

Висновок

Розроблено, виготовлено та випробувано систему детектор – схема керування, котра зменшує вплив перехідних процесів на приймальну частину імпульсного ЯКР – спектрометра. Це суттєво покращило інформативність сигналу відгуку ЯКР.

Дана робота проведена в рамках виконання держтеми №18.81 Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича.

It is developed, the system is made and tested a detector is a management chart which influence of transients on receiving of impulsive NQR– spectrometer.

1. Белый Ю.И., Гарцев Н.А, Семейкин Н.П., Шаршин Ю.А. Разработка обнаружителей взрывчатки на основе ядерного квадрупольного резонанса (ЯКР) // Научные технологии.- 2005.- Т6.-N2.
2. Синявский Н.Я., Коваленко С.Г. Синтез областей чувствительности рабочего объема систем локализации взрывчатых устройств// Радиотехника.- 2003.- N3.
3. <http://www.fairchildsemi.com/ds/CD/CD4066BC.pdf>
4. Брайловський В.В, Чуботару М.М. Генератор керуючих імпульсів для ЯМР на основі мікро контролера. // П'ята міжнародна науково-технічна конференція “Современные информационные и электронные технологии”, м. Одеса, 2005. С. 71.
5. <http://ww1.microchip.com/downloads/en/DeviceDoc/39564c.pdf>

УДК 621.7.067

**АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ ГЕНЕРАТОРІВ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Ковриго Ю.М., Мисак В.Ф., Мовчан А.П., Любицький С.В.

Вступ

Однією зі складових стабільної роботи енергетичної галузі є надійне та ефективне функціонування основного та допоміжного обладнання енергоблоків ТЕС, ТЕЦ, АЕС. Для подовження ресурсу та підвищення надійності обладнання енергоблоків доцільно використовувати сучасні системи технічної діагностики, які дозволяють визначати стан обладнання на поточний момент, виявляти можливі несправності на ранніх стадіях їх виникнення, прогнозувати поведінку обладнання на певний час, вести архів стану обладнання в часі, видавати рекомендації щодо необхідних заходів (в тому числі ремонтних) для попередження непланових та аварійних зупинок блоків. У статті наведені результати розробки системи технічної діагностики стану турбогенератора (ТГ) енергоблоку.

Прийнятий у даний час підхід до забезпечення експлуатаційного контролю генераторів ґрунтується на незалежному спостереженні за різними взаємопов'язаними технологічними параметрами, що характеризують його стан і роботу допоміжного устаткування, тобто спрямований в основному на спостереження за точністю функціонування. При цьому відповідні апаратура і пристрої попереджають експлуатаційний персонал про вихід даного окремого параметра за заздалегідь задану попереджувальну уставку (попереджувальний сигнал), і якщо параметр продовжує змінюватися в небезпечному напрямку і виходить за другу контрольну межу (яка теж задається заздалегідь), з'являється аварійний сигнал.

Концепція діагностичного підходу до проблеми експлуатаційного контролю генераторів не виключає традиційного підходу до технологічного контролю, але істотно допо-

внює його. Технічні вимоги до системи технічної діагностики повинні включати перелік контрольованих (обстежуваних) вузлів, деталей чи елементів турбогенераторів; параметри, що характеризують граничний стан вузлів і елементів; методи їхнього контролю.

Класифікація пошкоджень

Найбільш серйозні пошкодження (відмови), відомі із практики експлуатації турбогенераторів, представлені в табл. 1 [1]. Із можливих ушкоджень найбільш важкі наслідки мають механічні руйнування вала і бандажних кілець ротора, ушкодження сердечника статора, міжфазні (внутрішні) короткі замикання (КЗ) обмотки статора.

Аналіз протікання найважчих аварій показує, що аварійна ситуація виникає не миттєво, а має свою передісторію. Тому при безупинному чи навіть періодичному спостереженні за характером зміни стану основних вузлів і елементів є можливість запобігти аварійній зупинці блоку. У більшості випадків для спостереження можуть бути використані режимні чи планові зупинки агрегатів. Системи діагностики повинні враховувати швидкість розвитку ушкодження, аж до настання граничного стану, при якому генератор відключається від мережі автоматично. Представляється також доцільним використання засобів технічної діагностики для підвищення ефективності роботи устаткування. Це досягається досить докладним аналізом стану устаткування, що дозволяє оптимальним образом вести його експлуатацію.

Таблиця 1.

