

Д. І. Хвалін

Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, вул. Лисогірська, 12, Київ, 03028, Україна

Основні вимоги до сучасних систем діагностики потужних турбогенераторів

Ключові слова:

потужний турбогенератор,
атомна електростанція,
ушкодження,
діагностика,
контроль,
безпека,
надійність,
ефективність

Проведено системний аналіз надійності турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій та визначено основні елементи й вузли, які найчастіше ушкоджуються. З'ясовано, що майже половина ушкоджень припадає на статор і ротор, третина з яких — на осердя статора та дефекти стержнів обмотки. Розглянуто сучасні методи діагностики технічного стану елементів статора і ротора потужних генераторів, а також наведено їхні переваги та недоліки. Все це дозволило сформулювати основні принципи побудови системи діагностики потужних турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій, які базуються на даних неперервного контролю найбільш важливих їхніх параметрів та ідентифікації дефектів і відхилень, що здебільшого виникають під час експлуатації, а також унеможливають подальшу роботу обладнання.

Висока надійність роботи турбогенераторів (ТГ) є однією з умов, яка забезпечує безперервне вироблення електроенергії на електричних станціях. Зміна технічного стану генератора під час експлуатації зумовлена взаємодією різних робочих і режимних факторів, що у свою чергу може призвести до ушкодження його елементів і вузлів унаслідок появи дефектів. З аналізу досвіду експлуатації потужних ТГ можна констатувати таке.

Значна кількість ушкоджень обумовлена дефектами ізоляції обмоток статора (ОС) і ротора, які виникають унаслідок її старіння, зволоження, а також у результаті механічного впливу [1]. Відмови в роботі генератора, які спричинені ушкодженням ОС, виникають у два рази частіше, а відмови внаслідок пошкодження активної сталі статора — у десять разів рідше, ніж ушкодження обмотки ротора. Водночас ушкодження ОС відбуваються завдяки пробою ізоляції. Ділянки з найбільшою вірогідністю пробою з'являються за рахунок дефектів виготовлення та монтажу, а надалі збільшуються у процесі експлуатації електричної машини.

Руйнування ізоляції у пазах статора спостерігається з причини вібрації активної сталі, яка зумовлена низькою якістю пресування [2]. Недостатня якість закріплення лобових частин обмоток призводить до їхньої деформації та появи тріщин в ізоляції. Крім цього, у разі коротких замикань, несинхронних увімкнень та вібрації лобові частини ОС знаходяться під впливом додаткових динамічних взаємодій. Переміщення обмотки за умов послаблення кріплення зумовлює стирання ізоляції та втомні ушкодження міді.

Переважно причиною ушкодження активної сталі осердя статора є послаблення його пресування [3]. Під час роботи ТГ зусилля від магнітного тяжіння й обертового моменту можуть призводити до розхищення його активної сталі, контактної корозії та послаблення кріплення сталі. Факторами послаблення пресування активної сталі є самовільне розкручування гайок кріплення стяжних призм до натискної плити, деформація натискних пальців і руйнування лакового покриття сегментів.

Велика кількість ушкоджень припадає на бандажний вузол ротора, де розвиваються втомні тріщи-

© Д. І. Хвалін, 2022

ни та корозія, а однією з головних причин ушкодження обмотки ротора генератора є її зміщення за умов зміни температури та, як наслідок, поява замикання витків і перекриття каналів охолодження [4].

У літературних джерелах наведено такі статистичні дані щодо найтипівіших дефектів основних вузлів ТГ, які спостерігалися у процесі їхньої експлуатації на атомних електростанціях (АЕС) і стали причиною відмови у роботі [5–12]:

- ушкодження масляних ущільнень;
- послаблення кріплення ОС у пазах, а також її лобових частин;
- ушкодження внутрішніх елементів системи охолодження ОС та газоохолоджувачів;
- технологічні дефекти ізоляції стержнів ОС, обрив елементарних провідників у стержні;
- послаблення пресування пакета сталі магнітопроводу статора;
- руйнування ізоляції листів активної сталі у зубцях крайніх пакетів статора;
- розтріскування сегментів активної сталі та її викришування;
- обрив болтів кріплення зливного колектору;
- тріщини в паяних з'єднаннях напірного та зливного колекторів;
- дефекти контактних кілець, щіткового апарата.

Ці ушкодження та дефекти мають велику небезпеку, оскільки є причиною катастрофічних відмов у роботі ТГ з максимальним значенням збитку та недовиробітку електроенергії [13].

На рис. 1 у відсотковому співвідношенні приведено загальну статистику ушкоджень основних елементів і вузлів ТГ енергоблоків АЕС [14].

Наведена статистика показує, що майже половина всіх ушкоджень ТГ припадає на ротор і статор

(приблизно 40 %), зокрема, 14 % — на ротор, 23 % — на статор. У статорі переважно пошкоджуються осердя, виводи ОС, стержні з'єднувальних шин, системи охолодження та кріплення. До ушкоджень ротора відносяться дефекти котушки обмотки, контактних і бандажних кілець.

Діагностика ушкоджень потужних електричних машин протягом останніх 35 років отримала значний дослідницький інтерес [7, 15–20]. Доцільність застосування тих чи інших методів контролю та діагностики технічного стану ТГ визначається низкою факторів, а саме: вимогами, які висуваються до результатів діагностування, умовами, в яких проводиться діагностування, режимом роботи, рівнем автоматизованості діагностичного обладнання тощо. Кожен з методів дозволяє виявити ушкодження на різних стадіях їхнього розвитку та може бути втілений у певній сфері використання. Серед відомих методів діагностики технічного стану елементів статора та ротора під час експлуатації ТГ на АЕС необхідно відзначити такі [21–30].

