

К.А. Кучинський, О.Г. Кенцицький

Термомеханічні навантаження ізоляції обмотки статора потужного турбогенератора за наявності дефектів водяного охолодження

Проведено аналіз інцидентів на АЕС України, пов'язаних із аварійним відключенням енергоблоків від мережі внаслідок відмов турбогенераторів. Встановлено, що причиною більшості із них є недостатня надійність системи безпосереднього охолодження обмотки статора. Найбільш проблемним вузлом обмотки на сьогодні є лобові частини, де при порушеннях охолодження окрім теплового виникають термомеханічні навантаження ізоляції. Рівень цих навантажень залежить від конструктивного виконання лобової частини і характеру порушення циркуляції холодоагенту в стержні. В деяких випадках вони можуть перевищувати граничні значення. Кількість і якість досліджень з цієї проблеми на сьогодні є недостатніми. Метою виконаного дослідження є визначення термомеханічних навантажень ізоляції стержня обмотки статора потужного турбогенератора з безпосереднім рідинним охолодженням при порушеннях циркуляції холодоагенту. Розроблена комплексна математична модель термомеханічних процесів в ізоляції стержнів обмотки статора потужного турбогенератора, що враховує реальну геометрію стержня обмотки, змінні теплові навантаження елементів осердя в радіальному та аксіальному напрямках, а також умови закріплення пазової та лобової частин обмотки. Проведені дослідження термомеханічних процесів в ізоляції стержня обмотки статора потужного турбогенератора. Отримані значення механічних переміщень і напружень для різних видів порушень. Встановлені ділянки стержня, на яких значення механічних навантажень при певних умовах можуть перевищувати межі механічної міцності матеріалу ізоляції обмотки статора. Зі зниженням витрати дистилату збільшуються радіальні переміщення і напруження в ізоляції стержня обмотки в зоні виходу стержня із паза. При цьому значення радіальних напружень в ізоляції в місцях закріплення лобових частин перевищують припустимі значення. Запропоновані математичні моделі дозволяють реалізувати обчислювальні експерименти і можуть бути використані на практиці для створення та відпрацювання систем діагностики, аналізу, моделювання і розслідування аварійних ситуацій при експлуатації турбогенераторів на електростанціях України. Бібл. 20, табл. 1, рис. 8.

Ключові слова: турбогенератор, обмотка статора, водяне охолодження, порушення циркуляції, термомеханічні навантаження.

Вступ. Аналіз інцидентів, пов'язаних з незапланованими аварійними відключеннями енергоблоків АЕС України від мережі і зниженням навантаження, свідчить, що їх значна частка (від 30 до 70 %) є наслідком недостатньої надійності електротехнічного обладнання.

Найбільша частка у недовиробітку електроенергії через відмови електротехнічного обладнання припадає на турбогенератори (ТГ) (до 70-80 %), пристрої релейного захисту і автоматики (до 15 %), вимірвальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %) [1]. Тобто ТГ на сьогодні є найбільш проблемними (ненадійними) з точки зору недовиробітку електроенергії, оскільки кожне пошкодження ТГ призводить до тривалого і вартісного ремонту.

Створення ТГ великої потужності було би неможливим без застосування сучасних систем охолодження найбільш навантажених у електромагнітному відношенні вузлів. Перш за все це стосується обмотки статора. Впровадження безпосереднього рідинного (водяного) охолодження стержнів обмотки статора дозволило до 3000 А/см підвищити лінійне навантаження і, як наслідок, збільшити одиничну потужність енергоблоків, зокрема і атомних електростанцій. Сьогодні одинична потужність більшості енергоблоків атомних електростанцій у 1000-1300 МВт є звичайним явищем.

ТГ з водяним охолодженням обмоток мають підвищену безпеку засмічування каналів охолодження (фоулінг-процес). Аналіз інформації про виникнення й розвиток термічних дефектів обмоток статорів ТГ показує, що всі вони пов'язані з порушеннями охолодження. Найбільш небезпечним порушенням є часткове або повне закупорювання каналів охолодження. Основними причинами цього явища є відкладення у водяних каналах і потрапляння водню в дистилат. При закупорюванні порожнистих провідників їх температура може значно перевищувати припустимий рівень [2].

Статистичний аналіз даних досвіду експлуатації потужних ТГ з безпосереднім охолодженням обмотки статора показує, що частка відмов, пов'язаних з порушенням циркуляції дистилату в ній, складає 10-20 % від загальної кількості. А час простою енергоблоку по цій причині займає близько 12 % від сумарного [3]. У питомій вартості такі відмови поступаються лише відмовам, викликаним розпушуванням крайніх пакетів осердя статора [4].

Згідно з масштабним дослідженням [5], більше половини усіх відмов генераторів пов'язана з ушкодженнями ізоляції. Дія високих температур зменшує електричну і механічну міцність ізоляції внаслідок прискорених процесів теплового старіння.

