

УДК 621.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.086>

## ТЕРМОМЕТРИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ СПРЕСОВАНОСТІ ОСЕРДЯ СТАТОРА ПОТУЖНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Є.О. Зайцев\*, докт. техн. наук, М.В. Панчик\*\*, асп.

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

e-mail: [zaitsev@i.ua](mailto:zaitsev@i.ua)

*Стаття присвячена аналізу термометричних методів контролю та діагностування стану спресованості осердя статора турбогенератора (ТГ), що знайшли найбільше застосування. Показано, що забезпечення ефективного та якісного контролю стану потужних електричних машин, особливо генераторів електростанцій, на сьогодні є невід'ємною складовою, яка дає змогу забезпечити надійність та безаварійність їхньої роботи. У результаті проведеного аналізу показано, що забезпечення високої надійності роботи генеруючого обладнання практично не можливо без їхнього оснащення сучасними засобами контролю, здатними працювати в режимі реального часу. Бібл. 34, рис. 4.*

**Ключові слова:** турбогенератор, статор, осердя, складання, пресування, спресованість, дефекти, контроль.

**Постановка проблеми.** На сьогодні в Україні експлуатуються 30 турбогенераторів (ТГ) типу ТГВ-200, 4 ТГ типу ТГВ-200Д, 11 одиниць ТГВ-200М потужністю 200 МВт та 41 ТГ типу ТГВ-300 потужністю 300 МВт, значна частина яких перебуває в експлуатації 35...50 років, що значно перевищує термін їхньої служби відповідно до нормативної документації.

Повна заміна такої кількості генераторів, які відпрацювали свій ресурс, новими в стислий термін в умовах світової економічної кризи та пандемії надто проблематична. Тому важливим завданням із забезпечення надійності та безпечності експлуатації генеруючого обладнання є впровадження в їхню структуру комплексу сучасних контрольно-вимірювальних приладів і автоматики онлайн самоконтролю й діагностування як частини штатної автоматизованої системи управління електростанцією. Це дасть змогу забезпечити перехід до обслуговування генераторів за їхнім фактичним технічним станом та забезпечить їхнє інтегрування до Smart Grid [1] в контексті розвитку положень "Енергетики 4.0" [2] та інтеграції ОЕС України до Європейської енергомережі з виконанням положень дорожньої карти інновацій ENTSO-E [3].

Фактичний технічний стан потужних генераторів, до яких належать ТГ, визначається багатьма параметрами. Як зазначено в [4, 5], термін служби синхронних генераторів залежить на 10 % від своєчасного ремонту та на 90 % від коректної роботи системи онлайн діагностування. Адже особливістю потужних генераторів, на відміну від інших типів енергетичних електромашин, є складність конструктивного виконання їхніх найважливіших деталей і вузлів, які в процесі роботи зазнають високого ступеня механічних навантажень, особливо в перехідних режимах, де мають місце аномальні й аварійні перевантаження. З часом останні призводять до накопичення втомних напружень в елементах конструкції та, як наслідок, до їхньої руйнації.

Як видно з отриманих статистичних даних (рис. 1 а), зібраних за останні десятиліття на основі проведених досліджень заводом-виробником ДП "Завод "Електроважмаш", Інститутом електродинаміки та з врахуванням статистичних даних Сігре [6–11], загальна статистика пошкоджень ТГ характеризується багатьма параметрами, серед яких вирішального значення набувають параметри, які характеризують його як механічну систему. Однією з основних механічних властивостей ТГ, яка головно визначає експлуатаційну надійність та працездатність, є стан спресованості осердя статора. Початковий стан спресованості осердя задається в процесі його виготовлення, а після виготовлення під час транспортування та експлуатації забезпечується за допомогою натискних плит і стяжних призм. З часом унаслідок експлуатаційних навантажень виникає зниження зусиль, що стискають осердя, що призводить до повної або часткової втрати працездатності осердя, виникнення небезпечних дефектів статора [12, 13]. Хоча, як свідчить наведена на рис. 1 б статистика пошкоджень, на осердя статора припадає всього 8 %. Однак розподіл отриманих статистичних даних річного запланованого

ваного недовиробітку електроенергії внаслідок відмов вузлів ГТ від 200 до 1000 МВт свідчить, що найменша частка числа відмов статора відповідає найбільшій частці сумарного недовиробітку електроенергії через відмови цього вузла [14].