Метод тепловізорного контролю. Оптичні методи вимірювання температури на базі реєстрації інфрачервоного випромінювання широко використовуються під час оцінки технічного стану різного електротехнічного устаткування, у тому числі вузлів і систем обертових машин. Застосування термографічних методів має зручність також під час контролю теплового режиму потужних ТГ, а висока чутливість тепловізорних засобів вимірювання дозволяє використовувати їх для контролю технічного стану системи охолодження.

В основу методу тепловізорного контролю покладений принцип визначення найбільше вірогідного значення температури поверхні об'єкта чи його

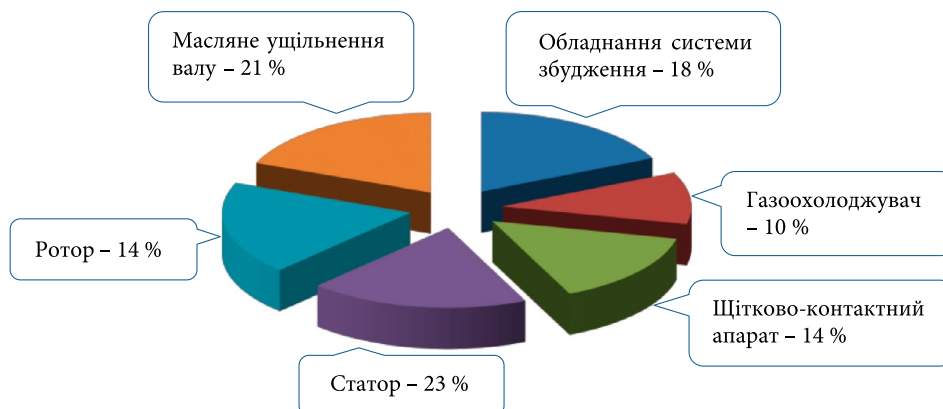


Рис. 1. Загальна статистика пошкоджень турбогенераторів атомних станцій

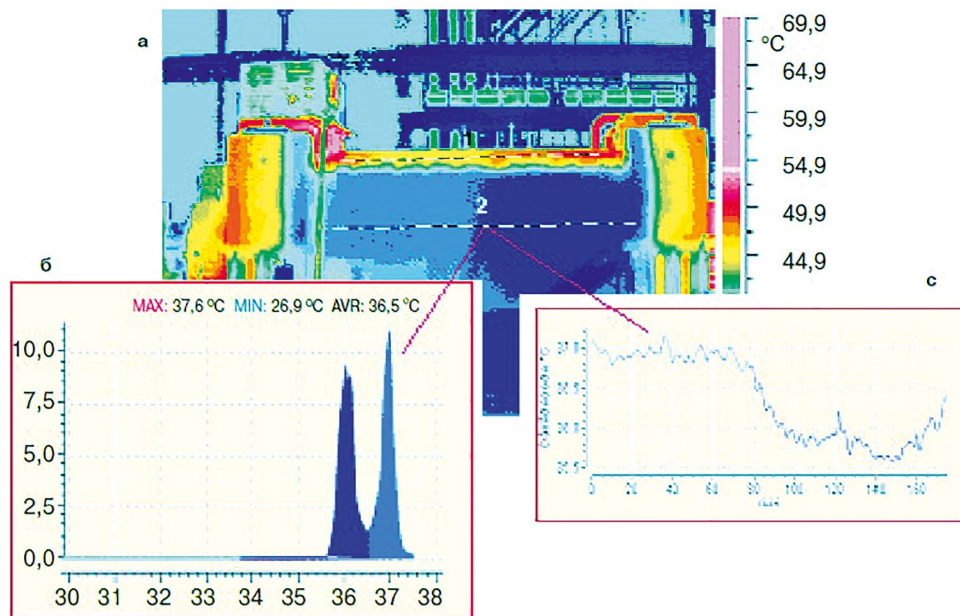


Рис. 2. Термограма бокової поверхні корпусу турбогенератора

фрагмента, що враховує статистичні властивості випромінювальної поверхні. Метод дозволяє врахувати вплив шумових параметрів оптичних приймачів випромінювання, попередніх підсилювачів сигналу електронного тракту радіометричних або пірометричних систем. Особливо важливе значення цей метод має в обробці й аналізі температурного поля для задач неруйнівного контролю складних просторово-розподілених об'єктів.

Як приклад застосування теплового неруйнівного контролю і моніторингу електротехнічного устаткування енергетичних установок безпосередньо під час експлуатації з використанням методів аналізу термографічних даних, на рис. 2 показано процедуру проведення поверхневого теплового аналізу корпусу турбогенератора типу ТВВ-220.

Обробка термограми поверхні ТГ описаним вище методом надає інформацію, що в камері холодного газу є дві приблизно рівні за площею зони з різними температурами газу. Профіль температури в камері холодного газу спільно з даними гістограми дозволяє зробити висновок щодо порушення в роботі системи охолодження гарячого водню теплообмінниками.

Метод вібраційної діагностики базується на аналізі зміни рівня вібрації за наявності ушкодження елементів конструкції ТГ. Переваги методу такі. По-перше, велика чутливість: оскільки величина збурення сили віброзбудження, яка викликана наявністю ушкодження, пропорційна квадрату індукції у повітряному проміжку, то стає можливим виявити

це ушкодження на ранній стадії розвитку. По-друге, можливість визначення вібрації, що виникає у вузлах далеко від датчика: оскільки викликані ушкодженням механічні коливання безперешкодно розповсюджуються через елементи конструкції генератора, то це дозволяє за допомогою встановлених датчиків з легкістю фіксувати вібрації на зовнішній поверхні осердя.

Ємнісний метод, в основі якого вимірювання неелектричних величин за допомогою ємнісних вимірювачів, які можуть працювати в умовах інтенсивних електромагнітних полів. Цей метод є одним з перспективних засобів вимірювання параметрів механічних дефектів у потужних ТГ.