За результатами обстежень на електростанціях [6] на 6-ти з 15-ти ТГ з безпосереднім охолодженням обмотки статора потужністю 320 МВт було виявлено 10 стержнів із зниженою витратою дистилату. Тобто практично кожен третій генератор, що знаходяться в експлуатації, має стержні із засміченими каналами охолодження і витратою дистилату нижче технічних норм. Особливо це небезпечно для ТГ граничної потужності (800 МВт і вище), оскільки щільність струму в них у 2-2,5 разів вища. У семи стержнях обмотки статора генератора типу ТВВ-1000-4 виявлено зниження витрати дистилату нижче мінімально допустимого. Один стержень ТВВ-800-2 мав витрату дистилату істотно нижче мінімально припустимого рівня (біля 72 % номінального), у двох стержнях зниження витрати дистилату сягало 81 і 51 % номінального.

Відомі випадки пошкодження ТГ, обумовлених, в тому числі, і порушенням циркуляції холодоагенту через часткову і повну закупорку порожніх провідників. Загальною для цих випадків кінцевою подією, що вимагає значних фінансових і часових витрат на

© К.А. Кучинський, О.Г. Кенцицький

ремонт і усунення наслідків, є пробій головної ізоляції (зокрема, аварія генератора типу ТВВ-1000-4 енергоблоку № 1 Калінінської АЕС, 1988 р.; пробій ізоляції стержня обмотки статора генератора типу ТВВ-500-2У3 Чорнобильської АЕС, 1994 р.; аварія генератора типу ТВВ-1000-2У3 на Хмельницькій АЕС, 1997 р.; аварійне відключення від мережі блоку № 3 Південноукраїнської АЕС внаслідок пошкодження верхнього стержня обмотки статора генератора типу ТВВ-1000-2У3, 2003 р.; аварійне відключення генератора енергоблоку № 1 Хмельницької АЕС через неприпустиме підвищення температури стержня обмотки статора при виконанні програми пускових операцій, 2019 р. тощо). Фіксувалися також випадки закупорки порожнистих провідників обмотки статора чотириполюсних генераторів АЕС потужністю 1000 МВт.

Постановка задачі. Починаючи з 2011 р. на 10 енергоблоках АЕС України із 13 були проведені обстеження стану обладнання і виконаний комплекс робіт по подовженню строків їх експлуатації. В тому числі зазначені заходи стосувались і електротехнічного обладнання, включаючи ТГ та їхні системи забезпечення. Результатом виконаних робіт стало подовження терміну експлуатації енергоблоків ще на 20 років понад нормативний (30 років).

Однак, починаючи з 2016 р. кількість відмов ТГ почала зростати [1]. Причому це стосується машин потужністю 1000 МВт як у двополюсному, так і у чотириполюсному виконанні. Зокрема, пошкоджуваність чотириполюсних ТГ потужністю 1000 МВт за період 2015-2019 рр. у порівнянні із 2006-2010 рр. [7] зросла втричі. Аналіз наявних даних дозволяє зробити висновок, що показники надійності трьох двополюсних ТГ із п'яти і трьох чотириполюсних із восьми не відповідають вимогам ГОСТ 533-2000.

На сьогодні однією із основних проблем, що виявлені при експлуатації і виконанні ремонтних робіт генераторів типу ТВВ-1000-4У3, є розгерметизація стержнів обмотки (зона I на рис. 1). Більшість випадків розгерметизації обмотки виявляється в період планово-попереджувальних ремонтів, і тільки в шести випадках втрата герметичності обмотки привела до аварійних зупинок енергоблоків. Попадання дистилату всередину корпусної ізоляції при течах елементарних провідників викликає поступове її зволоження та призводить до її електричного пробою. Стержень виходить з ладу. Надалі – тривалий ремонт із суттєвими економічними витратами. У табл. 1 наведені показники пошкоджуваності ТГ типу ТВВ-1000-4У3 енергоблоків АЕС України у 2015-2019 рр. Питома пошкоджуваність ТГ у чотириполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 становила 0,24 пошкодження на генераторо-рік експлуатації [1].

Оскільки ТГ є одними з найбільш відповідальних об'єктів, що забезпечують функціонування електроенергетичної системи, основні зусилля фахівців спрямовані на наукові дослідження електромагнітних і теплових процесів, силових взаємодій, рівня магнітних втрат в осердях статорів різних конструкцій [8-11]. Проте істотно важливим є також аналіз термомеханічних навантажень елементів обмотки статора за різних умов експлуатації ТГ.

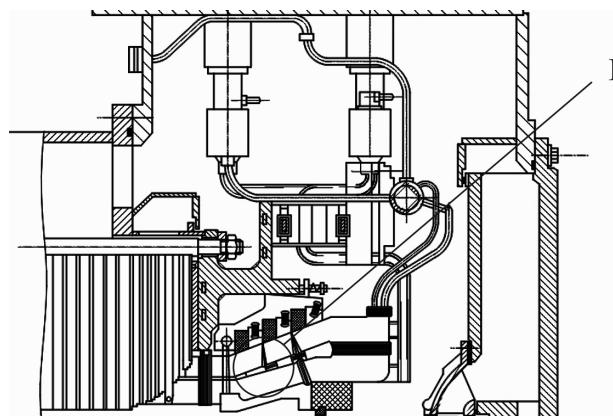


Рис. 1. Торцева зона статора ТГ типу ТВВ-1000-4У3

Таблиця 1
Показники пошкоджуваності ТГ типу ТВВ-1000-4У3

Кількість на АЕС України	8
Кількість пошкоджень	6
Недовиробіток електроенергії, млн. кВт-годин	2230

Одним із вузлів ТГ з підвищеною ушкодженістю є торцева зона статора (рис. 1), на елементах якої сконцентрований комплекс значних нерівномірно розподілених електромагнітних, теплових та термомеханічних навантажень. У зв'язку з чим актуальною задачею виконаного дослідження є визначення впливу цих навантажень на надійність елементів кінцевої частини обмотки статора на виході з паза осердя та в області її кріплень при порушенні циркуляції холодоагенту в стержні (зона I, рис. 1).

