

О. В. Виговський, канд. техн. наук (Ін-т проблем безпеки атомних електростанцій НАН України, Київ)

ОЦІНКА ВПЛИВУ ДЕФЕКТІВ В ОБМОТЦІ ТА ОСЕРДІ СТАТОРА ПОТУЖНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА НА МАКСИМАЛЬНІ ТЕМПЕРАТУРИ ТА ПОКАЗАННЯ ШТАТНОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОВОГО КОНТРОЛЮ

Наведено математичну модель та результати розрахунку температурного поля та показань штатних датчиків в осерді та обмотці статора турбогенератора потужністю 1000 МВт за наявності термодфектів. Проаналізовано вплив термодфектів в осерді та обмотці статора на показання штатної системи термодконтролю.

Приведены математическая модель и результаты расчета температурного поля и показаний штатных датчиков в сердечнике и обмотке статора турбогенератора мощностью 1000 МВт при наличии термодфектов. Проанализировано влияние термодфектов в сердечнике и обмотке статора на показание штатной системы термодконтроля.

Турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 є найбільш ненадійними серед усіх турбогенераторів, що експлуатуються у складі енергоблоків АЕС України. Питома пошкоджуваність турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 за п'ять років (2003–2007р.) склала 0,526 ушкодження на генераторо-рік експлуатації, що в 10,5 разів більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотирьохполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,05), і в 3,5 більше, ніж у турбогенераторів потужністю 220 МВт енергоблоків № 1 і № 2 Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,15). За цей час недовиробництво електроенергії через вимушені зупинки енергоблоків, причиною яких були відмови турбогенераторів ТВВ-1000-2У3, склала 3317,136 млн. кВт-годин [9].

Таким чином, втрати тільки через недовиробництво електроенергії внаслідок недостатньої надійності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 за останні п'ять років склали майже 93 млн. US\$ (при собівартості 1 кВт-години в 2,8 USc). І це без урахування витрат на проведення ремонтних робіт, матеріалів і запасних частин.

Встановлення причин та передумов порушень у роботі турбогенераторів є основою для розробки організаційно-технічних профілактичних заходів по запобіганню подібних порушень. Перехід до організації ремонтів щодо технічного стану для турбогенераторів потребує широкого впровадження методів та засобів контролю і діагностики, які дозволяють об'єктивно оцінювати технічний стан турбогенераторів, планувати обсяги та терміни ремонтів за результатами цієї оцінки.

Хоча аварії, обумовлені локальними перегрівками, виникають відносно рідко, проте за своїми наслідками ці аварії є найбільш серйозними. Тому одним із важливих напрямків контролю і діагностики турбогенераторів ТЕС і АЕС є виявлення осередків місцевих перегрівів. В турбогенераторах типу ТВВ-1000-2У3 для технологічного контролю нагріву активних вузлів і елементів та охолоджуючих агентів як штатні датчики використовуються термометри опору. Варто завжди враховувати, що фактична температура міді обмоток і осердя статора турбогенератора в окремих зонах значно вище тієї, що фіксується при існуючих методах вимірів. Термометри опору закладаються в обмеженій кількості місць і не можуть безпосередньо контролювати температуру в найбільш нагрітих місцях, тим більше що розташування місцевих максимальних температур змінюється зі зміною режимів роботи генератора. Тому основним показником нагрівання обмотки статора при її безпосередньому охолодженні є температура вихідного дистилляту або газу. Проте їхня температура на виході із обмотки близька до середньої, а не до максимальної температури на шляху потоку. Таким чином, використання традиційних датчиків перегріву (термометрів опорів і ін.) неефективне для виявлення локальних перегрівів, тому що останні можуть виникати в найрізноманітніших зонах генератора. У сімдесятих роках і у США, і у Росії були спроби використовувати нові фізичні принципи для побудови системи діагностики локальних перегрівів. Розроблялися установки на основі іонізаційних камер, що одержали назви "Установка контролю перегрівів генераторів" (УКПГ) у Росії і Generator