Найпоширеніші пошкодження генераторів

Вузол	Вид пошкодження
1. Ротор	1.1. Поломка вала
	1.2. Руйнування бандажних кілець
	1.3. Тріщини на поверхні ротора
	1.4. Пошкодження та деформація витків лобових частин котушок обмотки
	1.5. Пошкодження елементів струмопідводу
	1.6. Виткові КЗ в котушках обмотки ротора
	1.7. Підвищена вібрація ротора.
	1.8. Порушення в роботі щітково-контактного вузла
2. Статор	2.1. Пошкодження крайніх пакетів сердечника статора
	2.2. Пошкодження ізоляції обмотки статора
	2.3. Міжфазне КЗ
	2.4. Течі із системи водяного охолодження обмотки статора
	2.5. Витоки водню через виводи обмотки статора
3. Інші	3.1. Пошкодження ущільнень вала ротора
	3.2. Пошкодження підшипників

У табл. 2 [1] приведені зведені дані з характерними ознаками настання можливих граничних станів елементів ротора. З таблиці випливає, що діагностика стану ротора може бути здійснена при сполученні методів, які використовуються на зупиненому роторі (у період планових зупинок з виїмкою чи без виїмки ротора), і методів виміру при роботі генератора. Повинні бути також використані можливості капітальних ремонтів устаткування (один раз у п'ять-шість років). Великі можливості для діагностики ротора має реєстрація величини, частоти, характеру і фази зміни вібрації ротора. У сполученні з виміром значення навантаження (струму ротора), температур обмотки ротора, бабітового вкладиша, масла і холодного газу, а також підшипникових струмів виміри вібрації можуть вчасно запобігти більшості серйозних ушкоджень ротора і його елементів.

Таблица 2.

Характерні причини й супутні їм основні ознаки настання граничних станів елементів ротора

Елемент або вузол ротора	Причина граничного стану	Ознаки
1. Вал	1.1. Тріщини в різноманітних частинах ротора	1.1.1. Поява підвищеної вібрації оборотної частоти
		1.1.2. Зміна фази вібрації
2. Бандажне кільце	2.1. Корозійне розтріскування	1.2.1. Поява тріщин
3. Обмотка ротора	3.1. Виткові замикання	3.1.1. Поява підвищеної вібрації оборотної частоти, яка змінюється з навантаженням
		3.1.2. Поява підшипникових струмів
	3.2. Знос порожніх провідників (при водяному охолодженні)	3.2.1. Поява продуктів зносу в дистилляті
		3.2.2. Тепловий небаланс ротора
4. Щітково-контактний вузол	4.1. Підвищений чи нерівномірний знос щіток і контактних кілець	4.1.1. Підвищене іскріння
		4.1.2. Нагрів
		4.1.3. Надмірний знос
5. Ущільнення вала ротора	5.1. Знос бабітового вкладиша (запірного елемента)	5.1.1. Нагрів
		5.1.2. Надмірний знос
		5.1.3. Підвищена вібрація

Аналогічну таблицю приведемо і для статора (табл. 3).

Таблица 3.

Характерні причини і супутні їм основні ознаки настання граничних станів елементів статора

Елемент або вузол статора	Причина граничного стану	Ознаки
1. Сердечник	1.1. „Пожежа" сердечника	1.1.1. Продукти розкладання ізоляції аркушів
	1.2. Розпушовка аркушів крайніх пакетів	1.2.1. Злам аркушів
2. Обмотка статора	2.1. Закупорка елементарних порожніх провідників	2.1.1. Поява місцевих перегрівів в обмотці
		2.2.1. Зниження опору ізоляції
	2.2. Зниження електричної міцності ізоляції	2.2.2. Підвищення рівня часткових розрядів
		2.2.3. Продукти розкладання ізоляції
2.3. Порушення напівпровідного покриття	2.3.1. Підвищення рівня часткових розрядів	

Продовження таблиці 3

Елемент або вузол статора	Причина граничного стану	Ознаки
	2.4. Порушення ізоляції елементарних провідників	2.3.2. Продукти руйнування покриття
		2.4.1. Місцевий підвищений нагрів
		2.4.2. Збільшення циркуляційних струмів
		2.5. Ослаблення кріплення обмотки
3. Система безпосереднього охолодження	3.1. Порушення герметичності	2.5.1. Підвищення вібрації обмотки
		2.5.2. Продукти зносу ізоляції
		3.1.1. Збільшення вологості газу
		3.1.2. Зволоження ізоляції
4. Виводи обмотки статора	4.1. Порушення герметичності ущільнень	3.1.3. Поява дистилляту усередині корпусу
		3.1.4. Потрапляння водню в дистиллят
		4.1.1. Витік водню через виводи

Аналіз даних табл. 3 показує, що існує принципова можливість створення системи діагностики статора. Така система повинна включати виміри температур, вібрацій, аналіз можливих домішок в охолоджувальному газі, вимір часткових розрядів, виміри зміни інтенсивності магнітного поля, аналіз вологості усередині генератора, появи водню в дистилляті й у виводів, та випромінювання ізотопів.

