S. Fault diagnosis of inter-turn short circuit in turbogenerator rotor windings based on vibration-current signal fusion. *Energy Reports*, 2023, vol. 9, pp. 316–323, doi:10.1016/j.egy.2023.03.019.
 10. Vyhovskyi O. V. Diahnostychni oznaky zakuporky porozhnytykh providnykiv ta pidvyshchenoho strumu v elementarnykh providnykakh obmotky statora turbogeneratoriv AES Ukrainy [Diagnostic signs of blockage of hollow conductors and increased current in elementary conductors of stator winding of turbogenerators of NPPs of Ukraine]. *Yaderna enerhetyka ta dovkillia*, 2020, no. 1 (16), pp. 19–30, doi:10.31717/2311-8253.20.1.3.
 11. Kuchynskyi K. A., Kensytsky O. H. Thermomechanical loads of powerful turbogenerator stator winding insulation in the presence of water cooling defects. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 4, pp. 75–82, doi:10.20998/2074-272X.2023.4.11.
 12. Brüttsch R., Tari M., Fröhlich K., Weiers T., Vogelsang R. Insulation failure mechanisms of power generators. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, vol. 24, no. 4, pp. 17–25, doi:10.1109/MEI.2008.4581636.
 13. Ide K., Hattori K., Takahashi K., Kobashi K., Watanabe T. A sophisticated maximum capacity analysis for large turbine generators considering limitation of temperature. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2005, vol. 20, no. 1, pp. 166–172, doi:10.1109/TEC.2004.842389.
 14. Kimura K. Progress of insulation ageing and diagnostics of high voltage rotating machine windings in Japan. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 1993, vol. 9, no. 3, pp. 13–20, doi:10.1109/57.216783.
 15. Stone G. C., Boulter E. A., Culbert I., Dhirani H. Electrical insulation for rotating machines – design, evaluation, aging, testing, and repair. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2004, vol. 20, no. 3, pp. 65–65, doi:10.1109/MEI.2004.1307097.

16. Uchanin V. M., Nardoni D., Nardoni P. Detection of fatigue cracks in the fillet zone of steel blades of industrial gas turbines using eddy current method. *Technical Diagnostics and Non-Destructive Testing*, 2024, vol. 2, no. 6, pp. 34–40, doi:10.37434/tdnk2024.02.05.
17. Yang Y., Zhang S., Su K., Fang R. Early warning of stator winding overheating fault of water-cooled turbogenerator based on SAE-LSTM and sliding window method. *Energy Reports*, 2023, vol. 9 (Suppl. 2), pp. 199–207, doi:10.1016/j.egyr.2023.02.076.
18. Kulagin D., Maslov I. Synthesis of automatic control system of traction asynchronous motor of transport diesel-generator power plant. *Problemele Energeticii Regionale*, 2025, no. 4 (68), pp. 18–31, doi:10.52254/1857-0070.2025.4-68.02.
19. NP 306.2.245-2024. Zahalni polozhennia bezpeky atomnykh stantsii [General safety provisions of nuclear power plants]. *Kyiv, Derzhavna inspektsiia yadernoho rehuliuвання Ukrainy*, 2008, 52 p. Available at: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=110647 (accessed 03.01.2026).

Відомості про авторів (About authors)

Овчаров Олександр Олександрович – Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія» Харківського національного університету ім. В.Н. Каразіна, аспірант кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій, м. Харків, Україна; ORCID: 0009-0002-0764-4063; e-mail: ovcharovoleksandr1@gmail.com.

Ovcharov Oleksandr – Educational and Scientific Institute 'Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy' of V.N. Karazin Kharkiv National University, postgraduate student of the Department of Automation, Metrology and Energy Efficient Technologies, Kharkiv, Ukraine; ORCID: 0009-0002-0764-4063; e-mail: ovcharovoleksandr1@gmail.com.

Сабадаш Володимир Вікторович – кандидат технічних наук, доцент, головний судовий експерт лабораторії інженерно-технічних досліджень Національного наукового центру «Інститут судових експертиз ім. Засл. проф. М.С. Бокаріуса»; ORCID: 0000-0001-9815-9009 e-mail: sabadash.v60@gmail.com

Sabadash Volodymyr – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Docent, chief forensic expert of the laboratory engineering and technical research of the National Scientific Center "Hon. Prof. M.S. Bokarius Forensic Science Institute"; ORCID: 0000-0001-9815-9009 e-mail: sabadash.v60@gmail.com

Будь ласка, посилайтесь на цю статтю наступним чином:

Овчаров О. О., Сабадаш В. В. Удосконалення методичних підходів до технічної експертизи турбогенераторів для підвищення безпеки їх довгострокової експлуатації. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». 2026. № 1 (27). С. 36-44. doi:10.20998/2413-4295.2026.01.05.

Please cite this article as:

Ovcharov O., Sabadash V. Improvement of methodological approaches to technical expertise of turbogenerators to increase the safety of long-term operation. *Bulletin of the National Technical University "KhPI"*. Series: *New solutions in modern technology*. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2026, no. 1(27), pp. 36–44, doi:10.20998/2413-4295.2026.01.05.

Надійшла (received) 29.01.2026
Прийнята (accepted) 21.03.2026
Опублікована (published) 02.04.2026