Condition Monitor (GCM) у США [1]. У Росії в даний час пристрої виготовляються дрібними партіями. Іонізаційна камера для них була розроблена МІФІ і ВНДІЄ. Пристрої оснащені системою сигналізації про перевищення сигналом камери попереджувальної або аварійної уставки. Крім того камери оснащені пристроєм, що дозволяє перетворити вихідний сигнал камери до стандартної форми для використання в ЕОМ. Однак на більшості станцій сигналізація камери не використовується, а вивід сигналу на ЕОМ не здійснено на жодній із електростанцій [1].

Все викладене вище підтверджує доцільність та необхідність визначення місцевих максимальних температур активних вузлів і елементів турбогенераторів. Це також стосується інших електричних машин. Застосування вимірювальних датчиків для визначення місцевих максимальних температур активних вузлів і елементів потребувало б їхньої величезної кількості, що є технічно неможливим. Комплексне використання даних показань штатних вимірювальних датчиків та адекватних математичних моделей дає можливість з достатньою для практики точністю вирішувати проблему визначення місцевих максимальних температур активних вузлів і елементів турбогенераторів та інших електричних машин.

Для теорії і практики важливим є визначення впливу термодфектів в обмотці та осерді статора на показання термометрів опору та максимальні температури. Для вирішення такої проблеми автором поставлена і розв'язана нова польова задача спільного розрахунку тривимірного температурного поля для сектора повної довжини осердя і обмотки статора потужного турбогенератора з водяним охолодженням провідників стержнів типу ТВВ-1000-2У3. По відношенню до вирішених автором раніше задач [4,12,17] ця задача є новою, наразі розглядається **спільний** розрахунок тривимірного температурного поля для осердя і обмотки статора. Розрахункова схема обрана для двох повних зубцевих (пазових) ділень статора у вигляді сектора осердя статора та двох витків обмотки статора, верхній і нижній стержні яких знаходяться в одному пазі статора. Розрахункова схема показана на рис. 1.

З урахуванням припущень [3–5,11,12,14,15] опис температурного поля виконано за допомогою системи диференціальних рівнянь теплопровідності, рівнянь підігріву холодоагенту, початкових і граничних умов I–IV роду:

$$c(\theta, l)\rho(\theta, l)\frac{\partial\theta}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda(\theta, l) \cdot \operatorname{grad}\theta) + q_v(\theta, l); \quad \frac{c_{xi}(\theta_x, l)\rho_{xi}(\theta_x, l)}{\alpha_{xi}(\theta_x, l) \cdot b_i} \left[F_i \frac{\partial\theta_x}{\partial l} \right] + \theta_x = \theta \quad (1,2)$$

Рівняння теплопровідності у вузлах і елементах, що мають форму паралелепіпеда, у декартових координатах мають вигляд

$$c(\theta, x, y, z)\rho(\theta, x, y, z)\frac{\partial\theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(\theta, x) \frac{\partial\theta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda(\theta, y) \frac{\partial\theta}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(\theta, z) \frac{\partial\theta}{\partial z} \right) + q_v(\theta, x, y, z), \quad (3)$$

а рівняння теплопровідності у вузлах і елементах, що мають циліндричну форму, у циліндричних координатах –

$$c(\theta, r, \varphi, z)\rho(\theta, r, \varphi, z)\frac{\partial\theta}{\partial t} = \lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2\theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial\theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2\theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2\theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, r, \varphi, z). \quad (4)$$

В сталому (стаціонарному) режимі $\partial\theta/\partial t = 0$, і тоді рівняння (3) і (4) перетворюються у відповідні еліптичні рівняння виду

$$\lambda_x(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2\theta}{\partial x^2} + \lambda_y(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2\theta}{\partial y^2} + \lambda_z(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2\theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, x, y, z) = 0, \quad (5)$$

$$\lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2\theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial\theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2\theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2\theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, r, \varphi, z) = 0, \quad (6)$$

де θ – температура в області аналізу; Q_i – витрата холодоагенту у відповідному i -му каналі; F_i , b_i – площа поперечного перерізу і ширина i -го охолоджуючого каналу; l – відповідна просторова координата; α_{xi} , c_{xi} – коефіцієнт тепловіддачі і питомої теплоємності холодоагенту; c , ρ , λ – питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності області аналізу.