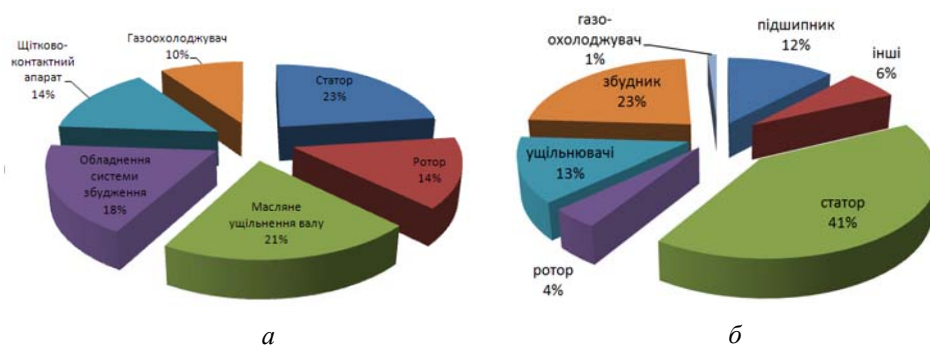


Рис. 1

Хоча осердя не є найслабшим вузлом статора, більша частина несправностей потужних ТГ пов'язана із пошкодженнями інших складових частин статора [15, 16]. Якщо у разі справного осердя більша частина несправностей можуть бути відремонтовані або замінені, то втрата працездатності власне осердям означає необхідність заміни всього статора. Так, наприклад, контактно-щітковий апарат, підшипники, ущільнення вала також вносять помітний внесок у показники надійності, але не визначають ресурс генератора загалом, оскільки можуть бути легко й без істотних витрат відновлені [8, 12].

Тому визначення дефектів стану спресованості осердя та їхнє усунення на ранніх стадіях зародження як на етапі виготовлення, так і під час експлуатації, а також своєчасне прийняття правильних рішень з їхньої ліквідації до виникнення аварійної ситуації забезпечує високий коефіцієнт готовності, скорочення часу простою, дає змогу зменшити витрати на ремонти ТГ, а також надає можливість зменшити пошкоджуваність вартісного обладнання.

У зв'язку з наведеним вище актуальною є проблема забезпечення експлуатаційної надійності та безпеки потужного генеруючого обладнання ОЕС України через оснащення їхніх критично-важливих елементів конструкції сучасними засобами моніторингу і діагностики. Тому **метою цієї статті** є проведення аналізу термометричних методів контролю та діагностування стану спресованості осердя статора турбогенератора (ТГ) та створення тим самим інформаційного підґрунтя для розроблення і технічної реалізації сучасних технологічних рішень і засобів для генеруючого обладнання, що експлуатується та виготовляється в Україні.

Незважаючи на те, що сучасна структура осердя статора із шихтованого заліза набула поширення ще в 1910 р., перші методики тестування почали реалізовувати лише починаючи з 1952 р. [17, 18], що обумовлено початком використання водневого охолодження в генераторах у зв'язку з необхідністю забезпечення зростання максимальної потужності ТГ без істотного збільшення їхніх розмірів.

Одна з найперших практично застосованих методик пошуку пошкоджень та дефектів осердя статора описана в роботі [19]. Методика полягає в проведенні випробувань стану спресованості осердя статора під час планових ремонтів через виявлення зон надмірного зростання температури (гарячих зон), що виникають під дією підведеної потужності, яка відповідає 100 % потужності ТГ у номінальному режимі роботи. Класично пошук точок із підвищеною температурою виконували на дотик, проте з розвитком засобів пірометричних вимірювань стало можливим й доцільним використання їх для температурної індикації. У цьому разі для виявлення гарячих точок застосовуються просочені хлоридом кобальту листи паперу або шматки парафіну, які під дією температури змінюють свій колір. Після виділення проблемних зон для їхньої мінімізації та чіткішого визначення типу дефекту використовують термопари.

Подальший розвиток технології пірометричних вимірювань [20] дав змогу реалізувати метод контролю осердя статора, який дістав назву метод кільцевого намагнічування (High flux stator core Test, HFT) [10]. У цьому разі для визначення стану спресованості осердя статора знайшли застосування інфрачервоні (ІЧ) телевізійні камери. Допустимий поріг виявлення дефектів методом HFT встановлюється за мінімальної різниці температур в 10 °С («гарячих точок») [20]. Поріг нерівномірності температури поверхні в 10 °С вважається гранично допустимим для виявлення глибокозалегаючих дефектів відповідно до рішення Центральної ради з виробництва електроенергії (CEGB).