Виникнення та розвиток більшості термічних дефектів обмотки статора пов'язане з порушеннями охолодження. При цьому перегрів небезпечний не тільки через підвищення ймовірності теплового пробою корпусної ізоляції, але і термомеханічним впливом на елементи провідників та ізоляції обмотки, обумовленим обмеженнями теплового подовження стержня [12].

Значні температурні градієнти обумовлюють виникнення термопружних сил, а термомеханічні напруження можуть перевищити припустимі на розрив значення для відповідних конструктивних матеріалів. У ряді випадків дефект порушення циркуляції охолоджувальної води в обмотці виявляється, коли вже відбувається процес інтенсивного руйнування корпусної ізоляції, що призводить до її пробою і важкої аварії. Тому до найважливіших питань, що підлягають експериментальному дослідженню у найближчі роки, належать, у тому числі, термічний і термомеханічний аспекти живучості генераторів великої потужності [13].

На практиці термомеханічні процеси в потужних ТГ моделюються переважно наближеними аналітичними виразами або на основі одномірних стержневих розрахункових схем.

У [14] проаналізований вплив особливостей закріплення обмотки статора у пазовій та лобовій частинах, зниження рівня фрикційної взаємодії між обмоткою і зубцями в торцевій зоні на певній довжині L_c на характер розподілу тиску пресування осердя за результатами розрахунків на основі восьмистержневої одномірної моделі. Розглянута конструкція з деякими еквівалентними тепловими і механічними параметрами вважається симетричною відносно середини статора. При цьому допускається, що всі стержні моделі

нагріті рівномірно за довжиною і розточкою статора; корпусна ізоляція та електропровідна частина стержня не мають взаємних аксіальних переміщень (зміщень); зубці і спинка осердя становлять одне ціле. Термомеханічні процеси описуються системою одномірних диференціальних рівнянь за аксіальною координатою x . За результатами зроблений висновок, що переміщення обмотки статора в пазах призводить до механічного навантаження лобових частин і елементів їх кріплення. Ці навантаження тим більші, чим вище жорсткість закріплення лобових частин і нижче щільність кріплення стержнів в пазах.

Аналіз результатів термомеханічних досліджень в потужних ТГ дозволяє зробити висновок, що для теоретичного обґрунтування одновимірних стержневих розрахункових схем вирішальне значення має вибір їх параметрів. Ряд їх поєднань зазвичай можна отримати тільки на основі результатів експериментальних досліджень, які, у свою чергу, надзвичайно складно проводити на натурних об'єктах в реальних умовах експлуатації. Залишається невирішеним ряд проблем, пов'язаних з порівняно високим відхиленням розрахункових результатів від даних натурних випробувань, що може бути неприйнятним для оцінки механічного стану відповідальних елементів статора. Тому, подальше вдосконалення підходів до моделювання міцнісних характеристик останніх є актуальною науково-технічною задачею.

Проведення оцінки безпосередньо механічного стану системи ізоляції складне без побудови коректних моделей пов'язаних елементів статора, передусім, осердя і стержнів обмотки, що обумовлено високим рівнем дискретизації моделі.

У статті [15] з використанням комбінованих (чисельно-аналітичних) термомеханічних моделей досліджуються механічні напруження термічного походження в секційованій двошаровій всипній обмотці з мідного дроту 0,9 мм, просоченою епоксидною смолою, на сегменті 6-ти полюсного статора компактної реактивної машини. Наведено залежності зміни напружень від коефіцієнта лінійного температурного розширення та коефіцієнта заповнення паза міддю. Констатується, що при високій температурі міді напруження може значно перевищити межі плинності та міцності полімерних покриттів і призвести до їх руйнування.

У роботі [16] розглядається процес пресування котушок обмотки статора електричних машин під високим тиском з метою збільшення коефіцієнта заповнення пазів та його вплив на ізоляцію провідника з термореактивної полімерної плівки товщиною від 0,05 до 0,1 мм (деформацію та теплопровідність). Для прогнозування ефективної теплопровідності обмоток здійснено аналітичне та чисельне (методом скінченних елементів) моделювання теплового стану в сталому режимі та аналіз механічних напружень стиснутих електричних котушок.

У роботі [17] відзначається, що в ізоляції статорів вітроенергетичних установок при перехідних режимах виникають підвищені рівні термомеханічних напружень. Для визначення їх дійсного рівня була зібрана інформація по температурах впродовж року, і їх розподіл був проаналізований за допомогою статистичних методів.