Опис системи діагностики

В якості прикладу системи технічної діагностики стану ТГ розглянемо систему діагностики теплового стану ТГ, який базується на оцінюванні його поточного теплового стану шляхом порівняння в реальному часі вимірних значень його технологічних параметрів з їх номінальними та допустимими значеннями. Даний алгоритм виконується тільки при досягненні сталого режиму роботи

Увесь алгоритм діагностики умовно поділяється на 3 частини: вхідна інформація, алгоритм діагностики, вихідна інформація.

На першому етапі формуються вхідні дані, для діагностики, тобто:

- формується таблиця вимірних електричних та теплових параметрів ТГ (часова матриця параметрів), в яку входять поточні значення параметрів. Відмітимо, що значення температур стержнів статорної обмотки вимірюються, а значення температури роторної обмотки, через відсутність технічної можливості вимірювання, підраховується за наступною формулою:

$$t_p = \frac{R_{pc}}{R_{px}} \cdot (235 + t_{px}) - 235, \tag{1}$$

де $R_{pc} = \frac{U_p}{I_p}$ – опір обмотки ротора в гарячому стані;

U_p – напруга на обмотці ротора;

I_p – струм обмотки ротора;

R_{px} – те ж у холодному стані;

t_{px} – температура, при якій вимірювався опір обмотки ротора в холодному стані;

- підраховуються перевищення поточних вимірних температур стержнів статорної обмотки над поточною температурою дистилляту, який його охолоджує, вимірною

на вході в генератор. Також підраховується перевищення температури обмотки ротора над температурою холодного газу (водню), який використовується для охолодження ротора;

- з бази даних (БД) вводяться номінальні значення електричних та температурних параметрів ТГ;
- з БД також вводяться значення границь вимірювальних параметрів, вихід за які будь-якого з параметрів означає його недостовірність і він не враховується в наступних обчисленнях;
- з БД імпортуються технологічні уставки контролю та дані, які використовуються в якості критеріїв для визначення сталого режиму роботи ТГ (допустимий діапазон відхилень режимних параметрів від середніх значень в сталому режимі та мінімальний час, протягом якого режимні параметри повинні знаходитись в допустимому діапазоні).

На другому етапі відбувається:

- перевірка виміряних параметрів на достовірність шляхом перевірки їх входження у вищезгаданий діапазон;
- достовірні режимні параметри використовуються для визначення сталого режиму роботи ТГ. В сталому режимі ці параметри за певний проміжок часу не повинні виходити за певний діапазон відхилення від середнього значення;
- у сталому режимі роботи ТГ визначається режим функціонування статора і ротора (блоки „діагностика статора" і „діагностика ротора" рис. 1);



Рис. 1 Спрощена блок-схема алгоритму діагностики теплового стану ротора ТГ

• в ненормальному та небезпечному режимах функціонування ТГ відбувається попередження обслуговуючого персоналу про несправність, увімкнення сигналізації. В цьому випадку обслуговуючий персонал виконує необхідні дії для запобігання аварійної ситуації та дії по усуненню несправності.

Вихідна інформація, яка зображується на схемі не потребує окремих коментарів.

Для кращого розуміння роботи системи діагностики розглянемо спрощену блок-схему одного циклу алгоритму діагностики теплового стану ротора ТГ. Наведений режим роботи ротора визначається наступним чином. Порівнюється поточне перевищення температури роторної обмотки над температурою холодного газу з її номінальним значенням. Якщо поточне значення не перевищує номінального більше ніж на 2 °С, то тепловий режим роботи ротора нормальний. В протилежному випадку виконується порівняння поточного перевищення температури ротора з його допустимим значенням, при якому ТГ може ще працювати без обмеження по струму. Якщо поточне перевищення температури ротора не перевищує допустимого значення, то режим роботи ротора визначається як ненормальний. При перевищенні допустимого значення режим визначається як небезпечний.

