

АНАЛІЗ, ПРОГНОЗУВАННЯ ТА УПРАВЛІННЯ ТЕРМОМЕХАНІЧНИМИ ДЕФЕКТАМИ В СИСТЕМАХ ВОДЯНОГО ОХОЛОДЖЕННЯ ОБМОТОК СТАТОРІВ ПОТУЖНИХ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ АЕС

Проаналізовано та проілюстровано взаємний вплив порушень герметичності системи охолодження та термічних дефектів обмотки статора потужного турбогенератора, обґрунтовано необхідність контролю якості дистилляту. Наведено рекомендації по підвищенню надійності та ефективності експлуатації турбогенераторів.

Ключові слова: турбогенератор, статор, обмотка статора, система охолодження, термічні дефекти.

Проведений аналіз інцидентів на АЕС України свідчить, що значна частина відмов (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Зокрема, найбільша частка в причинах недовиробництва електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на турбогенератори (до 70 - 80 %), пристрої релейного захисту й автоматики (до 15 %), вимірювальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %). Тобто найбільш ненадійним елементом на АЕС на сьогодні є турбогенератор [1, 6, 16].

Так, наприклад, у 2007 р. 9 з 18 порушень (50 %) у роботі енергоблоків були викликані відмовами електротехнічного обладнання [1], недовиробництво електроенергії з цієї причини становило 419,07 млн кВт·год (56,1 % від сумарної). Причиною чотирьох порушень у роботі енергоблоків була відмова турбогенераторів (1 – ТВВ-1000-4УЗ енергоблока № 5 Запорізької АЕС, 1 – ТВВ-220-2УЗ енергоблока № 2 Рівненської АЕС і 2 – ТВВ-1000-2УЗ енергоблока № 3 Рівненської та енергоблока № 3 Південноукраїнської АЕС) з недовиробництвом електроенергії в 331,32 млн кВт·год, з яких 311,92 млн кВт·год (94,1 %) припадає на турбогенератори ТВВ-1000-2(М)УЗ.

Установлення причин та передумов порушень у роботі турбогенераторів є основою для розробки організаційно-технічних профілактичних заходів по запобіганню подібних порушень. Перехід до організації ремонтів за технічним станом турбогенераторів потребує широкого впровадження сучасних методів та засобів контролю, діагностики та моніторингу, що дає змогу об'єктивно оцінювати технічний стан турбогенераторів, планувати обсяги та терміни ремонтів за результатами цієї оцінки. Необхідний також обґрунтований підхід до вибору напрямків модернізації, що враховує практичну необхідність та економічну доцільність. Тому зростає роль інформації про відомі причини відмов турбогенераторів, викликаних ушкодженнями окремих вузлів, і про так звані типові (ключові) дефекти, виникнення й розвиток яких приводить до відмов.

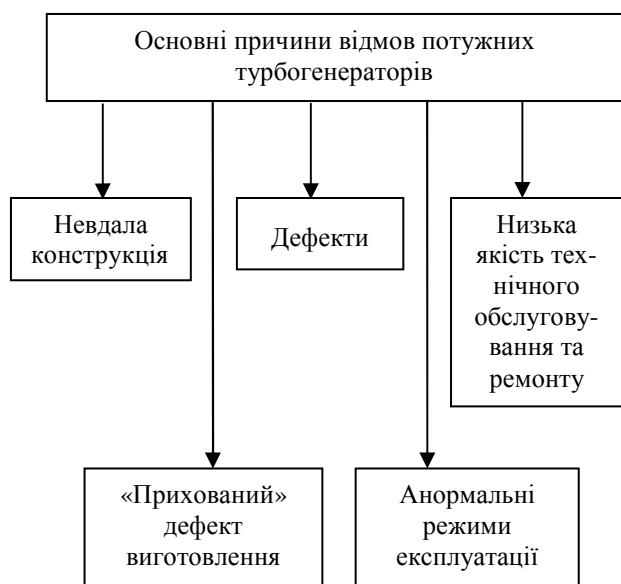


Рис. 1. Структура відмов по стадіях «життя» турбогенератора.