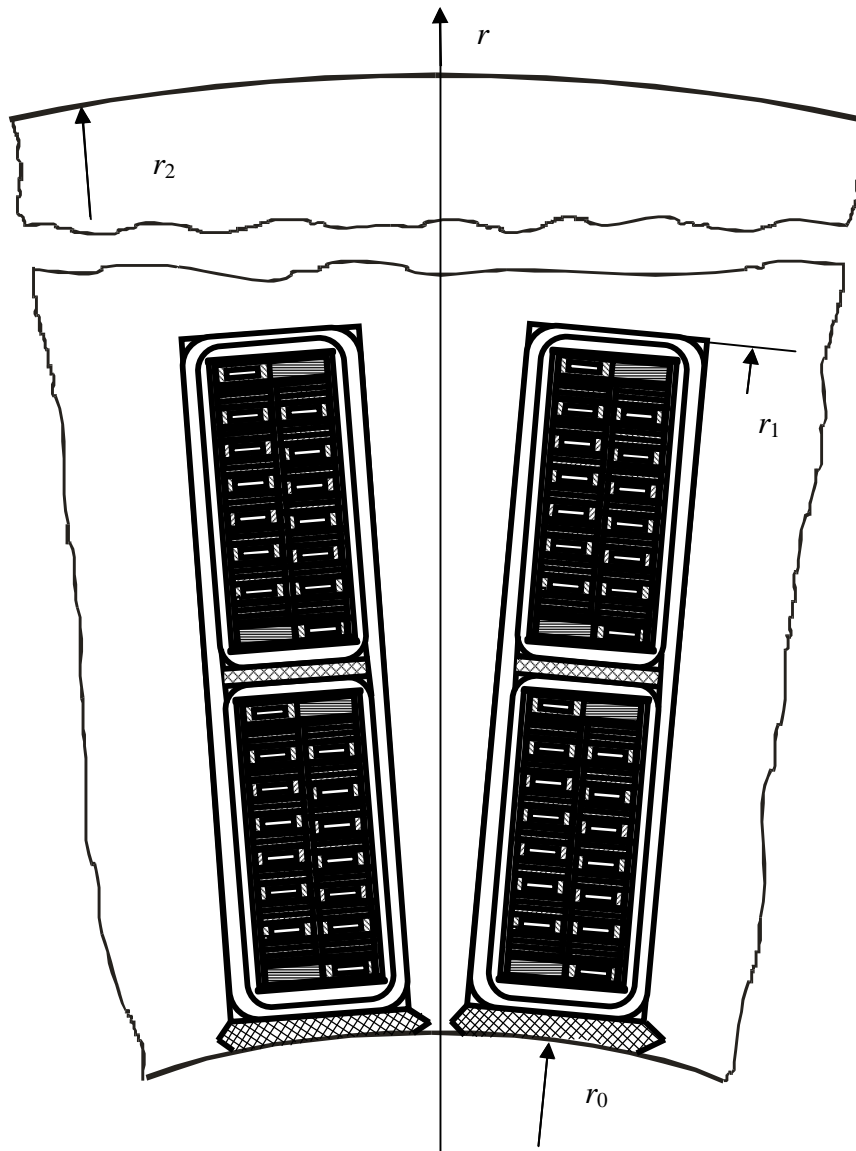


Рис. 1

Граничні умови запишемо у вигляді:

$\theta_{xi} = \pm(\lambda_M / \alpha_{xi})(\partial\theta / \partial l_i)$ – для охолоджуючих каналів порожнистих провідників;

$\theta_{xi} = \pm(\lambda_3 / \alpha_{xi})(\partial\theta / \partial l_i)$ – для зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин та пакетів осердя статора;

$\pm\lambda_i \frac{\partial\theta_i}{\partial n}(\xi-0) = \Lambda_k [\theta_i(\xi+0) - \theta_j(\xi-0)]$, $\Lambda_k [\theta_i(\xi+0) - \theta_j(\xi-0)] = \pm\lambda_j \frac{\partial\theta_j}{\partial n}(\xi+0)$ – на межі

дотичних поверхонь елементів обмотки.