Створення сучасної системи контролю та діагностування генераторів полягає в переході від детермінованої бази даних ознак до бази знань, яка використовує методи *нечіткої логіки* та надає можливість запобігання більшій кількості можливих небезпечних ситуацій, а в разі виникнення позаштатних режимів дозволяє обробити інформацію коректно. Для впровадження методів нечіткої логіки необхідно перейти від детермінованої бази цих ситуацій до простору нечіткої безлічі двійкових діагностичних ознак. Заради цього необхідно провести логічну декомпозицію системи, у результаті якої отримують множини ситуацій, що перетинаються. Декомпозиція дозволяє побудувати причинно-наслідкові залежності, які враховують перетин підмножин з коефіцієнтами достовірності можливих ситуацій, що описують простір

станів у випадку тієї чи іншої декомпозиції. Ситуація описується у вигляді «дерев», вершини яких — частини ситуацій, пов'язані з датчиками контролю реального стану об'єкта. Множини ситуацій представлені у вигляді графа їхньої підлеглості. У цьому випадку експертна система породжує певну послідовність локальних завдань, які реалізують глобальне завдання системи. За певної зміни умов функціонування об'єкта відбувається зміна міри значущості (пріоритетів) окремих локальних завдань під час формування рішення глобальної задачі, яка у свою чергу породжує зміну черговості їхнього рішення у процесі розв'язку глобальної задачі. Локальні завдання, які входять до складу вказаних систем, повинні припускати можливість їхнього рішення у різному порядку. Як модель таких завдань можливий функціонал, який вирішується відносно будь-якої підмножини своїх аргументів. Таким чином, представлена система діагностики на основі методу нечіткої логіки дозволяє зменшити зону пошуку на початковому етапі, надає можливість обґрунтованого вибору його початку та забезпечує зв'язок у процесі пошуку причини між окремими множинами можливих ситуацій.

Аналіз методів діагностики генераторів свідчить, що використання технічних рішень на основі мікроелектроніки, робототехніки та волоконної оптики дозволяє отримати значно повнішу інформацію щодо технічного стану ТГ. До найбільш ефективних методів діагностики можна віднести такі:

контроль генератора за допомогою введеної у повітряний проміжок *телекерованої вимірювальної апаратури* (щільність заклинання стержнів ОС, якість пресування окремих пакетів сталі осердя, стан міжлистової ізоляції осердя), огляд важкодоступної поверхні вузлів за допомогою ендоскопів, які мають високу роздільну здатність і можливість проникнення у вузькі проміжки вздовж усієї довжини активної сталі статора та ротора;

ультразвуковий контроль щільності крайніх пакетів сталі статора;

мікроспектральний аналіз механічних домішок, які містяться в охолоджувальному водні та зливах масла;

використання *електронно-оптичних дефектоскопів* під час проведення високовольтних випробувань ізоляції ОС для спостереження за ступенем коронування;

визначення місцевого перегріву з продуктів *піролізу* ізоляції в охолодному газі.

Водночас на окрему увагу заслуговують такі методи діагностики.

Діагностика на основі нейронних мереж. Використання математичного апарату нейронних мереж забезпечує підвищення точності процесу діагностики шляхом застосування наявних знань щодо роботи аналогічних агрегатів. На додаток, результати вимірювання вібрації, як і будь-які інші фізичні вимірювання, схильні до деякої випадковості, у той час як апарат нейронних мереж належить до статистичних математичних методів, що дозволяє ставити «діагноз» за умов значних випадкових складових оброблювального сигналу. Перевагами застосування цієї технології є велика точність визначення дефекту та високий рівень автоматизації процесу. До недоліків необхідно віднести складність реалізації та навчання нейронної мережі, а також низький ступінь уніфікації (для кожного нового вузла необхідно створювати нову мережу та навчати її).

Електромагнітна діагностика. Оскільки поява дефекту в електричній машині супроводжується, як правило, значним підвищенням амплітуди електромагнітних параметрів у повітряному проміжку, то результати їхнього аналізу є основою достовірної діагностики. Хоча ці зміни відбуваються безпосередньо в зоні дефекту, вони можуть спостерігатися засобами діагностики на віддаленні від цієї зони, оскільки вільно розповсюджуються у конструктивному об'ємі машини. Перевагою такої діагностики є можливість її проведення без розбирання та зупини машини, у тому числі за умов експлуатації. Але під час виконання діагностування необхідно враховувати той факт, що максимальну деформацію магнітного поля, а, отже, і максимальну чутливість діагностичної ознаки можна отримати лише у разі неперервної реєстрації параметрів контролю.

Температурна діагностика. Особливе місце в оцінюванні технічного стану ТГ має температура обмоток, яка є основою як для його температурної діагностики, так і захисту. Водночас функції температурної діагностики та температурного захисту може виконувати одна загальна система або дві незалежні.

Джерела похибки визначення температури такі: за умов теплового перевантаження, яке зростає повільно, похибка обумовлюється вибором точки встановлення термодетектора і його похибкою вимірювання температури у цій точці;

за умов теплового перевантаження, яке зростає швидко, до вищевказаної додається похибка, обумовлена зміною форми температурного поля залежно від часу та кінцевою величиною теплоємності термодетектора.

У першому випадку це призводить до залежності опорів теплопровідності від часу, у другому — до залежності опорів теплопровідності від швидкості зміни температури. Похибка, обумовлена кінцевою величиною теплоємності термодетектора, зумовлює відставання зростання температури датчика від зростання температури ОС генератора. За таких умов ТГ ушкоджується раніше, ніж спрацьовує захист.

