

УДК621. 313.322.

Варивода Ю.Ю., к.т.н., доц., **Тимошик А.М.,** к.т.н., доц. ©*Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій
ім.С.З.Гжицького*

МЕТОД КОНТРОЛЮ ЗМІН ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРИ РОБОТІ СКЛАДНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВОК (НА ПРИКЛАДІ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ)

На основі аналізу фізичних процесів, які відбуваються при перетворенні механічної енергії на електричну, розроблено простий і ефективний метод оцінки деградації потужних електричних машин.

Ключові слова: енергія, енергоустановки, турбогенератори

В Українській енергетиці понад 90% енергоблоків перевищили гарантійний час роботи. Практика повсякчасно ставить перед експлуатуючим персоналом електростанцій задачу [1] по можливості максимально об'єктивно оцінювати технічний стан кожного конкретного турбогенератора (ТГ), що за конструктивним виконанням має форму циліндра у якому функціонують зв'язані між собою елементи і вузли з різнорідних матеріалів. Інтенсивність впливу тривалості роботи на індивідуальну надійність потужних ТГ в прикладному аспекті ще не вирішена у зв'язку зі складністю вимірювання в агресивному середовищі динаміки множини параметрів, які характеризують зниження надійності в процесі експлуатації [2].

Сукупність властивостей елементів та вузлів в кожний момент часу характеризує стан ТГ як цілісної системи, ресурс якої залежав (у ретроспективі), від рівня обслуговування при роботі та ремонтах, надійності поєднання елементів у ТГ, а також від тих процесів, які домінують при перетворенні механічної енергії на електричну. Сучасні потужні ТГ складаються з великої кількості кінематично зв'язаних між собою елементів, які функціонують як єдине ціле в процесі забезпечення максимально ефективного (з мінімальними втратами) перетворення механічної енергії обертання турбіною генератора в електричну енергію, з строго заданими параметрами якості. Тобто сукупність одиничних, функціонально і технологічно з'єднаних між собою елементів, повинна забезпечувати цілісність і надійність ТГ на протязі тривалого часу експлуатації, надаючи системі інтегративних якостей. Ступінь прояву цієї властивості залежить від рівня внутрішньої узгодженості в роботі усіх підсистем і елементів. Після тривалого періоду роботи кожний ТГ зокрема характеризується станом тих елементів та вузлів, які в найбільшій мірі змінилися під впливом зовнішніх факторів (наприклад, змінних графіків навантаження, неякісні чи несвоєчасні ремонти тощо). При цьому внутрішні зв'язки слабнуть і порушуються, внаслідок чого їх просторово-часові параметри

функціонування стають нестабільними, а за певною (допустимою НТД) межею можуть взагалі втрачати свою структурну цілісність, що приводить до їх непрацездатності і відмови. Основною механічною характеристикою сегментованого осердя статора, яка значною мірою визначає його працездатність, є заданий при виготовленні **стан пружного стиснення**. Саме стабільність цього неконтрольованого при роботі параметра магнітопроводу є необхідною умовою тривалого збереження надійності міжлистової ізоляції і попередження пошкоджень листів активної сталі. Неминуче з часом, під впливом змінних термомеханічних навантажень, відбувається зниження зусиль пружного стиснення сегментів активної сталі та пошкодження міжлистової ізоляції, що веде до зміни магнітних характеристик магнітопроводу і є потенційною причиною аварійних пошкоджень статора [3]. Для оцінювання інтенсивності зміни індивідуального технічного стану статора конкретних турбогенераторів доцільно оперувати такими інтегральними критеріями деградації, які достатньо чутливі до зміни сукупності як кількісно нормованих параметрів технічного стану турбогенераторів так і якісних (не чітких), у тому числі і до змін деградаційного характеру. Деградація магнітопроводу характеризується кількісними не повними і нечіткими показниками зміни стану окремих підсистем [1,2] на основі: динаміки усередненого (за показами датчиків штатного теплоконтролю міді і сталі) теплового стану статора, динаміки питомих втрат в осерді статора, динаміки вібрації статора, динаміки хроматографічного аналізу охолоджуючого газу, динаміки перевищення температури охолоджуючого агента на виході з стрижнів та інших. Необхідність здійснювати контроль стану складних підсистем на основі дослідження динаміки інтегральних показників в генераторах пояснюється тривалою дією термомеханічних і електродинамічних процесів [4], які відбуваються в агресивному середовищі (рис.1). В осерді статора ці процеси ініціюють: збільшення результуючої площі замикання листів активної сталі в місцях пошкоджень міжлистової ізоляції, прискорене старіння ізоляції стрижнів, виникнення деформацій і мікротріщин в активних та конструктивних деталях, що приводить до зростання, з часом, вібрації статора внаслідок зменшення заводського рівня запресування осердя і, як наслідок, зростання додаткових електромагнітних та механічних втрат у магнітопроводі.