У загальному вигляді задача є нелінійною, і її вирішення здійснюється економічними кінцево-різницевиими методами в тривимірній (просторовій) постановці. Кінцево-різницева апроксимація задачі виконана за допомогою інтегро-інтерполяційного методу. Передбачається, що розглянута крайова задача є коректною, тобто вона має рішення і тільки одне, яке безперервно залежить від вхідних даних.

Для реалізації отриманих рішень просторових (тривимірних) задач розроблено комплекс програм для ЕОМ (ПЕОМ). Блок-схема програм розрахунку показана рис. 2.

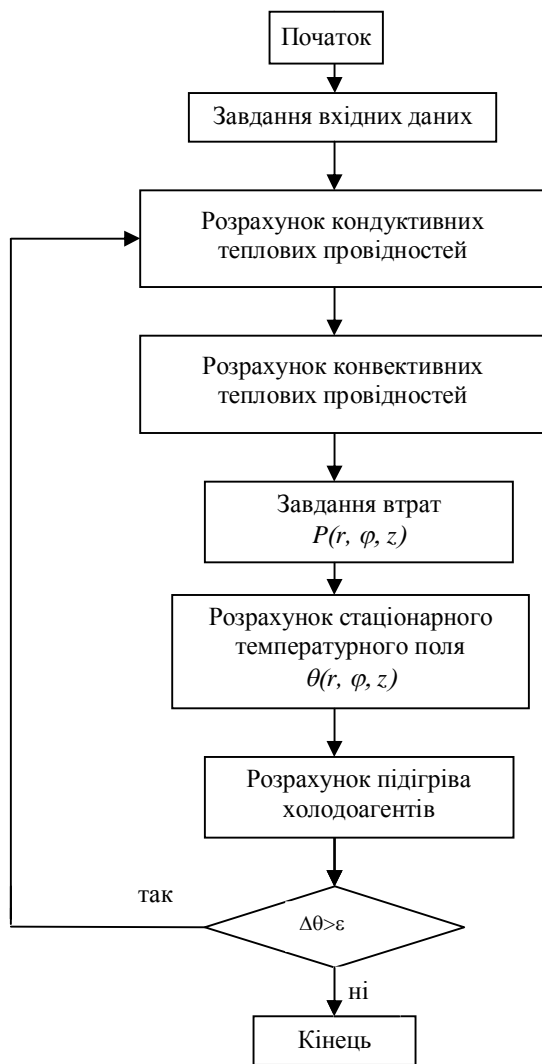


Рис. 2

Із порівняння експериментальних та розрахункових даних можна зробити наступні висновки. 1. Експериментальні значення температури і підігріву гарячого дистилляту складають 52.5°C і 14.5°C, а розрахункові – 53.0°C і 15.0°C; вони відрізняються між собою на 0.95 і 3.4 %, відповідно. 2. При безпосередньому рідинному охолодженні температура порожнистих мідних провідників незначно відрізняється від температури охолоджуючої води. Так, у перерізі на виході з нижнього стержня максимальна температура гарячої води складає 50.3°C, а температура порожнистих мідних провідників знаходиться в інтервалі 50.8–50.9°C. 3. За даними АСКР значення температур по термометрах опору, що знаходяться в пазу на бічній поверхні нижнього стержня, знаходяться в інтервалі 34.0–48.0°C. Розрахункове значення показань відповідного термометра складає 42.9°C. Для верхніх стержнів експериментальні значення показань термометрів опору, які розташовані під клином, знаходяться в інтервалі 40.6–48.7 °C, а розрахункове – 47.2 °C. 4. Експериментальні значення показань температури термометрів опору № 89-92, що контролюють температуру осердя зі сторони турбіни складають 56.0, 54.7, 58.2 і 54.1°C відповідно, їх середнє значення – 55.75 °C. Розрахункове значення – 55.82 °C.