В ненормальному та небезпечному режимах відбувається приведення перевищень температур ротора в поточному та минулих сталих режимах до квадрату номінального значення струму, що протікає в роторній обмотці:

$$\Delta t_p^{\text{прив}} = \Delta t_p^{40} + \left(\Delta t_p^{\text{прив } I_p^{\text{ном}}} - \Delta t_p^{\text{ном } I_p^{\text{ном}}} \right), \quad (2)$$

де $\Delta t_p^{\text{ном } I_p^{\text{ном}}}$ - номінальне значення перевищення температури ротора над температурою холодного газу при нульовому струмі роторної обмотки;

$\Delta t_p^{\text{прив } I_p^{\text{ном}}}$ - підраховане поточне значення перевищення температури ротора над

температурою холодного газу при поточному значенні струму;

$I_p^{\text{ном}}$ - номінальне значення струму.

Потім за підрахунком приведенням значенням перевищень температур відбувається побудова тренду виходу ротора ТГ на допустимий режим, при поточному ненормальному режимі, чи аварійний режим, при поточному небезпечному режимі роботи ротора. При цьому підраховується час виходу на відповідний режим.

В небезпечному режимі функціонування ротора ТГ за наступною формулою відбувається підрахунок обмеження струму роторної обмотки, при якому повинен працювати ротор для запобігання виходу на аварійний режим:

$$I_p^{\text{обм}} = I_p^{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta t_p^{\text{доп } I_p^{\text{ном}}} - T_{p \text{ тек}}}{\Delta t_p^{\text{прив } I_p^{\text{ном}}} - T_{p \text{ тек}}}}, \quad (3)$$

де $\Delta t_p^{\text{доп } I_p^{\text{ном}}}$ - допустиме перевищення температури обмотки ротора над температурою холодного газу, при якому ТГ може ще працювати без обмеження по струму.

Алгоритм діагностики теплового стану статора аналогічний. Слід зазначити, що алгоритми діагностики теплових станів статора і ротора виконуються паралельно і незалежно один від одного. Також діагностика може відбуватися принципово у сталих режимах. Це зумовлено тим, що температури обмоток статора і ротора в статистиці залежать від величини струмів, які в них протікають, а в перехідному режимі ці залежності не виконуються. Під час перехідного процесу можливе тільки порівняння значень температур з аварійними уставками аби попередити про аварійну ситуацію.

Поряд з оцінкою температурних параметрів генератора система також передбачає оцінку електричних параметрів та їх вплив на стан ТГ.

Однією з важливих складових системи діагностики є контроль допустимості режимів навантаження по струму статора та ротора. Виробник в інструкції з експлуатації наво-

дить навантажувальну діаграму, яка вказує границі роботи турбогенератора по реактивному навантаженню Q в залежності від активної потужності P , обумовлені допустимими температурами або перевищеннями температур. При роботі в режимах недозбудження внаслідок додавання магнітних полів відбувається збільшення вихрових струмів що викликає підвищення нагрівів елементів генератора. Рівень нагрівів зростає зі збільшенням питомих електромагнітних навантажень машин і тому особливо значний на генераторах з безпосереднім охолодженням обмоток. Система діагностики відслідковує у реальному часі активну та реактивну потужності та робить висновок на основі наданої виробником діаграми навантажень про припустимість роботи в такому режимі.

Робота генератора при несиметрії струмів, яка перевищує допустиму (10% від номінального струму), може приводити як до надмірних місцевих нагрівів елементів ротора (в першу чергу), так і до підвищення вібраційного стану [3]. Система діагностики здійснює контроль допустимості несиметричного навантаження у відповідності до заданих характеристик допустимих значень струму ротору та статора в залежності від напруги статора та температури холодного газу. При цьому також оцінюються можливі перевантаження генератора як по струму статора, так і по струму ротору з обмеженням часу такого перевантаження.

У системі діагностики теплового стану ТГ прогнозується час виходу на припустимий або аварійний рівні у випадку виходу ТГ у зону ненормального або небезпечного режимів роботи. Для цього використовується штучна нейронна мережа (ШНМ), що дозволяє враховувати поточний стан генератора при прогнозуванні.

Для даної системи діагностики була обрана багат шарова топологія мережі. Ця мережа має 5 внутрішніх шарів і по 5 нейронів у кожному шарі. Вхідний і вихідний шари мають по 1 нейрону, відповідно нейронна мережа має один вхід і один вихід. Така кількість була обрана з міркувань швидкодії й точності прогнозування.