Згідно зі стандартом ANSI/IEEE Std 56-1977, що описує метод кільцевого намагнічування [21], визначення дефектних ділянок в осерді статора ТГ відбувається наступним чином: після 10–20 хв індукування осердя магнітним потоком потужністю 100 % від номінальної визначаються гарячі точки, які підлягають ремонту для продовження експлуатації ТГ. Рівень потужності, близький до 100% від номінальної, було встановлено в результаті практичного застосування методу.

На сьогоднішній день у діючому стандарті ANSI/IEEE Std 62.2-2004 [22] детально описано методику тестування НФТ. Основна відмінність методики за стандартом ANSI/IEEE Std 62.2-2004 від ANSI/IEEE Std 56-1977 полягає в тому, що визначення дефектних ділянок в осерді статора ТГ здійснюється упродовж 2 год під час індукування осердя магнітним потоком "на рівні або близько до" номінальної щільності потоку за нормального режиму роботи ТГ. Поріг нерівномірності температури поверхні для визначення гарячих точок визначений в 10 °С.

Окрім зазначених вище стандартів, є інші чинні нормативні документи, зокрема, можна виділити чинний стандарт України СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 (нова редакція 2020) [23], у відповідності до якого випробування проводять за індукції  $(1,0 \pm 0,1)$  Тл впродовж 90 хв. У цьому разі найбільша температура нагріву зубців наприкінці випробування не має перевищувати 25 °С від початкової температури, а найбільша різниця температур нагріву різних зубців – 15 °С. Для генераторів, виготовлених до 1958 р., дозволено найбільшу температуру нагріву зубців 45 °С від початкової температури, а найбільшу різницю температур нагріву різних зубців – 30 °С. Випробування турбогенераторів, виготовлених після 01.07.1977 р., і генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток проводять за індукції  $(1,4 \pm 0,1)$  Тл впродовж 45 хв і збереження граничних температур із нагріву. Температура може визначатися будь-яким доступним термометричним засобом (термоперетворювачі, інфрачервона техніка тощо) [23].

Згідно з чинними стандартами, методика НФТ вимагає намотування достатньої кількості витків кабелю



а



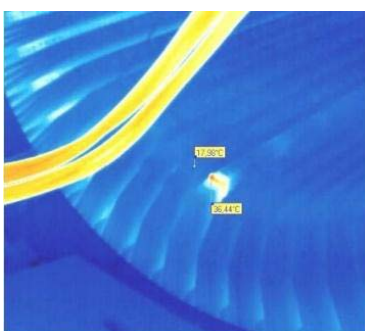
б

Рис. 2

навколо осердя для створення індукції на рівні 80...100 % від номінального потоку. На рис. 2 наведено приклад розташування тестової обмотки для ТГ (рис. 2 а) та гідро-генератора (рис. 2 б) [24]. Контроль рівня

підведеної потужності забезпечується додатковим витком обмотки, встановленим навколо осердя.

Типові результати оцінювання за методикою кільцевого намагнічування наведено на рис. 3, де а – результати випробувань за наявності одиничного виявленого дефекту, б – за наявності розподілених серйозних пошкоджень осердя статора. На рис. 4 показано вигляд типових дефектів осердя статора ТГ, що було діагностовано, а саме: місцеві перегріву (а), розшарування пакетів активної сталі з подальшим викришуванням (б), а також оплавлення листів активної сталі (в).



а



б

Рис. 3

Недоліками розглянутих методів діагностування є їхнє застосування виключно під час проведення планових ремонтів та оглядів.