Враховуючи похибку вимірів, можна стверджувати, що дані розрахунку й експерименту практично збігаються (відрізняються менше, ніж на 5%). Це свідчить про достовірність розроблених математичних моделей, алгоритмів і програм, заданих основних і додаткових втрат і теплофізичних параметрів.

Розроблені методика, алгоритми і програми дозволяють розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 з урахуванням підігріву води по довжині стержнів обмотки, залежності теплофізичних параметрів (теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності) міді і холодоагентів від температури, залежності втрат у міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Передбачено моделювання термометрів опору, що знаходяться в пазах. Як відомо, термометри опору для контролю теплового стану верхнього стержня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2 розташовані в пазі під клином, нижнього стержня обмотки статора – на його боковій поверхні, а осердя статора – на дні пазів.

Як тестовий розрахунок було проведено порівняння розрахункових та експериментальних даних турбогенератора (ст.№ 5) Рівненської АЕС. Експериментальні випробування зазначеного турбогенератора виконувалися у 2003 р. Були задані наступні значення показань експериментального режиму: активна потужність $P=950.0$ МВт, $\cos\varphi=0.994$, напруга $U=24.2$ кВ, струм обмотки статора $I_A=22.5$ кА, $I_B=22.5$ кА, $I_C=21.8$ кА, середнє значення – $I_{CP}=22.3$ кА, частота $f=50.0$ Гц, коефіцієнти додаткових втрат: для верхнього і нижнього стержня відповідно – $k_{pV}=2.255$, $k_{pN}=1.1373$ [18], втрати в пакетах осердя статора, описуються у спосіб, викладений у [3,5,13,14], середня температура холодного дистилляту – 38.0 °C, середня температура гарячого дистилляту – 52.5°C, середня температура холодного газу (водню) – 25.5°C, середня температура гарячого газу (водню) – 41.9°C, тиск водню – $p=5$ кПа, чистота водню – 99.40 %. Задані коефіцієнти тепловіддачі α в порожнистих каналах провідників стержнів обмотки статора (до води) – 15640 Вт/(м²К).

Для теорії і практики визначальним є вплив термодфектів в обмотці та осерді статора на показання термометрів опору та максимальні температури. Як термодфекти в обмотці та осерді статора розглянемо повну закупорку декількох порожнистих провідників обмотки статора та підвищені тепловиділення q_i в пакетах сталі осердя біля дна пазів, які можуть бути обумовлені виникненням гальванічних замикань листів сталі між собою.

Згідно з державними стандартами, технічними умовами і інструкціями по експлуатації потужних турбогенераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмотки статора гранично припустимими значеннями температур, зареєстрованими термометрами опору в пазі під клином, є 75°C , а гранично припустимими температурами для активної сталі осердя статора турбогенераторів (з ізоляцією класу B), що вимірюється закладеними термометрами опору, є 120°C .

Таблиця 1

k_{p1} , в.о.	Максимальні температури в вузлах і елементах, в.о.						
	$\theta_{\text{мв}}$	$\theta_{\text{ів}}$	$\theta_{\text{ТО1}}$	$\theta_{\text{мн}}$	$\theta_{\text{ін}}$	θ_{Fe}	$\theta_{\text{ТО2}}$
1.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2.0	1.0082	1.0727	1.0789	1.0137	1.0595	1.2217	1.0613
3.0	1.0164	1.1439	1.1579	1.0275	1.1175	1.4421	1.1212
4.0	1.0229	1.2167	1.2385	1.0412	1.1770	1.6638	1.1826
5.0	1.0311	1.2895	1.3175	1.0657	1.2366	1.8842	1.2440
6.0	1.0377	1.3702	1.3965	1.1024	1.3005	2.1059	1.3068
7.0	1.0509	1.4509	1.4770	1.1391	1.3645	2.3263	1.3712