Дослідження показали [4], що розпресування осердя статора і перетирання (пошкодження) міжлистової ізоляції – це кумулятивний квазістаціонарний процес в усьому масиві активної сталі, який характеризується зміною стиснення усієї маси лакованих сегментів осердя статора і їх пошкоджень внаслідок одночасно діючих циклічних (електродинамічних) сил магнітного притягання і відштовхування циліндра статора полем ротора та термомеханічних сил в сталі і міді статора та ротора, викликаних змінними графіками навантажень.



Рис.1 Механізм компенсації деградаційної складової втрат енергії внаслідок пошкоджень в генераторі

В умовах багатofакторних процесів важливо застосовувати такий ефективний і доступний спосіб, який може забезпечити інтегральний контроль як зміни стану пружного стиснення статора, так і зростання об'єму пошкоджень міжлистової ізоляції в процесі роботи потужних синхронних турбогенераторів. На генераторах типу ТГВ-200 Бурштинської ТЕС періодично проводились вимірювання чутливості впливу параметрів навантаження (величин активної $I_{ст}$ і реактивної i_p складових) на величину зміни вихідних параметрів (температури сталі, міді, вібрації корпусу в критичних точках). Встановлено, що в ТГ з вичерпаним ресурсом, спостерігається лінійна залежність зростання струму збудження в контрольному (номінальному) режимі в функції тривалості експлуатації. Тобто, для компенсації зростаючих з часом напрацювання генератора сумарних втрат в статорі і роторі, викликаних зростаючою кількістю незначних пошкоджень і їх накопиченням, відповідно до закону збереження, квазістаціонарно зростає номінальний струм обмотки ротора (порівняно зі значенням, одержаним при пускових випробуваннях). Якби номінальний струм обмотки ротора не зростав в функції тривалої деградації ТГ, то не виконувались би вимоги стандарту [2] щодо забезпечення якості виробленої генератором електроенергії, оскільки зміною струму обмотки ротора регулюється реактивна складова потужності, чим забезпечується стабільність напруги в обмотці статора в допустимих межах ($U_{ст.+5\%}$), а значить і у високовольтній мережі. Тобто причиною квазістаціонарного зростання

номінального струму обмотки збудження (i_p) відносно початкової (паспортної) величини, при виникненні пошкоджень в статорі, є вимога стандарту щодо забезпечення стабільності строго регламентованого показника якості виробленої генератором електроенергії ($U_{ст} = Const$) [2]. Тому виявлення змін технічного стану генератора доцільно здійснювати в процесі його роботи, періодично заміряючи величину номінального струму в колі обмотки збудження (в контрольному режимі) штатним амперметром, порівнюючи одержані значення із пусковим, і за зростаючою між ними різницею оцінювати і контролювати процес зміни технічного стану осердя статора. На рисунку2 приведені експериментальні залежності струму обмотки ротора в функції тривалості експлуатації для шістьох різних генераторів типу ТГВ-200 Бурштинської ТЕС при номінальних (контрольних) значеннях параметрів навантаження ($U_{ст}$, I , $\cos\varphi$). Випробування показали тенденцію зростання струму збудження за лінійним законом .