Окрім розглянутих, відомо багато інших методик на основі ємнісних [15, 25, 26], оптоелектронних [27, 13], термометричних

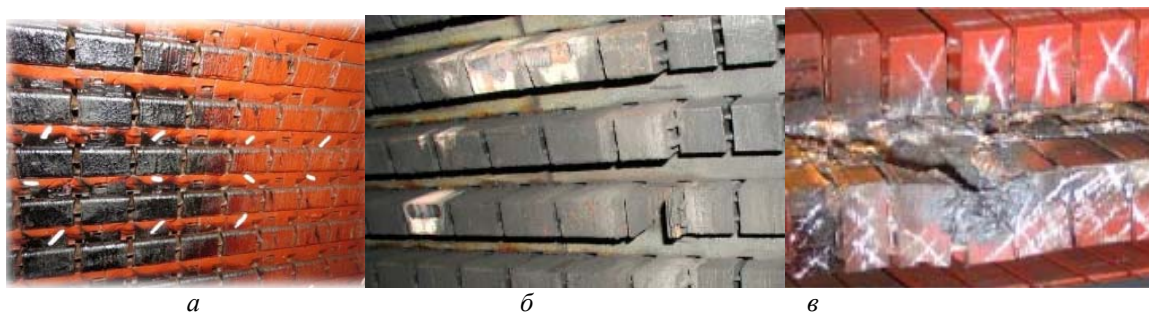


Рис. 4

[28, 29], ультразвукових [30], вібромеханічних [31] та інших методів.

Більшість виробників генеруючого обладнання розробляють та впровадять у використання власні стандарти тестування, спрямовані на реалізацію засобів онлайн діагностування. Ці методи та засоби розроблені з урахуванням конструктивних особливостей ТГ, але відомості про методи тестувань, закладені в таких засобах, є або дуже поверхневими, або їх взагалі немає, адже вони містять комерційну таємницю й зазвичай є конфіденційними.

Окрім методів тестування, які проводяться під час регламентних робіт з технічного обслуговування та ремонту, активно розвиваються онлайн діагностичні методи та засоби моніторингу стану осердя ТГ під час його виготовлення [8, 32] та експлуатації [8, 33, 34].

Так звані онлайн методи мають на меті можливість виявлення пошкодження на початковому етапі, що зазвичай дає змогу уникнути більш серйозних пошкоджень та їхніх наслідків. Проте важливе значення відіграє надійність методів контролю та діагностування фактичного стану пресування осердя статора. Брак будь-яких ефективних методів призводить до залежності визначення фактичного стану осердя статора від своєчасного проведення оглядів. Треба також зазначити, що ефективність застосування методів залежить від можливості уникати як хибнопозитивних результатів, що призводять до непотрібних фінансових витрат і часових затримок, так і помилково негативних результатів, коли небезпечні дефекти, що розвиваються, можуть залишитися непоміченими та призвести до серйозних фінансових, а в деяких випадках і екологічних наслідків. Отже, періодичне діагностування знижує ймовірність аварії, але не гарантує виявлення дефектів, що можуть виникати в міжремонтний період. Останнє спричиняє необхідність розроблення онлайн методів та засобів прямого виявлення дефектів, які з'являються під час роботи машини на початковій стадії їхньої появи і розвитку, а також своєчасного прийняття правильних рішень із їхньої ліквідації виникнення аварійних ситуацій, що дасть змогу забезпечити високий коефіцієнт готовності, скорочення часу простою, зниження витрат на ремонти ТГ.

**Висновок.** Проведений аналіз термометричних методів дослідження стану спресованості осердя статора потужного турбогенератора показав, що найбільш перспективним є розвиток напряму онлайн моніторингу стану ТГ. Засоби онлайн діагностування дають змогу попередити або мінімізувати наслідки виникнення значних дефектів в осерді статора ТГ. Ці засоби дають змогу моніторингу на основі отриманих даних здійснювати прогнозування розвитку можливих дефектів та забезпечувати високу надійність роботи генеруючого обладнання в режимі реального часу.

*Робота фінансувалася за держбюджетною темою "Створення автоматизованих багатоканальних систем контролю в електроенергетиці" (шифр: Торець) (Номер реєстрації 0119U001215, 2018 р.). КПКВК 6541030*

1. Аналіз зарубіжної практики впровадження автоматизованих систем управління технологічними процесами в електроенергетиці. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/2.-SMART-GRID.pdf> (дата звернення: 07.06.2021).
2. Schneider Electric. Electricity 4.0 for smart energy. URL: <https://www.se.com/ww/en/work/campaign/electricity-4-0/sustainable-energy-generation.jsp>. (дата звернення: 17.06.2021)
3. ENTSO-E. Research, Development & Innovation Roadmap URL: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/RDC%20publications/entso-e-rdi\\_roadmap-2020-2030.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/RDC%20publications/entso-e-rdi_roadmap-2020-2030.pdf) (дата звернення: 21.06.2021)