Одночасно про необхідність температурної діагностики ТГ під час його роботи свідчить наявність того факту, що реальні параметри експлуатації відрізняються від номінальних за параметрами довкілля (насамперед відхилення навколишньої температури від заданої величини як у напрямок підвищення, так і напрямок зменшення), енергопостачання (наприклад, робота на довгі або високої напруги лінії електропередачі, що обумовлює експлуатацію з підвищеним коефіцієнтом потужності) та режимів роботи (недозбудження, часті зупини та пуски). Крім цього, тепловий стан ТГ залежить від впливу змін, які виникли в його елементах (наприклад, засмічення вентиляційних каналів) і призводять, в основному, до збільшення нагріву.

Необхідно підкреслити, все частіше зазначається, що більшість окремих методів діагностики має специфічні недоліки, тому у більшості практичних випадків потрібен комплексний метод.

Як показує досвід експлуатації, найефективніший спосіб унеможливлення виникнення аварій має базуватися на засобах моніторингу режимних параметрів і діагностування стану обладнання: виявлення зміни параметрів дозволяє своєчасно вивести його в ремонт, не допустивши пошкодження та подальшої аварії. Для цього необхідно визначити оптимальну за витратами й інженерними рішеннями технологію та конфігурацію обслуговування. У світі існує декілька основних сервісних стратегій [31]: RCM — обслуговування з підтримки надійності; TBM — обслуговування за часом; CBM — обслуговування за станом; CM — коригуюче обслуговування. Наприклад, CBM-обслуговування визначається технічним станом обладнання, а для цього необхідні кошти на забезпечення моніторингу. Відповідно зменшується ймовірність пошкодження та витрати на сервісне обслуговування. Від моніторингу за станом можна відмовитися, але він потрібен для обладнання з низьким ступенем надійності, який підвищується за рахунок ремонтів, що у свою чергу збільшує витрати коштів. Але оскільки аварійні зупини зумовлюють більші

збитки, то вкладання додаткових коштів для оцінювання поточного стану обладнання, слідкування за його змінами та розробка прогнозу на майбутнє є розумним рішенням. На додаток, використання емпіричних даних за минулі роки дозволить зробити аналіз точнішим і достовірнішим.

Під час CBM-обслуговування застосовується велика кількість приладів, за показами яких встановлюється діагноз обладнання, іншими словами, оцінюється стан і приймається рішення щодо необхідності проведення відповідного сервісу. Така робота складна, бо потребує:

використання приладів, покази яких формують інформацію про зношеність обладнання;

базових знань, які надають можливість обійти можливий ризик аварії;

певну стратегію з визначення необхідності проведення обслуговування чи його перенесення через відсутність високої ймовірності ризику аварії;

стратегії з відновлення початкової надійності.

Для забезпечення ефективного виконання такого завдання необхідно розвивати ADS — автоматичну діагностичну систему, яка допомагає прийняти рішення за наявності великої кількості доступних діагностичних приладів.

Оскільки економіка промисловості зазнала певних змін з причини приватизації енергетичної промисловості, можна побачити збільшення акценту на важливість надійної роботи електроенергетичного обладнання та устаткування протягом усього «життєвого циклу», незалежно від їхньої первинної вартості. Крім цього, наявність сучасної електроніки та програмного забезпечення у потужній апаратурі, комп'ютерах і цифрових сигнальних процесорах спрощує та розширює здатність спостереження й аналізу фізичних механізмів і, що важливо, в області візуалізації результатів комплексної діагностики.

Потужні генератори енергоблоків АЕС відрізняються високими електромагнітними, тепловими й механічними навантаженнями, тому наслідки змінних режимів роботи для таких агрегатів досить важкі. І, відповідно, відмови пов'язані з тривалим часом відновлення та великими витратами. Наприклад, позапланове відключення енергоблоку № 3 Рівненської АЕС у 2016 році через пошкодження ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ завдало збитків тільки через недовиробіток електроенергії понад 50 млн USD (при ціні 0,02 USD за 1 кВт-год), що перевищує вартість самого генератора. А з урахуванням витрат на ремонтно-відновлювальні роботи цю цифру необхідно под-

воювати. Зрозуміло, що контроль і діагностування технічного стану таких генераторів необхідно проводити безперервно.

На базі проведеного аналізу та досліджень [32, 33] основні вимоги до системи діагностики ТГ енергоблоків АЕС можна сформулювати так:

1. Система діагностики має бути багатофункціональною, вирішувати завдання неперервного контролю стану ТГ, а також завдання автоматичного та автоматизованого захисту з пріоритетом на останній вид захисту. Оскільки ця система діагностики повинна розв'язувати одночасно сотні діагностичних процедур з урахуванням того, що не кожна процедура однозначно з вірогідністю 1 визначає який-небудь дефект, то система діагностики має бути інтегрованою та комп'ютеризованою.

2. Система діагностики повинна вирішувати як мінімум чотири основні завдання, такі як:

оперативна інформаційна підтримка експлуатації (експрес-діагностика та допускний контроль);
вибір оптимальної стратегії відносно експлуатації та технічного обслуговування, у тому числі за наявності дефектів, які розвиваються (прогноз технічного стану та діагностики);
ремонт на основі деталізованої діагностики об'єкта з використанням математичних моделей;
візуальний моніторинг за рахунок спеціальних пристроїв контролю.

3. Для забезпечення гарантованої надійності експлуатації ТГ система повинна дозволяти проводити комплексну діагностику параметрів різної фізичної природи.

4. Необхідно пам'ятати про таке поняття як містечтво мінімалізму діагностики, яке полягає у тому, щоби добути правильну інформацію з машини, дозволяючи водночас з мінімуму аналізу надати чітке виявлення режиму зароджуваної відмови. У свою чергу, режими відмов показують, як ушкодження можуть бути виявлені на ранніх стадіях шляхом діагностики відповідних параметрів.