У [18] описана скінченно-елементна модель вібраційних характеристик торцевої зони статора ТГ потужністю 600 МВт. Основні фізико-механічні властивості елементів статора, що використовуються в моделі, визначаються за результатами натурних експериментів. Стержні обмотки з безпосереднім водяним охолодженням, зважаючи на складність внутрішньої структури, моделюються однорідним ізотропним матеріалом з властивостями, визначеними випробуваннями на вигин.

Наближені методи вирішення задач термопружності засновані на узагальненому принципі мінімуму потенційної енергії деформації спільно з виразами, що апроксимують можливі напруження [3]. При цьому передбачається, що тіло знаходиться під дією поверхневих і об'ємних сил при відомому розподілі температурного поля.

Отримання найбільш повних результатів за значеннями переміщень, деформацій і напружень при зміні температури в елементах генератора може бути досягнуто шляхом математичного моделювання термомеханічних процесів в стержнях із застосуванням методу скінченних елементів (МСЕ) як в стаціонарних, так і в нестационарних режимах експлуатації.

Мета статті полягає у розробці математичної моделі та аналізі термомеханічних процесів в елементах статора турбогенератора з урахуванням наявності теплових дефектів з визначенням ділянок стержня, термомеханічні напруження на яких є найбільшими.

У роботі наведені результати теоретичних досліджень параметрів термомеханічного навантаження елементів статорної обмотки генератора (ізоляції стержня) в різних температурних режимах його експлуатації, зокрема, при різних витратах дистилату (термічних дефектах охолодження).

Моделювання термомеханічних процесів в ізоляції стержнів обмотки статора турбогенератора з водяним охолодженням. Вирішення поставлених задач здійснюється шляхом використання МСЕ.

Вихідними параметрами для дослідження термомеханічних переміщень і напружень вузлів скінченно-елементної моделі за різних умов охолодження стержня обмотки статора є розподіли температур основних вузлів осердя статора у двовірній постановці від центрального перерізу машини до кінцевих зон з боку турбіни, а також термомеханічні властивості матеріалів конструкції (сталі, міді, ізоляції) – їх модулі пружності E , коефіцієнти теплового розширення α і Пуассона μ [3].

Для вирішення задачі термопружності застосовуємо трикутний скінченний елемент відповідно до шістьох компонентів вузлових переміщень. Координати вершин (вузлів) i, j, m в декартовій системі координат можуть вибиратися довільно, що є істотною перевагою МСЕ. Кожен елемент характеризується також товщиною t і відхиленням своєї температури від деякого рівноважного значення ΔT .

Приймається, що температура за довжиною стержня змінюється за лінійним законом, при цьому максимальне значення температури досягається на виході обмотки з боку турбіни, де нагрів охолоджувальної води в порожнистих провідниках стержнів найбільший.

Повна система рівнянь елемента для розрахунку невідомих переміщень U у вузлах [19] записується як

$$[k] \begin{Bmatrix} U_{2i-1} \\ U_{2i} \\ U_{2j-1} \\ U_{2j} \\ U_{2m-1} \\ U_{2m} \end{Bmatrix} = \{f\}, \quad (1)$$

де $[k]$ – матриця жорсткості елемента; змінні U з індексами «2» (тобто у двовірній постановці задачі) відповідають значенням переміщень вздовж вісі y , а з індексами «2-1» – вздовж вісі x ; $\{f\}$ – обумовлений тепловим впливом вектор навантаження елемента.

Рішення полів переміщень по МСЕ здійснюється мінімізацією потенційної енергії пружного тіла [3]. Ліва частина системи рівнянь для елементів області:

$$[K] = \int_V [B]^T [D] [B] dV, \quad (2)$$

де $[B]$ – матриця градієнтів, що зв'язує деформації та переміщення; $[B]^T$ – транспонована матриця; $[D]$ – матриця пружних констант, що описує механічні властивості зв'язаних елементів; V – об'єм скінченного елемента.

Права частина системи рівнянь:

$$\{f\} = - \int_V [N]^T \begin{Bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{Bmatrix} dV - \int_V [B]^T [D] \{\varepsilon_0\} dV - \int_S [N]^T \begin{Bmatrix} P_x \\ P_y \\ P_z \end{Bmatrix} dS - \{P\}, \quad (3)$$

де $[N]^T$ – транспонована матриця функцій форми; X, Y, Z – об'ємні сили; $\{\varepsilon_0\}$ – початкова деформація елемента, що обумовлена тепловим розширенням; S – площа скінченного елемента; P_x, P_y, P_z – поверхневі навантаження; $\{P\}$ – вектор-стовпчик вузлових сил.