4. Csaba G. Generator diagnostics from failure modes to risk for forced outage. URL: <https://irispower.com/wp-content/uploads/2018/06/Generator-diagnostics-From-failure-modes-to-risk-forced-outage.pdf>. (дата звернення: 21.06.2021).
5. Рубаненко О.О., Янович В.П., Гулько І.О. Дослідження причин пошкодження синхронних генераторів. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2019. №5(277). С. 176–179. URL: <http://journals.khnu.km.ua/vestnik/wp-content/uploads/2021/01/30-8.pdf> (дата звернення: 01.07.2021)
6. Кобзар К.О., Третяк О.В., Шуть О.Ю., Полієнко В.Р., Гакал П.Г., П'ятницька Є.С. Розроблення й впровадження перспективних методів розрахунку і моделювання при проектуванні та експлуатації потужних турбогенераторів та гідрогенераторів для ТЕС, АЕС, ГЕС, ГАЕС. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії. 2018. № 5 (1281). С. 38–45.
7. Третяк О.В. Міцність вузлів турбогенераторів і гідрогенераторів великої потужності: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.02.09 / Ін-т проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України. Харків. 2020. 48 с.
8. Левицкий А.С., Зайцев Е.А., Панчик М.В. Контроль сердечника статора турбогенератора при сборке. *Современные методы и приборы контроля качества и диагностики состояния объектов*: Сборник тезисов 7-й международной научно-технической конференции, 24-25 сентября 2020 года, г. Могилев, Республика Беларусь. Могилев: Белорус.-Рос. ун-т, 2020. С. 99–105. URI: <http://e.biblio.bru.by/handle/1212121212/12991> (дата звернення: 21.06.2021).
9. Зайцев Є.О., Панчик М.В. Фізичні процеси та їх вплив на розвиток дефектів в осерді статора потужних генераторів. *Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences*. 2020. № 224. С. 81–84. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-224VIII27-20>
10. Bertenshaw D.R., Smith A.C., Ho C.W., Chan T., Sasic M. Detection of stator core faults in large electrical machines. *Electric Power Applications*. 2012, Vol. 6. No. 6. Pp. 295–301. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2011.0125>
11. Generator diagnostics From failure modes to risk for forced outage. URL: <https://irispower.com/wp-content/uploads/2018/06/Generator-diagnostics-From-failure-modes-to-risk-forced-outage.pdf> (дата звернення: 01.07.2021)
12. Левицкий А.С., Федоренко Г.М. Датчики для вимірювання зусилля пресування осердя статорів гідро- і турбогенераторів. *Гідроенергетика України*. 2009. №. 4. С. 35–39.
13. Zaitsev Ie.O., Levytskyi A.S., Kromplys B.A. Capacitive distance sensor with coplanar electrodes for large turbogenerator core clamping system. *Electronics and Nanotechnology (ELNANO): Proceedings of the 2019 IEEE International Conference*, April 16–18, 2019. Kiev, Ukraine. Pp. 644–647. DOI: <https://doi.org/10.1109/ELNANO.2019.8783916>
14. Шаров Ю.В., Бинько Г.Ф., Беляков В.В., Виницкий Ю.Д., Голоднова О.С., Купчиков Т.В., Федотов М.В., Астанин А.А., Тарасов В.М., Миляев Р.Г., Пичугин Д.Е., Шумов П.В. Цифровизация контроля текущего состояния и предиктивной диагностики турбогенераторов на электростанциях. *Энергия единой сети*. 2020. № 6 (49). С. 18–30. URL: [https://xn----glcfcctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/images/6-49/006\\_SHAROV\\_NTC\\_EES\\_6\\_49.pdf](https://xn----glcfcctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/images/6-49/006_SHAROV_NTC_EES_6_49.pdf) (дата звернення: 01.07.2021)
15. Šepon G., Pirnat M., Boltežar M. An experimental and numerical identification of laminated structure dynamics. *Noise and Vibration Engineering (ISMA2012) and on Uncertainty in Structural Dynamics (USD2012): Proceeding of International Conference*, 17-19 September, 2012. Vol. 3. Pp. 3153–3165.
16. Use of fiber optic sensor techniques for monitoring and diagnostics of large AC generators: pat. 20120026482 A1 United States Patent: Int. Cl. G01J5/48; Appl. No. US 13/065,842; Publ. date Feb. 02. 2012.
17. Harbord J. P. Some tests on modern high-speed turbo alternators. *IEE Students' Quarterly Journal*. 1953. Vol. 24. No. 93. P. 3–9. DOI: <https://doi.org/10.1049/sqj.1953.0043>
18. Tomlinson H. R. Interlaminar insulation test for synchronous machine stators. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*. 1952. Vol. 71(1). Pp. 676–677. DOI: <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1952.4498526>
19. Shelton J.W., Reichman B.M. A comparative analysis of turbogenerator core inspection techniques. *Proceedings of the American Power Conference*. 1985. Pp. 643–650.
20. Lodge I. Flux testing of generator stator cores. *CEGB, SSD/NE/R293*, 1975.
21. IEEE Std 56-1977. Guide for insulation maintenance of large alternating-current rotating machinery (10 000 kVA and Larger), IEEE, USA, 1991.
22. IEEE Std 62.2-2004. Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus. IEEE, USA, 2005.
23. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання. 2020. 243 с. URL: <https://docs.dtk.ua/download/pdf/1225.943.1> (дата звернення: 01.07.2021)
24. Bertenshaw D.R. Stator core interlamination faults and their detection by electromagnetic means. *School of Electrical and Electronic Engineering*. 2014. 214 с.
25. Левицкий А.С., Зайцев Е.А., Кобзарь К.А. Измерение хода тарельчатых пружин в силовых аккумуляторах сердечника статора турбогенератора с помощью емкостного сенсора. *Приборы и методы измерений*. 2018. Т.9 (2) С. 121–129. DOI: <https://doi.org/10.21122/2220-9506-2018-9-2-121-129> .
26. Новик А.И., Левицкий А.С., Зайцев Е.А. Емкостный датчик усилия стягивания с компенсацией погрешности от перекоса электродов. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2016. Вип. 48. С. 126–132. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.126>