5. Джерелом інформації системи є дані неперервного контролю з первинних датчиків, установлених на ТГ, а також інформація, яка отримана в результаті оглядів і внесена у комп'ютер. Датчики повинні відповідати технічним вимогам для забезпечення безперервної та надійної експлуатації генератора, а їхня схема установки визначається з урахуванням вживаних способів діагностування, причому для кожної конструкції ТГ реперні точки установки деяких датчиків коригуються.

6. Для реалізації системи діагностики необхідні попередні випробування ТГ у всьому діапазоні очікуваного навантаження (активного та реактивного), температури холодоагенту, тиску водню й інших режимних параметрів. Дослідження поведінки агрегату в різних режимах роботи дозволить частково розділити параметри, які діагностуються, від взаємного їхнього впливу, а також надати еталонні значення фізичних характеристик і сформулювати інформаційну базу системи діагностики. Заради одержання відповідних даних потрібно накопити й обробити первинні дані від датчиків, розміщених у найбільш інформативних точках. Записування даних з усіх датчиків необхідно проводити одночасно (синхронно), а результати надавати у вигляді звіту з відповідними графіками, таблицями та висновками.

7. Інтерпретація результатів повинна надавати інформацію стосовно причиновості, а сама система бути спрямованою на корінні причини відмов. Причиново-наслідковий зв'язок має бути простеженим через потенційні послідовності відмов, можливо, шляхом використання причиново-наслідкових діаграм. Вірогідність складової відмови машини можна описати за допомогою функції густини вірогідності для цієї складової. Отримані функціональні криві небезпеки для кожної складової вузла ТГ можна об'єднати з метою отримання передбачуваної кривої життя для цього вузла, а потім ще раз об'єднати заради одержання кривої життя генератора. З функції сукупної небезпеки можна отримати модель для всього ТГ.

8. Діагностична система повинна адаптуватися до конкретного турбоагрегату, оскільки кожен ТГ характеризується своїми індивідуальними особливостями, внесеними у процесі його вдосконалення та ремонтів, і тому є досить унікальною конструкцією. Водночас надавати інформацію щодо аномальної поведінки агрегату можна тільки порівняно з нормально функціонуючим агрегатом такого ж типу. Це порівняння повинно здійснюватися протягом тривалого відрізка часу заради того, щоби не тільки оцінити стійкі відмінності параметрів діагностики, але й динаміку наростання цих відмінностей у часі. Порівняльний аналіз результатів первинної та вторинної багатопланової обробки експериментальних даних для «нормального» та «хворого» агрегатів дозволить виявити сукупність стійких відмінностей параметрів сигналів і створити для конкретного типу машини базу знань еталонних значень діагностичних параметрів для умовно бездефектної машини та базу даних залежності цих параметрів від ступеня розвит-

ку дефектів. За швидкістю наростання відмінностей можна прогнозувати залишковий ресурс агрегату, а також планувати профілактичні роботи за реальної необхідності. Після формального опису відмінностей параметрів, що діагностуються, створюються алгоритми для автоматичного виявлення аномалій та розроблюються відповідні прикладні програми з метою їхнього використання як стандартних. У майбутньому на основі досвіду експлуатації можуть бути введені оцінки ступеня відхилення від норми. Локалізація джерел аномалій дозволить заздалегідь планувати поставку необхідних комплектуючих і матеріалів для виконання наступного ремонту, а також планово-запобіжних ремонтів, що надасть істотну економію за рахунок скорочення часу простою. Тобто система діагностики може бути пов'язана не тільки з процесом раннього виявлення ушкоджень, велика ефективність може бути досягнута за рахунок використання інформації з діагностики для планування технічного обслуговування, що дозволяє робити заплановані відключення та продовжити «життєвий цикл» ТГ. Однак додаткові переваги можуть бути реалізовані тільки в тому випадку, коли затрати на «життєвий цикл» генератора можуть бути зменшені шляхом застосування діагностики його стану, що у свою чергу потребує оцінювання поточних витрат, пов'язаних зі зміною експлуатації ТГ протягом всього власного «життєвого циклу». Враховуючи це, власник може працювати, підтримувати, оновлювати та розпоряджатися цим активом за допомогою інформації, наданої на основі цих процесів.

9. Важливим є приведення контрольованих параметрів до одного режиму (наприклад, номінального). Це виконується за рахунок побудови регресійної залежності, яка дозволяє отримати необхідні для діагностування розрахункові параметри.

10. Розширення діагностики досягається завдяки введенню характерних для різних видів нерегулярності діагностичних ознак на частотах, відмінних від частоти обертання та, відповідно, вищих складових, кратних частоті обертання.

11. Діагностична система повинна удосконалюватися з урахуванням досвіду її експлуатації на різних АЕС.

Витрати на діагностику залежать від значення процесу, в якому працює ТГ. Цифри завжди варіюються, але ніколи не менше 1 % від вартості системи. Більш типовий (і, мабуть, реалістичний) показник склав би 5 %; водночас спеціальні вимоги для процесів високого рівня, наприклад, ядерної промисловості, можуть «спровокувати» значення вище ніж 10 % [20].

Висновки

Впровадження в електроенергетику України сучасних систем моніторингу та діагностики є важливою й актуальною науково-технічною проблемою, спрямованою на підвищення надійності, ефективності роботи та навантажувальної здатності потужних генераторів енергоблоків атомних станцій, а також збереження та продовження їхнього експлуатаційного ресурсу. Економічний ефект від впровадження забезпечується підвищенням надійності експлуатації електроенергетичного обладнання, зниженням часу простою з причини аварійних відключень генераторів, зменшенням позапланового недовиробітку електроенергії, зниженням часу та витрат на ремонтно-відновлювальні роботи, кількості витратних запасних деталей і матеріалів, а також економічних втрат з причини непланових простоїв енергоблоків атомних станцій.