Матриця градієнтів:

$$[B] = \frac{1}{2S} \begin{bmatrix} b_i & 0 & b_j & 0 & b_m & 0 \\ 0 & c_i & 0 & c_j & 0 & c_m \\ c_i & b_i & c_j & b_j & c_m & b_m \end{bmatrix}, \quad (4)$$

де коефіцієнти зв'язані із координатами вершин елемента:

$$\begin{aligned} b_i &= y_j - y_m, & c_i &= x_m - x_j, \\ b_j &= y_m - y_i, & c_j &= x_i - x_m, \\ b_m &= y_i - y_j, & c_m &= x_j - x_i, \end{aligned} \quad (5)$$

матриця пружних констант:

$$[D] = \frac{E}{1-\mu^2} \begin{bmatrix} 1 & \mu & 0 \\ \mu & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1-\mu}{2} \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Тоді

$$[k] = [B]^T [D] [B] tS, \quad (7)$$

$$\{\varepsilon_0\} = \alpha \Delta T \begin{Bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \end{Bmatrix}, \quad (8)$$

$$\{f\} = [B]^T [D] \{\varepsilon_0\} tS = \frac{\alpha E t \Delta T}{2(1-\mu)} \begin{Bmatrix} b_i \\ c_i \\ b_j \\ c_j \\ b_m \\ c_m \end{Bmatrix}. \quad (9)$$

Отримана система алгебраїчних рівнянь великого порядку (рівного подвоєній кількості вузлів) вирішується методом виключення за Гаусом.

Після визначення вузлових значень вектора переміщень на основі даних про нагрів кожного елемента і термомеханічних коефіцієнтів його матеріалу обчислюються компоненти деформацій в елементах з урахуванням відповідних початкових і граничних умов за допомогою рішення системи:

$$\begin{Bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_{xy} \end{Bmatrix} = [B] \cdot \begin{Bmatrix} U_{2i-1} \\ U_{2i} \\ U_{2j-1} \\ U_{2j} \\ U_{2m-1} \\ U_{2m} \end{Bmatrix}. \quad (10)$$

Компоненти напружень у матеріалі, що знаходиться всередині скінченного елемента, визначаються різницею між існуючими і початковими деформаціями тіла, що обумовлені температурними впливами. Таким чином, відмінні від нуля компоненти напружень $\{\sigma\}^T = [\sigma_x, \sigma_y, \tau_{xy}]$ в елементах обчислюються за законом Гука

$$\{\sigma\} = [D] \{\varepsilon\} - [D] \{\varepsilon_0\}. \quad (11)$$

Аналіз результатів чисельних досліджень. Дослідження проведено для чотириполюсного генератора типу ТВВ-1000-4У3 потужністю 1000 МВт.

Розрахунковою областю є найбільш нагріта половина стержня (пазова і лобова частини) обмотки статора з боку турбіни (рис. 2).

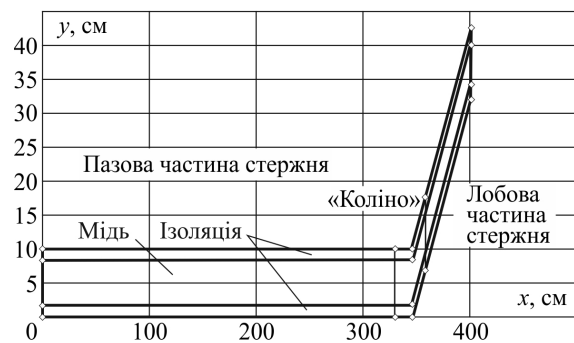


Рис. 2. Розрахункова область стержня

Для наочності верхній і нижній шари моделі, що відповідають ізоляції, виділені з порушенням масштабу. Вертикальними лініями в місці виходу обмотки з паза виділена «вільна» (від кріплень) зона стержня. При цьому приймалося, що переміщення вздовж вісі x на середині стержня в активній зоні статора (в центральному поперечному перетині машини) дорівнюють нулю. Переміщення всіх вузлів моделі вздовж вісі y на дні паза та на межі верхнього і нижнього стержнів обмотки статора (пазова частина обмотки) також від-

сутні. У цій області досліджень вільні для переміщень компоненти – тільки вздовж вісі x .

Аналізувалися термомеханічні характеристики (переміщення та напруження в ізоляції стержня обмотки статора генератора) в режимах номінального навантаження при нормальних умовах його охолодження, а також при наявності термодефектів – при $1/2$ і $1/3$ витраті дистилляту через стержень.

Кріплення не повинно перешкоджати переміщенню лобових частин в аксіальному напрямку (вздовж вісі x) при тепловому подовженні прямолінійної пазової частини обмотки статора. При цьому за результатами термомеханічного розрахунку половини статора (від середини до торцевої зони з боку турбіни) отримані значення складових переміщень вузлів осердя в аксіальному перерізі були граничними умовами I роду для вузлів моделі стержня, в яких «здійснювалося» закріплення лобових частин.

Температури ізоляції в елементі кожного поперечного перерізу в пазовій частині розраховувалися як середнє арифметичне між значеннями в міді обмотки і залізі статора моделі осердя. Зміна температури вузлів стержня при переході від елемента до елемента за довжиною моделі задавалася за лінійним законом. У результаті отримуємо рядки значень вузлових переміщень і напружень в скінченних елементах.

На рис. 3 і 4 наведені графіки зміни відповідно термомеханічних переміщень і напружень уздовж шару ізоляції за координатами x і y (надалі криві 1 і 2) в пазовій і лобовій частинах обмотки при номінальних умовах охолодження стержнів обмотки статора.