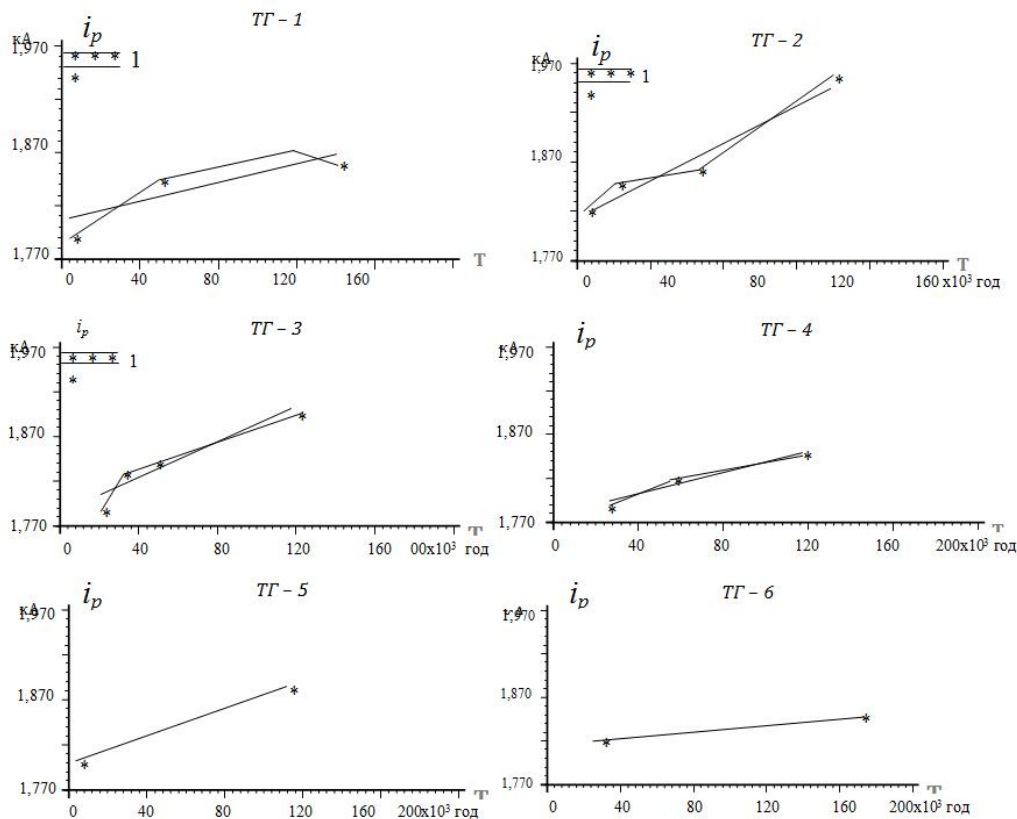


Рис.2 Спосіб інтегрального контролю технічного стану статора синхронних турбогенераторів

Отже, як критерій деградації статора, який інтегрально характеризує кількісні і якісні зміни в часі стану магнітопроводу, доцільно застосовувати зміну величини номінального струму збудження в обмотці ротора в процесі

роботи енергоблоку. В умовах відсутності необхідного об'єму інформації представлений і запатентований [4] спосіб інтегрального контролю інтенсивності деградації можна застосовувати в якості додаткового показника стану магнітопроводу на енергоблоках з вичерпаним ресурсом, що знизить ступінь суб'єктивізму при прийнятті рішень щодо термінів виведення в ремонт чи необхідності заміни того чи іншого турбогенератора, а значить, заощадить значні фінансові витрати .

Література

1. Галузевий керівний документ 34507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж: Правила. Розділ 12.1. Генератори і синхронні компенсатори.

2. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия: ГОСТ 533–2 [Чинний від 21.01.2002]. - К.: Госстандарт Украины, 2002. — 25 с. — (Національний стандарт України).

3. Станиславский Л.Я. Вибрационная надёжность мощных турбогенераторов / Станиславский Л.Я., Гаврилов Л.Г., Остерник Э.С. — М.: Энергия, 1975. — 356 с.

4. Спосіб інтегрального контролю технічного стану статора синхронних турбогенераторів. Патент на корисну модель №70437. Тимошик А.М., Варивода Ю.Ю.

Рецензент – к.т.н., доцент Чайковський Б.П.