27. Левицький А.С., Зайцев Є.О., Смирнова А. М. Пружний елемент перетворювача зусиль в стяжних призмах осердя статора потужного турбогенератора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 49. С. 32–39. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2018.49.032>
28. Голоднова О.С. Автоматизация определения температурных характеристик генератора для целей диагностики в процессе эксплуатации. *Вести в електроенергетику*. 2015. № 2. С. 20–24.
29. Кенсицкий О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. Чернобыль. 2009. 240 с.
30. Грень Я.В., Роман В.І. Дослідження розповсюдження ультразвукового імпульсу в пакеті листів електротехнічної сталі. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. № 707: *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2011. С. 36–41.
31. Челомей В. Н. Вибрации в технике. Москва: Машиностроение, 1981. 496 с.
32. IEEE Std 1129-2014. IEEE Guide for online monitoring of large synchronous generators (10 MVA and above). IEEE, USA, 2014.
33. Кузнецов Д. В., Маслов В.В., Нецевский А.Б. Техническая диагностика мощных генераторов. *Энергия единой сети*. № 3 (14). 2014. С. 50–59.
34. Шаров Ю.В., Беляков В.В., Виницкий Ю.Д., Голоднова О.С. Концепция online-диагностирования и мониторинга турбогенераторов с использованием компьютерных технологий в автоматизированных системах контроля. *Энергетик*. 2019. № 6. С. 15–22.

## THERMOMETRIC METHODS CONTROL OF COMPRESSION STATOR CORE STATE OF POWERFUL TURBOGENERATORS

Ie. Zaitsev, M. Panchyk

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine e-mail: zaitsev@i.ua

*The article is devoted to the analysis of thermometric methods of control and diagnosis of the state of compression of the stator core of the turbogenerator (TG), which have found the greatest application. It is shown that ensuring effective and high-quality control of powerful electric machines, especially power plant generators, today is an integral part of ensuring the reliability and trouble-free operation of their work. As a result of the analysis, it is shown that ensuring high reliability of operation of the generating equipment is practically impossible without their equipping with modern means of control capable to work in real-time. Bibl. 34, fig. 4.*