Рис. 3. Розподіл переміщень в ізоляції уздовж стержня



Рис. 4. Розподіл напружень в ізоляції уздовж стержня

Як видно, при нагріванні обмотки відбувається аксіальне зміщення стержнів відносно осердя статора (рис. 3, крива 1), що відповідає умові конструктивного забезпечення свободи переміщення стержня вздовж вісі x . У зоні виходу обмотки з паза відбувається радіальна

«деформація» стержня у «вільній» від кріплень зоні (рис. 3, крива 2). При цьому закріплення обмотки в лобовій зоні перешкоджає «необмежено вільному» зміщенню, внаслідок чого в стержнях і в деталях кріплення лобових частин виникають зусилля стиску (рис. 4, криві 1, 2). У пазовій частині напруження стиску пояснюються граничними умовами в середині моделі і неможливістю радіальних переміщень вузлів стержня. У «вільній» зоні стержня (на його «коліні») напруження практично відсутні. «Піки» на виході з паза і в місці початку кріплення в лобовій частині обумовлені різкою зміною граничних умов в цих так званих «особливих точках» і методичними властивостями наближеного скінченно-елементного підходу (ступенем дискретизації розрахункової області) до вирішення задачі.

Таким чином, за номінальної температури обмотки та умов її охолодження значення радіальних і аксіальних напружень в ізоляції вздовж довжини стержня в основному не перевищують припустимих значень (80-90 МПа).

Рис. 5 і 6 відображають відповідно значення і характер зміни термомеханічних переміщень і напружень в ізоляції при $1/2$ витраті охолоджувача через стержень. Зниження витрати приймалося рівномірним по всіх охолоджуючих каналах.



Рис. 5. Розподіл переміщень в ізоляції уздовж стержня



Рис. 6. Розподіл напружень в ізоляції уздовж стержня

Зі зниженням витрати води на 50 % незначно збільшуються аксіальні і істотно (більш ніж у два рази) радіальні переміщення в місці виходу стержня із паза. При цьому значення радіальних напружень в елементах ізоляції пазової зони і в місцях кріплення лобових частин перевищують припустимі значення. В останніх те ж саме відноситься і до аксіальних напружень.

З погіршенням умов охолодження (при наявності всього $1/3$ витрати дистилляту через обмотку – рис. 7, 8) термомеханічні характеристики ізоляції істотно погіршуються по всій довжині стержня, значення напружень

перевищують допустимі за межами механічної міцності матеріалу на розрив значення, що є неприпустимим.

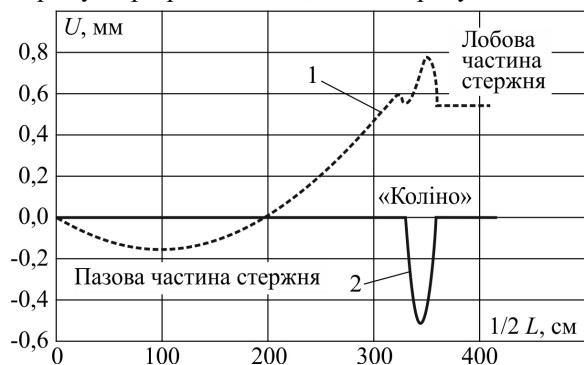


Рис. 7. Розподіл переміщень в ізоляції уздовж стержня

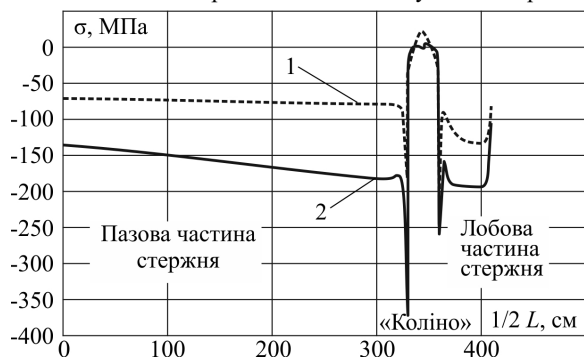


Рис. 8. Розподіл напружень в ізоляції уздовж стержня

Таким чином, щоб уникнути аварійних ситуацій потрібний постійний контроль температури стержнів обмотки статора. У [20] підкреслюється важливість ретельного регулярного тестування на герметичність стержнів з водяним охолодженням, міститься інформація про причини та розвиток витоків води, описуються рекомендовані методи перевірки, тестування на зниження тиску, обслуговування, а також пропонуються можливі варіанти своєчасного ремонту.

Висновки.

1. Розроблено математичну модель і методику чисельного розрахунку термомеханічних характеристик в елементах стержня обмотки статора потужного турбогенератора при наявності дефектів охолодження. В основу методики покладено метод скінчених елементів, реалізований у вигляді пакету прикладних програм для персонального комп'ютера.