Починаючи з початку процесу проектування й виготовлення, а далі у процесі монтажу й експлуатації, протягом усього терміну служби, походження причин відмов турбогенераторів перебуває у сфері відповідальності різних організацій (завод-виготовлювач, проектна, монтажна або налагоджувальна організація, електростанція, ремонтне підприємство, експлуатуюча організація), а всередині кожної організації - у сфері діяльності різних груп працівників. Укрупнена схема (рис. 1) ілюструє основні причини відмов, пов'язані із зазначеним розподілом [2, 12].

Турбогенератори типу ТВВ-1000-2 залишаються найбільш ненадійними на енергоблоках АЕС України [1]. Досвід експлуатації турбогенераторів цього типу на Рівненській, Хмельницькій і Південноукраїнській АЕС виявив ряд конструктивних дефектів, які значно

знижують показники їхньої надійності. Причому дефекти в усіх генераторах подібні, а саме: тріщини у сполучних шинах, підвищений рівень вібрації, витoki водню та дефекти системи охолодження [6].

Питома пошкоджуваність турбогенераторів $A = n/(N \cdot t)$, де n – кількість відмов за час t , N – кількість працюючих турбогенераторів, t – час (у роках) типу ТВВ-1000-2 за вісім років (2003 – 2010) становила 0,35 ушкодження на генераторо-рік експлуатації, що в сім разів більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотирьохполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,05), і в 3,9 більше, ніж у турбогенераторах потужністю 220 МВт енергоблоків № 1 і № 2 Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,09) [1]. За цей час недовиробництво електроенергії через вимушені зупинки енергоблоків, причиною яких були відмови турбогенераторів ТВВ-1000-2, становило 6592,99 млн кВт·год.

Таким чином, втрати тільки через недовиробництво електроенергії через відмови турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 за період 2003 – 2010 рр. (включно) становили майже 185 млн американських доларів (при собівартості 1 кВт·год в 2,8 американських центів). І це без урахування витрат на проведення ремонтних робіт, матеріалів і запасних частин.

Для турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 великий вплив на теплотехнічну надійність, тобто властивість турбогенератора зберігати протягом заданого часу нормальний тепловідвід від активної зони в стаціонарному режимі роботи в умовах випадкових відхилень параметрів активної зони від номінальних значень, обумовлених технологічними похибками, і експлуатації турбогенератора в цілому, має робота системи охолодження обмоток статора. Перегрів або термічний дефект становить небезпеку не тільки через підвищення ймовірності теплового пробою корпусної ізоляції, але й унаслідок механічного впливу на мідні провідники й ізоляцію стержня. Остання обставина може бути викликана обмеженням теплового подовження даного стержня, зв'язаного через деталі кріплення з іншими стержнями, нагріву яких значно нижчі. Стиск мідних провідників призводить до деформації стінок порожніх провідників із частковим перекриттям водяних каналів. Стиск корпусної ізоляції призводить до утворення складок, що оперізують, і тріщин в ізоляції на виході з паза, що пов'язане з небезпекою наступного замикання міді на зубець.

Отже, порушення герметичності й термічні дефекти мають ряд загальних причин. Взаємний вплив обох проблем ілюструється схемою [7], представленою на рис. 2.

Також при нагріванні обмотки має відбуватися аксіальний зсув стержнів щодо осердя статора. Закріплення обмотки перешкоджає цьому зсуву, від чого в стержнях виникають зусилля стиску, а в деталях кріплення лобових частин - кронштейнах і болтах - виникають зусилля, що відривають ці деталі від натискної плити. Ослаблення вузлів кріплення внаслідок деформації призводить до підвищення вібрації обмотки, що, у свою чергу, призводить до прискорення ушкодження деталей кріплення. Переміщення стержнів на виході з паза сприяє ослабленню пазового кріплення, тому що при досить твердому фрикційному закріпленні стержень обмотки при нагріванні «тягне» за собою назовні пазовий клин. Охолоджуючись, стержень обмотки повертається всередину паза, але пазовий клин не може повернутися в силу своєї конструкції, тому кріплення стержнів у пазу слабшає. Це призводить до підвищення вібрації стержнів у пазу.