**Keywords:** turbogenerator, stator, core, assembly, pressing, compression, defects, control.

1. Analysis of foreign practice of introduction of automated control systems of technological processes in electric power industry. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/2.-SMART-GRID.pdf> (accessed: 07.06.2021). (Ukr)
2. Schneider Electric. Electricity 4.0 for smart energy. URL: <https://www.se.com/ww/en/work/campaign/electricity-4-0/sustainable-energy-generation.jsp>. (accessed: 17.06.2021)
3. ENTSO-E. Research, Development & Innovation Roadmap URL: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/RDC%20publications/entso-e-rdi\\_roadmap-2020-2030.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/RDC%20publications/entso-e-rdi_roadmap-2020-2030.pdf) (accessed: 21.06.2021)
4. Csaba G. Generator diagnostics from failure modes to risk for forced outage. URL: <https://irispower.com/wp-content> (accessed: 21.06.2021).
5. Rubanenko O.O., Yanovich V.P., Gunko I.O. Investigation of the causes of damage to synchronous generators. *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu*. 2019. No 5 (277). Pp. 176–179. URL: <http://journals.khnu.km.ua/vestnik/wp-content/uploads/2021/01/30-8.pdf> (accessed: 01.07.2021) (Ukr)
6. Kobzar K.O., Tretyak O.V., Shut O.Y., Polienko V.R., Gakal P.G., Pyatnytska E.S. Development and implementation of promising methods of calculation and modeling in the design and operation of powerful turbogenerators and hydrogenerators for TPPs, NPPs, HPPs, PSPs. *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu «KhPI»*. *Seriia: Elektrychni mashyny ta elektromekhanichne peretvorennia enerhii*. 2018. No 5 (1281). Pp. 38–45. (Ukr)
7. Tretyak O.V. Strength of high-power turbogenerators and hydrogenerators: author's abstract of Dr. tech. sci. diss.: 05.02.09. Institute of Mechanical Engineering Problems A.M. Podgorny NAS of Ukraine. Kharkiv. 2020. 48 p. (Ukr)
8. Levitsky A.S., Zaitsev E.A., Panchik M.V. Inspection of the stator core of the turbine generator during assembly. *Modern methods and devices for quality control and diagnostics of the state of objects*: Collection of abstracts of the 7th international scientific and technical conference, September 24–25, 2020, Mogilev, Republic of Belarus. Mogilev: Belarus.-Ros. un-t, 2020. Pp. 99–105. URL: <http://e.biblio.bru.by/handle/1212121212/12991> (accessed: 21.06.2021). (Rus)
9. Zaitsev E.O., Panchyk M.V. Physical processes and their influence on the development of defects in the stator core of powerful generators. *Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences*. 2020. No 224. Pp. 81–84. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-224VIII27-20>. (Ukr)
10. Bertenshaw D.R., Smith A.C., Ho C.W., Chan T., Sasic M. Detection of stator core faults in large electrical machines. *Electric Power Applications*. 2012, Vol. 6, No 6. Pp. 295–301. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2011.0125>