2. У роботі наведені результати чисельних розрахунків термомеханічних напружень елементів статорної обмотки (ізоляції стержня) чотириполюсного генератора типу ТВВ-1000-4У3 потужністю 1000 МВт в залежності від температурного режиму з урахуванням зміни витрати дистилляту. Показано, що за номінальних умов охолодження стержнів обмотки статора переміщення сягають 600 мкм (аксіальні) та 200 мкм (радіальні), термомеханічні напруження – у середньому 60 і 70 МПа при температурі 69,8 та 85,3 °С в пазовій і лобовій частинах обмотки відповідно. При порушеннях: 705 та 401 мкм; напруження – 125 і 150 МПа при температурі 100,8 та 147,3 °С (1/2 витрати дистилляту); 790 та 500 мкм, 160 і 190 МПа при температурі 116,3 та 178,3 °С (1/3 витрати дистилляту).

3. Порівняльний аналіз термомеханічних напружень в ізоляції стержня при порушеннях циркуляції

дистилляту в обмотці статора показав, що найбільші їх значення спостерігаються поблизу виходу стержня із паза і місця кріплення лобових частин. З погіршенням умов охолодження навіть у номінальному режимі навантаження їх значення в окремих вузлах ізоляції перевищують межу механічної міцності матеріалу на розрив. При менших порівняно з номінальними витратами води теплові та термомеханічні характеристики елементів стержня обмотки значно посилюються з точки зору порушення фізичних властивостей матеріалу ізоляції та надійності роботи машини в цілому.

4. Розроблені моделі і методики можуть застосовуватися для дослідження теплових і термомеханічних процесів з урахуванням відмінних від розглянутих у статті дефектів охолодження, а також наявності зовнішніх механічних впливів, у маневрених режимах пуску і скидання електричного навантаження ТГ, для дослідження ефективності різних способів регулювання охолодження тощо.

Конфлікт інтересів. Автори статті заявляють про відсутність конфлікту інтересів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кенсіцький О.Г. Експлуатаційна надійність генеруючого обладнання енергоблоків атомних електростанцій України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, 2021, вип. 58, с. 100-106. doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.58.100>.
2. Svoboda R., Blecken W.-D. Corrosion and deposits in water-cooled generator stator windings: overview of water cooling of generators. *PowerPlant Chemistry* 2018, vol. 20, no. 5, pp. 290-294.
3. Кучинський К.А. Тепловые и термомеханические процессы в турбогенераторах: монографія. – К.: ТОВ «Про Формат», 2020. – 239 с.
4. Хуторецький Г.М., Федоренко Г.М., Вартанян А.Г., Крушинський А.Г. Нагрев стержня обмотки статора мощного турбогенератора с непосредственным охлаждением. *Технічна електродинаміка*, 1990, № 4, С. 55-62.
5. Brutsch R., Tari M., Frohlich K., Weiers T., Vogelsang R. Insulation Failure Mechanisms of Power Generators [Feature Article]. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, vol. 24, no. 4, pp. 17-25. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2008.4581636>.
6. Поляков В.И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы. *Электрические станции*, 2001, № 10, с. 34-39.
7. Ключников О.О., Федоренко Г.М., Вигорський О.В. Прогнозування термодекретів в обмотці та осерді статора потужних турбогенераторів блоків АЕС та їхня локалізація за допомогою інтелектуальних методів і засобів. *Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля*, 2011, вип. 17, с. 17-26.
8. Li S., Gallandat N.A., Mayor J.R., Habetler T.G., Harley R.G. Calculating the Electromagnetic Field and Losses in the End Region of a Large Synchronous Generator Under Different Operating Conditions With 3-D Transient Finite-Element Analysis. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, vol. 54, no. 4, pp. 3281-3293. doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2823262>.
9. Ide K., Hattori K., Takahashi K., Kobashi K., Watanabe T. A Sophisticated Maximum Capacity Analysis for Large Turbine Generators Considering Limitation of Temperature. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2005, vol. 20, no. 1, pp. 166-172. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.842389>.
10. Albanese R., Calvano F., Dal Mut G., Ferraioli F., Formisano A., Marignetti F., Martone R., Romano A., Rubinacci G., Tamburrino A., Ventre S. Coupled Three Dimensional Numerical Calculation of Forces and Stresses on the End Windings of

Large Turbo Generators via Integral Formulation. *IEEE Transactions on Magnetics*, 2012, vol. 48, no. 2, pp. 875-878. doi: <https://doi.org/10.1109/TMAG.2011.2173307>.

11. Мильх В.И., Ревуженко С.А. Сравнительный анализ мощности магнитных потерь в сердечнике статора турбогенератора с аксиальными вентиляционными каналами в его ярме и зубцах. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії, 2019, № 20(1345), с. 167-171. doi: <https://doi.org/10.20998/2409-9295.2019.20.24>.

12. Виговський О.В. Аналіз, прогнозування та управління термомеханічними дефектами в системах водяного охолодження обмоток статорів потужних турбогенераторів АЕС. *Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля*, 2015, вип. 24, с. 20-26.

13. Stone G.C., Sedding H.G., Wheeler R., Wilson A. Results of Destructive Analysis of Service-Aged Hydrogenerator Stator Winding Insulation. *CIGRE SCAI Colloquium*, 26 Sep. 2019, 8 p.

14. Зозулін Ю.В., Антонов О.Є., Бичік В.М., Боричевський А.М. та ін. *Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій*. Харків: ПФ «Колегіум», 2011. – 228 с.