Відносна величина подовження елемента міді обмотки при нагріванні статора турбогенератора може бути визначена [8] як

$$\xi(t) = \alpha_{cu} \Theta_{cu} \left\{ 1 - K_{\alpha} K_{\Theta} + \left[K_{\alpha} K_{\Theta} \exp\left(-\frac{t}{T} \frac{1 - K_T}{K_T}\right) - 1 \right] * \exp\left(-\frac{t}{T_{cu}}\right) \right\},$$

де $K_T = T_{Fe}/T_{cu}$; $K_{\alpha} = \alpha_{Fe}/\alpha_{cu}$; α_{Fe} та α_{cu} - коефіцієнти лінійного розширення заліза та міді обмотки статора; T_{Fe} і T_{cu} - теплові постійні часу заліза статора та міді обмотки статора; θ_{Fe} і θ_{cu} - відповідні прирости температур.

Максимальну величину відносного подовження міді можна визначити виразом

$$\xi_{\max} = \alpha_{cu} \Theta_{cu} \left[1 + (K_T - 1) \exp\left(-\frac{K_T}{K_T - 1} \ln \frac{K_T}{K_{\alpha} K_{\Theta}}\right) \right].$$

Вона досягається за час

$$t_k = T_{cu} \frac{K_T}{K_T - 1} \ln \frac{K_T}{K_{\alpha} K_{\Theta}}.$$

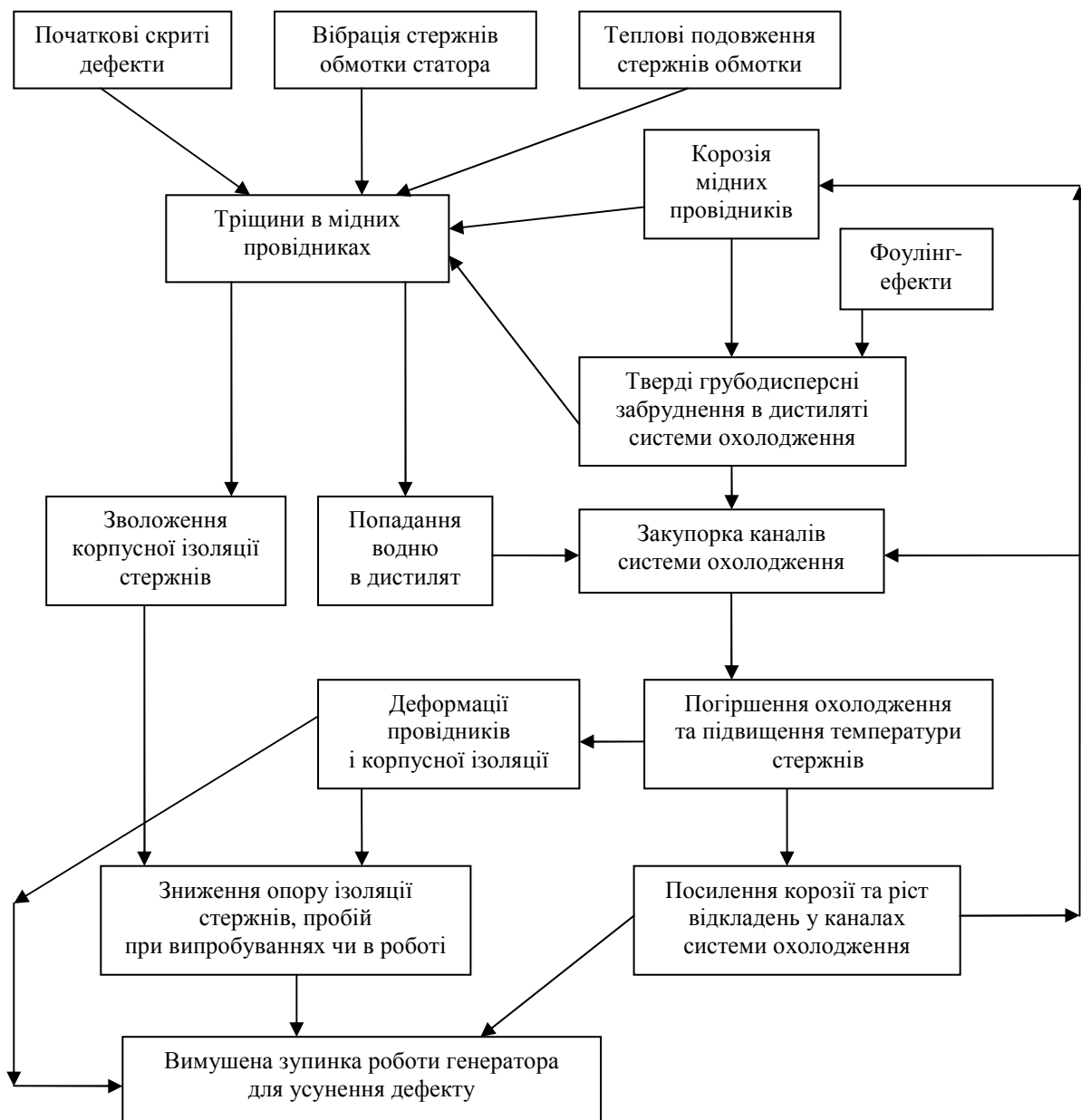


Рис. 2. Схема розвитку дефектів водяного тракту стержнів обмотки статора.

При зниженні навантаження з подальшим природним охолодженням генератора теплові постійні часу заліза статора та міді обмотки зі зменшенням швидкості обертання ротора значно збільшуються. Відзначимо також відмінність коефіцієнтів лінійного розширення металів для напруженого та ненапруженого станів, що виражається залежністю

$$A = \alpha_0(1 + A\varepsilon),$$