На вхід мережі подається перепад температури критичного стержня статора над температурою охолоджувального дистилату, або перепад температури ротора над температурою охолоджувального водню. Ці перепади температур відповідають допустимому (попереджувальному) або аварійному рівню. Значення виходу ШНМ - це час виходу на згадані температурні рівні. Для навчання ШНМ застосованої в системі технічної діагностики теплового стану ТГ застосовується градієнтний метод оптимізації.

Для навчання потрібно мати навчальний набір вхідних і вихідних значень, які характеризують попередні стани ТГ. Для цього використовуються пари значень перепадів температур Δt_i і відповідні їм значення часу τ_i .

Помилка нейромережі для однієї пари значень визначається формулою

$$E_i = \tau_i - \tau_i' (\Delta t_i, w_1, w_2, \dots, w_n) \quad (4)$$

де w_j - змінювана вага нейронної мережі

Щоб підвищити точність передбачення при настроюванні ШНМ потрібно враховувати динаміку зміни стану ТГ. Для цього підраховуються помилки для кожної пари значень, а також сумарна помилка, яка і є критерієм оптимізації.

Робота цієї системи діагностики реалізована програмно і вже випробувана за допомогою програмної моделі ТГ, яка імітує роботу у різних режимах функціонування генератора. Результати тестування показали працездатність запропонованого алгоритму діагностики.

Перспективними задачами діагностики генератора, реалізація яких розробляється в даний час, та які дадуть змогу більш точно оцінювати його стан є:

- контроль ізоляції статорної обмотки,
- контроль газощільності корпусу,
- контроль технічного стану щітково-контактного апарату.
- контроль стану системи водяного охолодження обмотки статора.

З метою впровадження результатів дослідження розроблений проект автоматичної системи діагностики ТГ для умов Київської ТЕЦ-6, який узгоджений генпроектувальником. Проектом передбачається використання інформації за 120 температурними параметрами від системи автоматичного контролю температурного стану ТГ та введення 16 додаткових електричних параметрів, що використовуються в алгоритмі діагностики.

Висновки

1. На підставі аналізу режимів роботи генератора і експертних оцінок експлуатаційного персоналу ТЕС визначені характерні причини і супутні їм основні ознаки настання граничних станів в елементах електрогенератора енергоблоку.

2. На базі розроблених математичної моделі теплового стану елементів генератора та алгоритму діагностики створена система діагностики теплового стану генератора та розроблене спеціальне програмне забезпечення системи діагностики.

3. Проведено тестування системи діагностики у стендовому режимі з програмною імітацією режимних і позаштатних ситуацій, яке показало працездатність системи і виконання нею основних функцій: визначення стану елементів генератора, прогноз аварійних ситуацій і видачу рекомендацій щодо їх запобігання.

4. Розроблений і узгоджений проект модернізації типової системи діагностики який переданий для впровадження Київській ТЕЦ-6.

In article described automatic diagnostic system for power plant generators. Reviewed and classified common types of generators faults, main tasks of diagnostic system. Proposed methods of diagnostic based on thermal state of generator rotor and stator, control of non-symmetric load, work time prediction in case o thermal disbalance.

1. Глебов И.А., Данилевич Я.Б. Диагностика турбогенераторов, - Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. 119 с.

2. Канарчук В.Е., Деркачев О.Б., Чигринец А.Д. Термометрическая диагностика машин. – К.: Вища шк., 1985. 168с.

3. Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1979. – 568 с.

УДК 681.306

ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ С ПОМОЩЬЮ СИНТЕЗИРУЕМЫХ НЕЧЕТКИХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Литвиненко В.И.

Постановка проблемы. Поскольку большинство исследуемых физических, технических или других реальных процессов являются нестационарными, в связи с этим особую актуальность представляет собой решение задач моделирования и прогнозирования нестационарных процессов. Нестационарность проявляется в появлении детерминированного или стохастического тренда, меняющейся во времени дисперсии и ковариации. Таким образом, основными видами нестационарностей, которые встречаются на практике, является наличие детерминированных и стохастических трендов, а также меняющаяся во времени дисперсия. Довольно часто исследуемые процессы содержат детерминированные и стохастические тренды, т.е., такие процессы являются нестационарными относительно тренда. Другим типом не стационарности, которая часто встречается на практике, является нестационарность относительно дисперсии - гетероскедастические процессы. Оба типа