Список використаної літератури

1. Кучинский К. А. Влияние нарушения циркуляции дистиллята на термомеханические напряжения в изоляции обмотки статора турбогенератора мощностью 800 МВт / К. А. Кучинский // Технічна електродинаміка. — 2014. — № 1. — С. 75–80.
2. Кузьмин В. В. Электромеханические процессы в шихтованных магнитопроводах крупных электрических машин — новый подход к описанию явлений и разработке мероприятий по предотвращению появления дефектов / В. В. Кузьмин, А. Л. Лившиц, Т. В. Шпатенко, В. С. Шпатенко // Гідроенергетика України. — 2010. — № 4. — С. 27–31.
3. Титко О. І. Аналіз впливу кількості зруйнованих шпильок статора турбогенератора на механічні характеристики стяжних призм / О. І. Титко, В. А. Мистецький // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. — 2015. — № 40. — С. 85–90.
4. Аврух В. Ю. О значении монолитности соединения бандажных колец с бочкой ротора турбогенераторов и контроля за его состоянием / В. Ю. Аврух // Электрические станции. — 2008. — № 11. — С. 54–59.
5. Основные причины отказов турбогенераторов и пути их предупреждения: [учебно-методическое пособие] / О. С. Голоднова — Москва : ИПК-госслужбы, 2005. — 92 с.
6. Васьковський Ю. М. Математичне моделювання електрофізичних процесів в ушкодженій з'єднувальній шині обмотки ротора турбогенератора / Ю. М. Вась-

- ковський, О. І. Титко // Технічна електродинаміка. — 2010. — № 4. — С. 33–38.
7. Диагностика турбогенераторов / И. А. Глебов, Я. Б. Данилевич. — Ленинград : Наука, 1989. — 119 с.
8. Грубой А. П. Проблемы охлаждения турбогенераторов большой и средней мощности / А. П. Грубой, П. Г. Гакал, А. В. Третьяк // Авиационно-космическая техника и технология. — 2011. — № 7. — С. 199–201.
9. Дефекты и неисправности генераторов / Ю. Н. Самородов. — Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2005. — 100 с.
10. Риски повреждения турбогенераторов / Ю. Н. Самородов. — Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2011. — 80 с.
11. Tavner P. Core faults in large generators / P. Tavner, A. Anderson // Proceedings of IEEE Power Applications. — 2005. — Vol. 152. — No. 6. — P. 1427–1439.
12. Yaghobi H. Analysis of magnetic flux linkage distribution in salient-pole synchronous generator with different kinds of inter-turn winding faults / H. Yaghobi, K. Ansari, H.-R. Mashhadi // Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering. — 2011. — Vol. 7. — No. 4. — P. 260–272.
13. Хвалін Д. І. Ефективність нового екранування крайніх пакетів осердя статора потужного турбогенератора / Д. І. Хвалін // Ядерна енергетика та довкілля. — 2021. — № 2 (21). — С. 28–38.
14. Розвиток наукових засад та розробка засобів підвищення показників безвідмовності потужних турбо- і гідроенергетиків» (Звіт № ДР 0214U005180). — Київ : ІЕД НАН України, 2018. — 245 с.
15. Аксенов Ю. П. Комплексная диагностика турбогенераторов / Ю. П. Аксенов, И. В. Ярошенко // ЭЛЕКТРО. — 2006. — № 2. — С. 21–24.
16. Мазуренко О. О. Діагностика і управління розвитком теплових дефектів діючого турбогенератора / О. О. Мазуренко, В. В. Самсонов // Наукові праці Національного університету харчових технологій. — 2014. — № 3. — С. 157–169.
17. Поляков В. И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней обмотки мощных турбогенераторов для продления срока их службы / В. И. Поляков // Электрические станции. 2001. — № 10. — С. 34–39.
18. Biet M. Rotor faults diagnosis in synchronous generators using feature selection and nearest neighbors rule / M. Biet, A. Bijeire // IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drivers Conf. — 2011. — P. 300–306.
19. Neti P. Stator inter-turn fault detection of synchronous machines using field current and rotor search-coil voltage signature analysis / P. Neti, S. Nandi // IEEE Transactions on Industry Applications. — 2009. — Vol. 45. — No. 3. — P. 911–920.
20. Condition monitoring of rotating electrical machines / P. Tavner, L. Ran, J. Penman, H. Sedding. — London, United Kingdom : The Institution of Engineering and Technology, 2008. — 282 p.
21. Завидей В. И. Оптические измерения температур по собственному излучению при контроле элементов электрических машин и устройств / В. И. Завидей // ЭЛЕКТРО. — 2008. — № 2. — С. 28–30.
22. Кузнецов Д. В. Применение методов виброконтроля для оценки состояния упругой подвески сердечника статора турбогенератора / Д. В. Кузнецов, М. И. Шандыбин // Электрические станции. — 2007. — № 10. — С. 57–65.
23. Qing G.-H. Vibration analysis of large turbogenerator stator system / G.-H. Qing, Y.-D. Hu // International Conference on Power System Technology. — 2002. — No. 4. — P. 2168–2172.
24. Левицький А. С. Контроль ступеня розпушення крайніх пакетів зубцевої зони осердя статора турбогенератора з застосуванням ємнісного сенсора / А. С. Левицький, А. І. Новік, Г. М. Федоренко // Технічна електродинаміка. — 2013. — № 6. — С. 88–93.
25. Костерев М. В. Нечітко-статистичний підхід до оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи / М. В. Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наукові праці Донецького національного технічного університету. — 2013. — № 1(14). — С. 122–128. — Серія: Електротехніка і енергетика.
26. Tavner P. Review of condition monitoring of rotating electrical machines / P. Tavner // IET Elect. Power Appl. — 2002. — Vol. 2. — No. 4. — P. 215–247.
27. Han Y. Using improved self-organizing map for partial discharge diagnosis of large turbogenerators / Y. Han, Y.-H. Song // IEEE Transactions, Energy Conversion. — 2003. — Vol. 18. — P. 392–399.
28. Zhang S. Fault diagnosis system for rotary machines based on fuzzy neural network / S. Zhang, T. Asakura, X. Xu, B. Xu // IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronic. — 2003. — Vol. 1. — P. 199–204.
29. Sunder R. Zustandsorientierte Instandhaltung von Dampfturbosätzen, Gasturbinenanlagen und Pumpen durch frequenzselektive Verfahren im Online-Einsatz / R. Sunder, A. Kolbasseff // Symposium zur schwingungsdiagnostischen Überwachung von Kraftwerksturbosätzen (Potsdam, 22–24.03.2006). — Potsdam : Institut für Sicherheitstechnologie (ISTec) GmbH, Garching, 2006. — S. 30.