де ε - деформація, що проявляється під впливом зовнішніх сил; α_0 - коефіцієнт лінійного розширення в ненапруженому стані ($\varepsilon = 0$); A - коефіцієнт, що враховує пружні властивості речовини; $A \approx 1,9$ для електротехнічної сталі, $A = 1,7$ для міді.

Для більш точних розрахунків переміщень стержня обмотки відносно крайнього пакета осердя необхідно уточнення величини деформації та напружень, що виникають в активних і конструктивних елементах статора.

Для нормальної роботи систем охолодження турбогенераторів із безпосереднім охолодженням обмоток статора водою велике значення має величина водневого показника рН. Значення рН мо-

жуть розміщуватись від 1 до 14 (величина безрозмірна), причому 7 – це нейтральне значення. Це значить, що при $pH = 7,0$ у водяному розчині втримується рівна кількість позитивно заряджених іонів водню й негативно заряджених іонів ОН.

Якщо $pH > 7,0$, - середовище лужне, якщо $pH < 7,0$, - кисле. Простота шкали pH уводить в оману. Справа в тому, що вона логарифмічна, і кожний наступний розподіл шкали в 10 разів більше попереднього й, наприклад, середовище з $pH = 4,5$ в 10 разів кисліше, ніж із $pH = 5,5$, у 100 разів кисліше, ніж із $pH = 6,5$. Із цієї причини навіть незначні відхилення pH навколо крайніх значень становлять набагато більші зміни в кислотності (лужності), чим ті, що відзначаються навколо нейтральної відмітки [10].