біля дна паза при відсутності термодфектів; $\theta_{\text{мв}}$, $\theta_{\text{ів}}$, $\theta_{\text{мн}}$, $\theta_{\text{ін}}$ та θ_{Fe} – максимальні температури в міді і ізоляції верхнього та нижнього стержнів обмотки та пакетах сталі осердя біля дна пазів; $\theta_{\text{ТО1}}$, $\theta_{\text{ТО2}}$ – температури термометрів опору під клином та на дні паза, відповідно). Базові температури при відсутності термодфектів мають такі значення (при $P=950$ МВт): $\theta_{\text{мв}} = 66.8^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{ів}} = 60.9^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{мн}} = 56.5^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{ін}} = 56.4^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{Fe}} = 66.2^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{ТО1}} = 47.3^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{ТО2}} = 55.8^{\circ}\text{C}$.

Таблиця 2.

k_{p1} , в.о.	Максимальні температури в вузлах і елементах, в.о.						
	$\theta_{\text{мв}}$	$\theta_{\text{ів}}$	$\theta_{\text{ТО1}}$	$\theta_{\text{мн}}$	$\theta_{\text{ін}}$	θ_{Fe}	$\theta_{\text{ТО2}}$
1.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
1.5	1.0049	1.0363	1.0395	1.0076	1.0759	1.1116	1.0838
2.0	1.0082	1.0728	1.0790	1.0138	1.1518	1.2218	1.1677
2.5	1.0115	1.1076	1.1185	1.0214	1.2277	1.3319	1.2515
3.0	1.0164	1.1439	1.1580	1.0275	1.3036	1.4421	1.3353
3.5	1.0197	1.1803	1.1990	1.0351	1.3795	1.5537	1.4192
4.0	1.0229	1.2167	1.2385	1.0413	1.4554	1.6639	1.5045
4.8	1.0296	1.2753	1.3017	1.0581	1.5759	1.8410	1.6377
5.0	1.0312	1.2896	1.3175	1.0657	1.6071	1.8842	1.6722
5.5	1.0345	1.3291	1.3570	1.0841	1.6860	1.9958	1.7575

зу залишається в припустимому інтервалі ($\leq 120^{\circ}\text{C}$).

Розрахунки впливу термодфектів проведено для навантаження $P=950$ МВт. Результати розрахунків впливу наявності термодфекту в одному пакеті біля дна паза статора на показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора наведені в табл. 1 (тут і далі k_{p1} – коефіцієнт місцевих втрат в пакетах сталі осердя біля дна паза, $k_{p1} = q_i / q_{\text{ном}}$, $q_{\text{ном}}$ – тепловиділення в пакетах сталі осердя

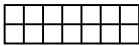

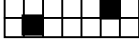
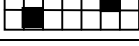
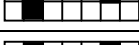
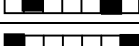
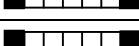

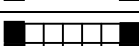
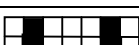
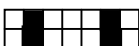
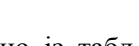
Аналізуючи наведені в табл. 1. результати, можна зазначити, що спостерігається значне відставання значень температури термометра опору $\theta_{\text{ТО2}}$ від температури сталі. При $k_{p1} = 5.0$, $\theta_{\text{Fe}} = 124.7^{\circ}\text{C}$ температура термометра опору $\theta_{\text{ТО2}} = 69.4^{\circ}\text{C}$, а при $k_{p1} = 6.0$, $\theta_{\text{Fe}} = 139.7^{\circ}\text{C}$ – $\theta_{\text{ТО2}} = 73.1^{\circ}\text{C}$. Тобто, при наявності термодфектів в одному пакеті біля дна паза сталі осердя статора і підвищенні температури осердя статора до рівня неприпустимих температур ($\theta_{\text{Fe}} \geq 130^{\circ}\text{C}$) температура термометра опору на дні па-

Результати розрахунку впливу термодфектів сталі осердя в чотирьох пакетах біля дна паза на максимальні температури та показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора наведено в табл. 2.