30. Шевченко В. В. Тепловое состояние турбогенераторов малой и средней мощности с полным воздушным охлаждением / В. В. Шевченко, А. Н. Минко, Е. М. Фомина // Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних сил. — 2013. — № 3. — С. 173–176.
31. Виговський О. В. Вплив вологості та чистоти водню на надійність потужних електричних машин / О. В. Виговський, Д. І. Хвалін, В. А. Мистецький // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. — 2017. — Вип. 29. — С. 14–21.
32. Розвиток наукових засад та розробка інтегральних методів і технічних засобів діагностики технічного стану генеруючого обладнання, вузлів та режимів експлуатації головних циркуляційних насосів енергоблоків АЕС (Звіт № ДР 0115U002982). — Київ : ІПБ АЕС НАН України, 2019. — 393 с.
33. Підвищення надійності та ефективності експлуатації турбогенераторів електричних станцій / Д. І. Хвалін. — Бостон, США : Primedia eLaunch LLC, 2021. — 152 с.

D. I. Khvalin

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

The Basic Requirements for Modern Diagnostic Systems of Powerful Turbogenerators

A turbogenerators design complication and the use of new auxiliary systems for the cooling intensification with increasing power unit lead to the decrease of their reliability. Therefore, the system and methods of control and diagnostics of generators main component parts to compensate this decrease of turbogenerators reliability were developed. In the paper, a system analysis for the reliability of nuclear power stations turbogenerators was carried out, and the main damaging elements and components, that were determined. It was found that almost half of the damages are stator and rotor, a third of which — stator core and winding bars defects. Modern diagnostic methods of technical condition for stator and rotor elements of powerful generators as well as their advantages and drawback are considered. All this allowed us to formulate the basic principles of diagnostic system construction for nuclear power stations powerful turbogenerators, which are based on the continuous control of the data on their most important parameters and defects, and deviations identification occurring in the most of operation cases

as well as preventing further work of equipment. The economic effect owing to the introduction of monitoring and diagnostic modern systems is ensured by increasing the reliability of electric power equipment operation, reduction downtime due to emergency shutdowns of generators, decrease unplanned electricity underproduction, reducing in time and cost of repair and restoration work, the number of consumable spare parts and materials, as well as economic losses due to unplanned downtime of nuclear power plant unit.

Keywords: powerful turbogenerator, nuclear power plant, damage, diagnostics, control, safety, reliability, efficiency.

References

1. Kuchynskyi K. A. (2014). Influence of distillate circulation failure on thermomechanical stresses in the stator winding insulation of a turbogenerator with power 800 MW. *Tekhnichna Elektrodynamika* [Technical electrodynamics], no. 1, pp. 75–80. (in Rus.)
2. Kuzmin V. V., Livshits A. L., Shpatenko T. V., Shpatenko V. S. (2010). [Electromechanical processes in laminated magneto-conductors of large electrical machines — a new approach to the effects description and the measures development for prevention of defects appearance]. *Hydroenerhetyka Ukrainy* [Hydropower of Ukraine], no. 4, pp. 27–31. (in Rus.)
3. Titko O. I., Mystetskyi V. A. (2015). [The analysis for effect of destroyed pins quantity of a turbogenerator stator on the mechanical characteristics of coupling prisms]. *The Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, vol. 40, pp. 85–90. (in Ukr.)
4. Avrukh V. Yu. (2008). [On the importance for solidity connection of bandage rings with turbogenerators rotor barrel and controls of its condition]. *Elektricheskiye stantsii* [Power stations], vol. 11, pp. 54–59. (in Rus.)
5. Holodnova O. S. (2005). *Osnovnyye prichiny otkazov turbogeneratorov i puti ikh preduprezhdeniya* [The main reasons of turbogenerators failures and ways for their prevention]. Moscow: IPK- gossluzhby, 92 p. (in Rus.)
6. Vaskovskyi Yu. M., Titko O. I. (2010). [Mathematical simulation of electrophysical processes in damaged bus connective of a turbogenerator rotor winding]. *Tekhnichna Elektrodynamika* [Technical electrodynamics], no. 4, pp. 33–38. (in Ukr.)
7. Hlebov I. A., Danilevich Ya. B. (1989). *Diagnostika turbogeneratorov* [Diagnostics of turbogenerators]. Leningrad: Nauka, 119 p. (in Rus.)