Такі турбогенератори з водяним охолодженням обмоток мають підвищену небезпеку засмічування каналів охолодження (фоулінг-процеси). Аналіз інформації про виникнення й розвиток термічних дефектів обмоток статорів турбогенераторів показує, що практично всі вони пов'язані з порушеннями охолодження. Найнебезпечніші порушення, які полягають у частковій або повній закупорці водяних каналів однієї або декількох гідравлічних шляхів системи водяного охолодження статора. Найчастіше зустрічаються такі причини цього явища: ріст відкладень у водяних каналах; витік водню в дистилат. При закупорці порожнистих провідників їхня температура може значно перевищувати припустиму для ізоляції, що зменшує термін служби обмотки й може привести до пробою ізоляції в роботі. Механізм закупорки гідравлічних галузей продуктами корозії міді такий: внутрішня поверхня порожніх провідників покрита шаром оксидних відкладень, хімічна або фазова сполука яких визначається окислювально-відновними властивостями дистилату. При низькій концентрації кисню в дистилаті (менш $0,05 \text{ мг/дм}^3$) захисна поверхнева плівка складається із закису міді, а при високій концентрації кисню в дистилаті (більше $0,5 \text{ мг/дм}^3$) захисна поверхнева плівка в основному складається з окису міді; при проміжних концентраціях кисню оксидна плівка має змішану фазову сполуку. У випадку різких і значних змін концентрації кисню в дистилаті в зазначеному діапазоні відбувається фазова перебудова оксидної плівки, що супроводжується її розпушенням і частковим змивом у потік дистилату. Змивані відкладення звичайно накопичуються й утворюють локальні відкладення в застійних ділянках, гйбах і т.п. За даними фірми «Альстом» (та інших фірм), мідь піддається посиленій корозії в кислому середовищі, а в слаболужних умовах є дві корозиційно-безпечні зони, що відрізняються високою й низькою концентраціями кисню, а між ними розташована область посиленої корозії міді й нестійкості оксидної плівки. Для запобігання закупорки провідників обмотки статора необхідно уникати області проміжних концентрацій кисню в дистилаті $\sim 0,05 - 2 \text{ мг/дм}^3$ [7, 10]. Тривале корозійне зношування міді приводить не тільки до відкладень оксидних плівок у каналах, але й до появи корозійних виразок у стінках порожніх провідників, до наскрізних крапкових ушкоджень. Швидкість протікання корозії буде тим вища, чим нижча величина водневого показника; варто вважати недопустимим експлуатацію турбогенераторів із дистилатом, водневий показник якого нижче 8,0 [10].

Система водяного охолодження обмоток генераторів повинна забезпечувати якість циркулюючого дистилату в межах наведених норм, якщо в інструкції заводу-виготовлювача не зазначено підвищені вимоги [4, 12]:

показник pH при температурі $25 \text{ }^\circ\text{C}$	$8,5 \pm 0,5$ (7,0...9...9,2);
питомий електричний опір при температурі $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $\text{кОм}\cdot\text{см}$	не менш 200 (100);
вміст кисню, мкг/кг	не більше 400;
вміст міді, мкг/кг	не більше 100 (200).

У дужках зазначено тимчасово припустимі норми до введення в експлуатацію іонообмінного фільтра змішаної дії. Витрата дистилату на продувки контуру свіжим дистилатом повинна рівнятися не менш $5 \text{ м}^3/\text{добу}$, а при необхідності зниження вмісту міді витрата дистилату може бути збільшена, але в усіх випадках повинна становити не більше $20 \text{ м}^3/\text{добу}$ для закритих систем. Допускається перевищення не більш ніж на 50 % норм вмісту сполук міді й кисню протягом перших чотирьох діб при пуску генератора після ремонту, а також при знаходженні його в резерві. При зниженні питомого опору дистилату до $100 \text{ кОм}\cdot\text{см}$ повинна працювати сигналізація [12].

Для підвищення теплотехнічної надійності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 необхідно забезпечувати умови, що виключають істотне зниження витоку дистилату через обмотку статора й вихід показників якості дистилату за межі вищенаведених норм. Це вимагає вдосконалення як системи теплового контролю обмотки статора, так і системи контролю параметрів водно-хімічного режиму й концентрації водню та кисню в дистилаті в процесі експлуатації.

Із наведеного можна зробити висновок, що поряд із роботами по вдосконаленню конструкції турбогенераторів слід приділяти увагу заходам щодо забезпечення штатних режимів їхньої експлуа-

тації, аналізу й удосконаленню технічної документації з експлуатації та обслуговування, розробленню нових методів і засобів контролю та діагностики їхнього технічного стану. У комплекс завдань контролю й діагностики, заснованих на обробці даних штатного контролю, необхідно включити контроль і спільний аналіз із видачею сигналів і висновків таких параметрів системи водяного охолодження статора:

- температури стержнів обмотки статора;
- температури дистилляту на вході й виході обмотки;
- тиску газу в генераторі;
- концентрації водню в дистилляті на вході й виході обмотки;
- хімічних показників якості дистилляту: водневого показника рН, питомої електропровідності, концентрацій кисню й міді.