Як впливає із наведених результатів, при підвищенні місцевих втрат в декількох пакетах сталі осердя біля дна пазів до рівня $k_{p1} = 1.0 - 5.5$ відставання показань термометра опору θ_{TO2} від температури сталі є значно меншим. При $k_{p1} = 5.0$ і $\theta_{Fe} = 124.7$ °C – $\theta_{TO2} = 93.2$ °C, а при $k_{p1} = 5.5$ і $\theta_{Fe} = 132.4$ °C – $\theta_{TO2} = 98.2$ °C.

В табл. 3. показано результати розрахунку впливу термодфектів в обмотці та осерді статора (при їхній одночасній наявності) на показання термометрів опору.

Таблиця 3.

Модель закупорки обмотки	k_{p1} , в.о.	Максимальні температури у вузлах і елементах, в.о.						
		θ_{MB}	θ_{iB}	θ_{TO1}	θ_{MH}	θ_{iH}	θ_{Fe}	θ_{TO2}
	1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	1.2	1.232	1.184	1.120	1.168	1.121	1.045	1.061
	1.5	1.235	1.188	1.145	1.173	1.132	1.112	1.112
	2.0	1.240	1.199	1.185	1.182	1.198	1.222	1.198
	2.5	1.243	1.225	1.224	1.196	1.275	1.332	1.281
	2.5	1.604	1.541	1.389	1.431	1.391	1.332	1.322
	2.0	2.209	2.108	1.630	1.826	1.757	1.222	1.304
	2.5	2.225	2.123	1.676	1.862	1.795	1.332	1.392
	3.0	2.263	2.161	1.730	1.901	1.833	1.442	1.482
	4.0	2.338	2.236	1.840	1.976	1.908	1.663	1.657
	4.7	1.670	1.644	1.599	1.537	1.688	1.819	1.701
	5.0	1.713	1.665	1.627	1.551	1.729	1.884	1.753

Як видно із табл. 3, темп та рівень відставання температури термометра опору θ_{TO2} від температури сталі зберігається близьким до значень, наведених в табл. 2.

При $k_{p1} = 5.0$ і $\theta_{Fe} = 124.7$ °C маємо $\theta_{TO2} = 97.8$ °C, $\theta_{iB} = 114.4$ °C, $\theta_{TO1} = 77.0$ °C.

Висновки. 1. Розроблені методика, алгоритми і програми дозволяють розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2 з водяним охолодженням обмотки з урахуванням впливу різних чинників (підігріву води по довжині стержня обмотки, залежності теплофізичних параметрів міді і холодоагентів від температури, залежності втрат міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках).

2. Апробація і тестові розрахунки температурних полів за допомогою розробленої моделі та програми при порівнянні їх з експериментальними даними показало, що розрахункові дані відрізняються від експериментальних не більше ніж на 5%.

3. Проведені розрахунки турбогенератора типу ТВВ-1000-2 показують, що при наявності термодфектів в сталі осердя і обмотці статора при допустимому показанні термометра опору на дні

пазу [$\leq(110,0-120)^{\circ}\text{C}$] температура в сталі осердя статора може бути неприпустимою ($\theta_{\text{Fe}} \geq 130^{\circ}\text{C}$). При цьому дійсні максимальні температури в сталі осердя і обмотці статора перевищують показання відповідних термометрів опору на $(20-25)^{\circ}\text{C}$ та $(20-30)^{\circ}\text{C}$ відповідно.