8. Gruboy A. P., Gakal P. H., Tretyak A. V. (2011). [Cooling problems for turbogenerators of large and medium power]. *Aviatsionno-kosmicheskaya tekhnika i tekhnologiya* [Aerospace Engineering and Technology], vol. 7, pp. 199–201. (in Rus.)
9. Samorodov Yu. N. (2005). *Defekty i neispravnosti generatorov* [Defects and faults of generators]. Moscow: NTF "Energoprogress", 100 p. (in Rus.)
10. Samorodov Yu. N. (2011). *Risks of damage to turbogenerators* [Risks of turbogenerators damage]. Moscow: NTF "Energoprogress", 80 p. (in Rus.)
11. Tavner P., Anderson A. (2005). Core faults in large generators. *Proceedings of IEEE Power Applications*, vol. 152, no. 6, pp. 1427–1439.
12. Yaghobi H., Ansari K., Mashhadi H.-R. (2011). Analysis of magnetic flux linkage distribution in salient-pole synchronous generator with different kinds of inter-turn winding faults. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 7, no. 4, pp. 260–272.
13. Khvalin D. I. (2021). A new shielding efficiency of stator core end packets of a powerful turbogenerator. *Nuclear Power and the Environment*, vol. 21, no. 2, pp. 28–38. (in Ukr.)
14. *Development of scientific bases and elaboration of means for increase the faultless indicators of powerful turbo-and hydrogenerators*. Report DR0214U005180. Kyiv: The Institute of Electrodynamics, NAS of Ukraine, 2018, 245 p. (in Ukr.)
15. Aksenov Yu. P., Yaroshenko I. V. (2006). [The complex diagnostics of turbogenerators]. *ELEKTRO*, no. 2, pp. 21–24. (in Rus.)
16. Mazurenko O. O., Samsonov V. V. (2014). [Diagnosis and heat defects development control of a working turbogenerator]. *Naukovi pratsi Natsionalnoho universytetu kharkovskoykh tekhnologiy* [Scientific works of National University of Food Technologies], no. 3, pp. 157–169. (in Ukr.)
17. Polyakov V. I. (2001). [The technical condition diagnostics of water cooling channels and winding bars fastenings of powerful turbogenerators to extend their operation term]. *Elektricheskiiye stantsii* [Power stations], vol. 10, pp. 34–39. (in Rus.)
18. Biet M., Bijeire A. (2011). Rotor faults diagnosis in synchronous generators using feature selection and nearest neighbors rule. *IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drivers Conf.*, pp. 300–306.
19. Neti P., Nandi S. (2009). Stator inter-turn fault detection of synchronous machines using field current and rotor search-coil voltage signature analysis. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 911–920.
20. Tavner P., Ran L., Penman J., Sedding H. (2008). *Condition Monitoring of Rotating Electrical Machines*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 282 p.
21. Zavidey V. I. (2008). Temperatures optical measurements by own radiation when controlling elements of electrical machines and devices. *ELEKTRO*, no. 2, pp. 28–30. (in Rus.)
22. Kuznetsov D. V., Shandybin M. I. (2007). Vibrocontrol methods application for assessment of the elastic hanger condition of a turbogenerator stator core. *Elektricheskiiye stantsii* [Power stations], vol. 10, pp. 57–65. (in Rus.)
23. Qing G.-H., Hu Y.-D. (2002). Vibration analysis of large turbogenerator stator system. *International Conference on Power System Technology*, no. 4, pp. 2168–2172.
24. Levytskyi A. S., Novik A. I., Fedorenko G. M. (2013). The exfoliation degree control for tooth zone end packets of a turbogenerator stator core with the use of capacitive sensor. *Tekhnichna Elektrodynamika* [Technical electrodynamics], vol. 6, pp. 88–93. (in Ukr.)
25. Kosteriev M. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. (2013). [Difficult-statistical approach to assess the operation and condition reliability for subsystems objects of electric power system]. *Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnichnogo universytetu* [Scientific Papers of Donetsk National Technical University. Series: Electrical Engineering and Power Engineering], vol. 14, no. 1, pp. 122–128. (in Ukr.)
26. Tavner P. (2002). Review of condition monitoring of rotating electrical machines. *IET Elect. Power Appl.*, vol. 2, no. 4, pp. 215–247.
27. Han Y., Song Y.-H. (2003). Using improved self-organizing map for partial discharge diagnosis of large turbogenerators. *IEEE Transactions, Energy Conversion*, vol. 18, pp. 392–399.
28. Zhang S., Asakura T., Xu X., Xu B. (2003). Fault diagnosis system for rotary machines based on fuzzy neural network. *IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronic*, vol. 1, pp. 199–204.
29. Sunder R., Kolbasseff A. (2006). Zustandsorientierte Instandhaltung von Dampfturbosätzen, Gasturbinenanlagen und Pumpen durch frequenzselektive Verfahren im Online-Einsatz. *Symposium zur schwingungsdiagnostischen Überwachung von Kraftwerksturbosätzen (Potsdam: Institut für Sicherheitstechnologie (ISTec) GmbH, Garching, 22–24.03.2006)*, s. 30. (in Ger.)
30. Shevchenko V. V., Minko A. N., Fomina Ye. M. (2013). [Heat condition of small and medium power turbogenerators with full air cooling]. *Zbirnyk naukovykh prats Kharkivskoho universytetu Povitryanykh syl* [Scientific

- Works of Kharkiv National Air Force University], vol. 3, pp. 173–176. (in Rus.)
31. Vygovskiy O. V., Khvalin D. I., Mystetskyi V. A. (2017). [Influence of moisture and purity hydrogen on the reliability of powerful electrical machines]. *Problems of Nuclear Power Plants Safety and of Chornobyl*, vol. 29, pp. 14–21. (in Ukr.)
32. *Development of scientific bases and elaboration of integral methods and technical means for technical condition diagnostics of generating equipment, units and operation rates of main circulation pumps NPP power units*. Report SR0115U002982. Kyiv: Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants, NAS of Ukraine, 2019, 393 p. (in Ukr.)
33. Khvalin D. I. (2021). *Pidvyshchennia nadiynosti ta efektyvnosti ekspluatatsiyi turboheneratoriv elektrychnykh stantsiy* [Increase of the reliability and operation efficiency of turbogenerators power plants]. Boston, United States of America: Primedia eLaunch LLC, 152 p. (in Ukr.)

Надійшла 03.02.2022

Received 03.02.2022