Також для забезпечення теплотехнічної стійкості турбогенераторів необхідно розробляти та впроваджувати методи контролю та діагностики із застосуванням систем контролю місцевих перегрівів, що зможуть надавати детальну інформацію про тепловий стан турбогенератора та максимальні температури в більш навантажених вузлах. Необхідна також розробка інтелектуальних систем моніторингу [14, 16] та прогнозування теплового стану турбогенераторів для різних режимів експлуатації.

В останні роки зарубіжні фірми внесли суттєвий вклад у модернізацію та ремонт турбогенераторів типу ТВВ-1000-2. Незважаючи на це, Держінспекція з експлуатації електричних станцій і мереж України вважає, що при відомих конструктивних недоліках турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 виконані на даний час затратні заходи з їхньої модернізації та ремонту не забезпечили їхньої надійної експлуатації. Роботи проводились без належного аналізу реалізованих технічних рішень з підвищення надійності та якості виконання ремонтів в умовах майданчиків українських АЕС [1].

Ще більшої актуальності у зв'язку з планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької АЕС [3], у складі яких запроєктовано турбогенератори типу ТВВ-1000-2, набуває питання підвищення надійності, безпечності та ефективності експлуатації турбогенераторів такого типу.

Висновки та рекомендації

Проведений аналіз інцидентів на АЕС України, свідчить, що значна частина відмов (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Зокрема, найбільша частка в причинах недовиробництва електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на турбогенератори (до 70 - 80 %), пристрої релейного захисту й автоматики (до 15 %), вимірвальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %). Тобто найбільш ненадійним елементом на АЕС на сьогодні є турбогенератор.

Установлення причин та передумов порушень у роботі турбогенераторів є основою для розробки організаційно-технічних профілактичних заходів по запобіганню подібних порушень. Перехід до організації ремонтів за технічним станом турбогенераторів потребує широкого впровадження сучасних методів та засобів контролю, діагностики та моніторингу, які дали б змогу об'єктивно оцінювати технічний стан турбогенераторів, планувати обсяги та терміни ремонтів за результатами цієї оцінки. Необхідний також обґрунтований підхід до вибору напрямків модернізації, що враховує практичну необхідність та економічну доцільність. Тому зростає роль інформації про відомі причини відмов турбогенераторів, викликаних ушкодженнями окремих вузлів, і про так звані типові (ключові) дефекти, виникнення й розвиток яких призводить до відмов.

При проектуванні нових конструкцій турбогенераторів і модернізації існуючих необхідно здійснювати детальний аналіз теплопередачі з метою оптимізації систем охолодження.

Поряд із роботами по удосконаленню конструкції турбогенераторів слід приділяти увагу заходам щодо забезпечення штатних режимів їхньої експлуатації, аналізу й удосконаленню технічної документації з експлуатації та обслуговування, розробленню нових методів і засобів контролю та діагностики їхнього технічного стану. Необхідна також розробка інтелектуальних систем моніторингу та прогнозування теплового стану турбогенераторів для різних режимів експлуатації.

З метою створення експлуатаційного контролю й моніторингу за дефектоутворенням необхідно методами чисельного експерименту та імітаційного моделювання будувати характерні образи зародження та розвитку дефектів для їхньої подальшої ідентифікації. Виходячи з максимального значення функції чутливості, визначається раціональна сукупність діагностичних ознак для ідентифікації найбільш поширених дефектів турбогенератора.