1. *Бережанский В.Б., Городов В.В., Кулаковский В.Б.* и др. Контроль перегрева генераторов // Электрические станции. – 1994. – №4. – С. 42 – 45.
2. *Васильев В.С., Иогансен В.И.* Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы // Сб. «Электросила». – 2004. – №43. – С. 18 – 24.
3. *Выговський В.І., Выговський О.В., Безпрозваний А.О., Молодих С.О.* Тривимірні поля втрат і температури в крайньому пакеті осердя статора турбогенератора потужністю 300 МВт // Энергетика і Електрифікація. – 2004. – №10. – 11 (255). – С. 43 – 48.
4. *Выговський В.І., Выговський О.В.* Тепловий стан обмотки статора потужного турбогенератора з водяним охолодженням при наявності закупорки порожнистих провідників / Праці ІЕД НАН України. – 2002. – №2(2). – С. 76 – 79.
5. *Выговський О.В.* Аналіз тривимірного розподілення втрат і нагріву в крайніх пакетах осердя статора турбогенератора потужністю 100МВт // Праці ІЕД НАН України. – 2003. – №1. – С. 76 – 82.
6. *Голоднова О.С.* Основные причины отказов турбогенераторов и пути их предупреждения: Учебно – методическое пособие. – М.: ИПКгосслужбы, 2005. – 92 с.
7. *Гуревич Э.И., Рыбин Ю.Л.* Переходные тепловые процессы в электрических машинах. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 128 с.
8. *Иогансен В.И., Пинчук Н.Д., Пиаров В.И.* Мероприятия по повышению надежности работы двух- полюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях // Сб. докл. техн. семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надежности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.40 – 46.
9. *Підвищення надійності, навантажувальної здатності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 українських АЕС та доведення техніко-економічних показників їх експлуатації до вимог документу EUR: /Заключний звіт про НДР) / ІПБ АЕС НАН України, № держреєстрації 0209U001218, Київ – 2008.*
10. *Поляков В.И.* Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и крепления стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы // Электрические станции. – 2001. – №10. – С. 34 – 39.
11. *Постников И.М., Станиславский Л.Я., Счастливый Г.Г., Езовит Г.П.* и др Электромагнитные и тепловые процессы в концевых частях мощных турбогенераторов – К.: Наук. думка, 1971. – 360 с.
12. *Счастливый Г.Г., Выговський В.І., Выговський О.В., Безпрозваний А.О.* Аналіз динамічних теплових процесів обмотки статора потужного турбогенератора з водяним охолодженням при наявності дефектів // Техн. електродинаміка. – 2002. – № 5. – С. 43 – 46.
13. *Счастливый Г.Г., Федоренко Г.М., Выговский В.И., Смородин В.И.* Нагрев и потери в крайнем пакете сердечника статора турбогенератора // Изв. АН УССР. Энергетика и транспорт. – 1982. – №1. – С. 130 – 134.
14. *Счастливый Г.Г., Федоренко Г.М., Выговский В.И.* Турбо- и гидрогенераторы при переменных графиках нагрузки. – К.: Наук. думка. – 1985. – 208 с.
15. *Счастливый Г.Г., Федоренко Г.М., Терешонков В.А., Выговский В.И.* Электрические машины с жидкостным охлаждением – К.: Наук. думка. – 1989. – 288 с.
16. *Справочник по ремонту турбогенераторов /* Под ред. проф. Х.А. Бекова, проф. В.В.Барило. – М.: ИПКгосслужбы, ВИПКЭнерго, 2006. – 724 с.
17. *Федоренко Г.М., Выговский А.В., Крупа О.А.* Моделирование тепловых процессов в стержне обмотки статора турбогенератора ТВВ-1000-2У3 с целью повышения надежности и эффективности эксплуатации // Сб. материалов МНТК "Проблемы повышения эффективности электромеханических преобразователей в электроэнергетических системах". – 2007. – С. 5 – 9.
18. *Хуторецкий Г.П., Токов М.И., Толвинская Е.В.* Проектирование турбогенераторов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд. – 1987. – 256 с.
19. ГОСТ 533-2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.

Надійшла 13.05.09