11. Generator diagnostics From failure modes to risk for forced outage. URL: <https://irispower.com/wp-content/uploads/2018/06/Generator-diagnostics-From-failure-modes-to-risk-forced-outage.pdf> (accessed: 01.07.2021)
12. Levitsky A.S., Fedorenko G.M. Sensors for measuring the compression force of the stator core of hydro and turbogenerators. *Hydroenerhetyka Ukrainy*. 2009. No 4. Pp. 35–39. (Ukr)
13. Zaitsev Ie.O., Levytskyi A.S., Kromplyas B.A. Capacitive distance sensor with coplanar electrodes for large turbogenerator core clamping system. *Electronics and Nanotechnology (ELNANO): Proceedings of the 2019 IEEE International Conference*, April 16–18, 2019. Kiev, Ukraine. Pp. 644–647. DOI: <https://doi.org/10.1109/ELNANO.2019.8783916>
14. Sharov Yu.V., Binko G.F., Belyakov V.V., Vinitkiy Yu.D., Golodnova O.S., Kupchikov T.V., Fedotov M.V., Astanin A.A., Tarasov V M., Milyaev R.G., Pichugin D.E., Shumov P.V. Digitalization of monitoring the current state and predictive diagnostics of turbine generators at power plants. *Energiya edinoj seti*. 2020. No 6 (49). Pp. 18–30. URL: [https://xn----glcfcctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/images/6-49/006\\_SHAROV\\_NTC\\_EES\\_6\\_49.pdf](https://xn----glcfcctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/images/6-49/006_SHAROV_NTC_EES_6_49.pdf) (accessed: 01.07.2021) (Rus)
15. Čepon G., Pirnat M., Boltežar M. An experimental and numerical identification of laminated structure dynamics. *Noise and Vibration Engineering (ISMA2012) and on Uncertainty in Structural Dynamics (USD2012): Proceeding of International Conference*, 17–19 September, 2012. Vol. 3. Pp. 3153–3165.
16. Use of fiber optic sensor techniques for monitoring and diagnostics of large AC generators: pat. 20120026482 A1 United States Patent: Int. Cl. G01J5/48; Appl. No. US 13/065,842; Publ. date Feb. 02. 2012.
17. Harbord J. P. Some tests on modern high-speed turbo alternators. *IEE Students' Quarterly Journal*. 1953. Vol. 24, No 93. Pp. 3–9. DOI: <https://doi.org/10.1049/sqj.1953.0043>
18. Tomlinson H. R. Interlaminar insulation test for synchronous machine stators. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*. 1952. Vol. 71(1). Pp. 676–677. DOI: <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1952.4498526>
19. Shelton J.W., Reichman B.M. A comparative analysis of turbogenerator core inspection techniques. *Proceedings of the American Power Conference*. 1985. Pp. 643–650.
20. Lodge I. Flux testing of generator stator cores. *CEGB, SSD/NE/R293*, 1975.
21. IEEE Std 56-1977. Guide for insulation maintenance of large alternating-current rotating machinery (10 000 kVA and Larger), IEEE, USA, 1991.
22. IEEE Std 62.2-2004. Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus. IEEE, USA, 2005.
23. SOU-N EE 20.302: 2007 Standards for testing electrical equipment. 2020. 243 p. URL: <https://docs.dtkr.ua/download/pdf/1225.943.1> (accessed: 01.07.2021) (Ukr)
24. Bertenshaw D.R. Stator core interlamination faults and their detection by electromagnetic means. *School of Electrical and Electronic Engineering*. 2014. 214 p.
25. Levitsky A.S., Zaitsev E.A., Kobzar K.A. Measuring the travel of the Belleville springs in the power accumulators of the stator core of a turbine generator using a capacitive sensor. *Pribory i metody izmerenij*. 2018. Vol. 9(2). Pp. 121–129. DOI: <https://doi.org/10.21122/2220-9506-2018-9-2-121-129>. (Rus)
26. Novik A.I., Levitsky A.S., Zaitsev E.A. Capacitive pulling force sensor with compensation of errors from the skew of the electrodes. *Pratsi Institutu Elektrodynamiki NAN Ukrainy*. 2016. Vol. 48. Pp. 126–132. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.126> (Rus)
27. Levitsky A.S., Zaitsev E.A., Smirnova A.M. Elastic element of the force transducer in the clamping prisms of the stator core of a powerful turbogenerator. *Pratsi Institutu Elektrodynamiki NAN Ukrainy*. 2018. Vol. 49. Pp. 32–39. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2018.49.032> (Ukr)
28. Golodnova O.S. Automation of the determination of the temperature characteristics of the generator for the purposes of diagnostics during operation. *Vesti v elektroenergetike*. 2015. No 2. Pp. 20–24. (Rus)
29. Kensitsky O.G., Klyuchnikov A.A., Fedorenko G.M. Safety, reliability and efficiency of operation of electrical and electric power equipment of NPP units. Chernobyl. 2009. 240 p. (Rus)
30. Gren Y.V., Roman V.I. Investigation of ultrasonic pulse propagation in a package of sheets of electrical steel. *Visnyk Natsionalnoho universytetu Lvivska politekhnika. No 707: Elektroenerhetychni ta elektromekhanichni systemy*. 2011. Pp. 36–41. (Ukr)
31. Chelomey V.N. *Vibrations in technology*. Moscow: Mashinostroenie, 1981. 1981. 496 p. (Rus)
32. IEEE Std 1129-2014. IEEE Guide for online monitoring of large synchronous generators (10 MVA and above). IEEE, USA, 2014.
33. Kuznetsov D.V., Maslov V.V., Netseevsky A.B. Technical diagnostics of powerful generators. *Energiya edinoj seti*. No 3 (14). 2014. Pp. 50–59. (Rus)
34. Sharov Yu.V., Belyakov V.V., Vinitkiy Yu.D., Golodnova O.S. The concept of online diagnostics and monitoring of turbine generators using computer technology in automated control systems. *Energetic*. 2019. No 6. Pp. 15–22. (Rus)

Надійшла: 13.07.2021

Received: 13.07.2021