Питання підвищення надійності, безпечності та ефективності експлуатації турбогенераторів ТВВ-1000-2 набуває особливого значення у зв'язку з планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької АЕС, у складі яких запроєктовані саме такі генератори.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Ключников О.О., Федоренко Г.М., Выговський О.В.* Прогнозування термодфектів в обмотці та осерді статора потужних турбогенераторів блоків АЕС та їхня локалізація за допомогою інтелектуальних методів і засобів // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2011. – Вип. 17. – С. 17 – 26.
2. *Голоднова О.С.* Основные принципы отказов турбогенераторов и пути их предупреждения: учебно-методическое пособие. – М.: ИПКГосслужбы, 2005. – 92 с.
3. *Оновлена енергетична стратегія України на період до 2030 року.* – К., 2013.
4. *Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.* ДСТУ ГОСТ 533-2000.
5. *Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков № 5, 6 Запорожской АЭС 05.06.00.00.РГ.01.* – НАЕК «Енергоатом», 2008.
6. *Кенсницкий О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М.* Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС, 2009. – 240 с.
7. *Голоднова О.С., Юрманов В.А.* Совершенствование водно-химического режима и контроля охлаждения статоров генераторов // Вести в электроэнергетике. – 2004. - № 3.
8. *Счастливы Г.Г., Федоренко Г.М., Выговский В.И.* Турбо- и гидрогенераторы при переменных графиках нагрузки. – К.: Наук. думка, 1985. – 208 с.
9. *Выговский А.В.* Контроль и диагностика термических дефектов стержней обмотки статора турбогенераторов с высокоэффективными системами охлаждения проводников // Техническая электродинамика. – 1999. - № 5 – С. 43 - 45.
10. *Федоренко Г.М., Выговський О.В.* Эффективность водоподготовки в системах непосредственного охлаждения обмоток статоров мощных турбогенераторов и ее влияние на безопасность, надежность и эффективность блоков АЭС // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2011. – Вип. 30. – С. 62 – 68.
11. *Журавлев С.В., Самородов Ю.Н.* Характерные дефекты турбогенераторов, обнаруженные в эксплуатации // Сб. докл. техн. семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надежности турбогенераторов». – М., 2005. – С. 21 – 26.
12. *Справочник по ремонту турбогенераторов /* Под ред. Х. А. Бекова, В. В. Барило. – М.: ИПКГосслужбы, ВИПКэнерго, 2006. – 724 с.
13. *Przybysz Jerzy.* Turbogeneratory eksploatacja i diagnostyka / Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. – Warszawa, 1991. – 184 с.
14. *Федоренко Г.М.* Кибернетический контроль температуры и диагностика интенсивности охлаждения мощных турбогенераторов // Надежность и диагностика энергетических электромашин: сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1984. – С. 53 – 66.
15. *Васильев В.С., Иогансен В.И.* Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы // Электросила. – 2004. - № 43. - С. 18 - 24.
16. *Счастливы Г.Г., Федоренко Г.М.* Проблема надежной и безопасной эксплуатации электротехнического оборудования АЭС // Вопросы атомной науки и техники. Вып. 2 (62). – Харьков: ННЦ ХФТИ, 1994. - С. 133 – 138.
17. *Федоренко Г.М.* Научные основы локальной интенсификации охлаждения и температурной диагностики турбогенераторов и жидкостно-заполненных электрических машин: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – К.: ИЭД НАН УССР, 1990. – 39 с.

А. В. Выговский

Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, ул. Лысогорская, 12, корп. 106, Киев, 03028, Украина

**АНАЛІЗ, ПРОГНОЗІРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИМИ ДЕФЕКТАМИ
В СИСТЕМАХ ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТОК СТАТОРА МОЩНЫХ
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ АЭС**

Проаналізовано і проілюстровано взаємне впливання порушень герметичності системи охолодження і термічних дефектів обмотки статора потужного турбогенератора, обоснована необхідність контролю якості дистиллята. Приведені рекомендації по підвищенню надійності і ефективності експлуатації турбогенераторов.

Ключевые слова: турбогенератор, статор, обмотка статора, система охолодження, термічні дефекти.

A. V. Vygovskiy

*Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants NAS of Ukraine, Lysogirska str., 12, building 106,
Kyiv, 03028, Ukraine*

ANALYSIS, PREDICTION AND CONTROL OF THERMOMECHANICAL DEFECTS IN THE WATER COOLING SYSTEM OF THE STATOR WINDINGS OF POWERFUL TURBOGENERATORS NPP

Analyzed and illustrated the mutual influence of the sealing system cooling and thermal defects in the stator winding of a powerful turbogenerator, the necessity of monitoring the quality of the distillate. The recommendations to improve the reliability and efficiency of operation of turbine generators.

Keywords: turbogenerator, stator, stator winding, system cooling, thermal defect.

REFERENCES

1. *Kliuchykov O. O., Fedorenko G. M., Vygovskiy O. V.* Prediction thermal defects in the winding and stator core powerful turbogenerators npp units and their localization with intelligent methods and means // *Problemy bezpeky atomnyh elektrostantsiy i Chornobylya (Problems of nuclear power plants and of Chornobyl)*. - 2011. - Iss. 17. - P. 17 - 26. (Ukr)
2. *Golodnova O. S.* Basic principles of failure of turbogenerators and way of their prevent: teaching-methodical aid. - Moscow: IPK state service, 2005. - 92 p. (Rus)
3. *Renewed Power strategy of Ukraine on a period to 2030 year.* - Kyiv, 2013. (Ukr)
4. *Machines electric rotating. Turbogenerators. General technical requirements. SSTU GOST 533-2000.* (Rus)
5. *Technological regulation of safe exploitation of power units № 5, 6 Zaporozhye NPP 05,06.00.00.PF.01.* - NAEK «Energoatom», 2008. (Rus)
6. *Kensytskiy O. G., Kliuchykov A. A., Fedorenko G. M.* Safety, reliability and efficiency exploitation of electrical power equipment and nuclear power units. - Chornobyl: Institute for safety problems of nuclear power plants. 2009. - 240 p. (Rus)
7. *Golodnova O. S., Urmanov V. A.* Perfection of the water-chemical mode and control of cooling of stators of generators // *Vesti v electroenergetike.* - 2004. - № 3. (Rus)
8. *Schaslyviy G. G., Fedorenko G. M., Vygovskiy V.I.* Turbo- and hydrogenerators at variable load schedule. - Kiev: Naykova dumka, 1985. - 208 p. (Rus)
9. *Vygovskiy A. V.* Monitoring and diagnostics of thermal defects rods stator winding of turbogenerators with high-performance cooling systems conductors // *Technichna electrodunamika.* - 1999. - № 5 - P. 43 - 45. (Rus)
10. *Fedorenko G. M., Vygovskiy O. V.* Efficiency of water conditioning in direct cooling of the stator windings of powerful turbogenerators and its impact on the safety, reliability and efficiency of NPP units // *Pratsi Instytutu elektrodunamiky NAN Ukrainy.* - 2011. - Iss. 30. - P. 62 - 68. (Rus)
11. *Zhuravlev S. V., Samorodov U. N.* Typical defects turbogenerators, discovered in exploitation // *Collection of reports of a technical seminar "Improvement of operation and increase the reliability of turbine generators"*. - Moskva, 2005. - P. 21 - 26. (Rus)
12. *Reference book on repair of turbogenerators / Ed. by H. A. Bekov, V. V. Barilo.* - Moskva: IPK state service, 2006. - 724 p. (Rus)
13. *Przybysz Jerzy.* Turbogeneratory eksploatacja i diagnostyka / *Wydawnictwa Naukowo-Techniczne.* - Warszawa, 1991. - 184 p. (Pol)
14. *Fedorenko G. M.* Cybernetic control of temperature and diagnostician of intensity of cooling of powerful turbogenerators // *Reliability and diagnostics of power electric machines.* - Kiev: Naykova dumka, 1984. - P. 53 - 66. (Rus)
15. *Vasil'ev V. S., Iohansen V.I.* Modernization of turbogenerators - experience and prospects // *Elektrosila.* - 2004. - № 43. - P. 18 - 24. (Rus)
16. *Schaslyviy G. G., Fedorenko G. M.* The problem of reliable and safe exploitation of electrical engineering equipment NPP // *Problems of Atomic Science and Technology. Iss. 2 (62).* - Harkov: NNC HFTI, 1994 - P. 133 - 138. (Rus)
17. *Fedorenko G. M.* Scientific bases of local intensification of cooling and temperature diagnostics of turbogenerators and liquid - filled electric machines: authoref. Doctor. Sc. - Kyiv: IED NAS USSR, 1990. - 39 p.

Надійшла 09.10.2014
Received 09.10.2014