15. Silwal B., Sergeant P. Thermally Induced Mechanical Stress in the Stator Windings of Electrical Machines. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 8, art. no. 2113. doi: <https://doi.org/10.3390/en11082113>.

16. Kulan M.C., Baker N.J., Widmer J.D., Lambert S.M. Modelling the Mechanical and Thermal Properties of Compressed Stator Windings. *8th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2016)*, p. 6. doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0132>.

17. Rui Liang, Xuezhong Liu, Tianlong Zhang, Rui Zhang, Guofang Liu, Jing Wang, Yonghong Ji, Jian Yang. Determination of thermal and thermo-mechanical stresses in stator insulation of wind turbine generator based on online monitoring temperatures. *2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, 2016, pp. 1183-1186. doi: <https://doi.org/10.1109/ICD.2016.7547829>.

18. Zhao Y., Yan B., Chen C., Deng J., Zhou Q. Parametric Study on Dynamic Characteristics of Turbogenerator Stator End Winding. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2014, vol. 29, no. 1, pp. 129-137. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2013.2294334>.

19. Кучинський К.А. Вплив ступеня закріплення обмотки в торці паза статора турбогенератора на термомеханічні характеристики ізоляції її стержня. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, 2022, вип. 61, с. 31-36. doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.61.031>.

20. Worden J.A., Mundulas J.M. *Understanding, Diagnosing, and Repairing Leaks in Water-Cooled Generator Stator Windings*. GE Power Systems, GER-3751A, 2008, no. 1, 28 p.

REFERENCES

1. Kentsytskiy O.H. Operating reliability of generating equipment of power units of nuclear power plants of Ukraine. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 2021, no. 58, pp. 100-106. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.58.100>.

2. Svoboda R., Blecken W.-D. Corrosion and deposits in water-cooled generator stator windings: overview of water cooling of generators. *PowerPlant Chemistry* 2018, vol. 20, no. 5, pp. 290-294.

3. Kuchynskiy K.A. *Thermal and thermomechanical processes in turbogenerators*. Kyiv, TOV Pro Format Publ., 2020. 239 p. (Rus).

4. Khutoretsky G.M., Fedorenko G.M., Vartanyan A.G., Krushinsky A.G. Heating of the stator winding rod of a powerful turbogenerator with direct cooling. *Technical Electrodynamic*, 1990, no. 4, pp. 55-62. (Rus).

5. Brutsch R., Tari M., Frohlich K., Weiers T., Vogelsang R. Insulation Failure Mechanisms of Power Generators [Feature Article]. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, vol. 24, no. 4, pp. 17-25. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2008.4581636>.

6. Poliakov V.I. Diagnostics of the technical condition of a water cooling channels and fastenings of the winding rods of powerful turbogenerators for extension of their service. *Elektricheskie stantsii*, 2001, no. 10, pp. 34-39. (Rus).

7. Klyuchnikov O.O., Fedorenko H.M., Vyhovskiy O.V. Prediction thermal defects in the winding and stator core powerful turbogenerators NPP units and their localization with intelligent methods and means. *Problems of nuclear power plants' safety and of Chernobyl*, 2011, no. 17 pp. 17-26. (Ukr).

8. Li S., Gallandat N.A., Mayor J.R., Habetler T.G., Harley R.G. Calculating the Electromagnetic Field and Losses in the End Region of a Large Synchronous Generator Under Different Operating Conditions With 3-D Transient Finite-Element Analysis. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, vol. 54, no. 4, pp. 3281-3293. doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2823262>.

9. Ide K., Hattori K., Takahashi K., Kobashi K., Watanabe T. A Sophisticated Maximum Capacity Analysis for Large Turbine Generators Considering Limitation of Temperature. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2005, vol. 20, no. 1, pp. 166-172. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.842389>.

10. Albanese R., Calvano F., Dal Mut G., Ferraioli F., Formisano A., Marignetti F., Martone R., Romano A., Rubinacci G., Tamburrino A., Ventre S. Coupled Three Dimensional Numerical Calculation of Forces and Stresses on the End Windings of Large Turbo Generators via Integral Formulation. *IEEE Transactions on Magnetics*, 2012, vol. 48, no. 2, pp. 875-878. doi: <https://doi.org/10.1109/TMAG.2011.2173307>.

11. Milykh V.I., Revuzhenko S.A. Comparative analysis of the magnetic losses power in the stator core of a turbogenerator with axial ventilation channels in its yoke and teeth. *Bulletin of NTU «Kharkiv Polytechnic Institute» Series: Electrical Machines and Electromechanical Energy Conversion*, 2019, no. 20(1345), pp. 167-171. (Rus). doi: <https://doi.org/10.20998/2409-9295.2019.20.24>.

12. Vyhovskiy O.V. Analysis, prediction and control of thermomechanical defects in the water cooling system of the stator windings of powerful turbogenerators NPP. *Problems of nuclear power plants' safety and of Chernobyl*, 2015, no. 24, pp. 20-26. (Ukr).

13. Stone G.C., Sedding H.G., Wheeler R., Wilson A. Results of Destructive Analysis of Service-Aged Hydrogenerator Stator Winding Insulation. *CIGRE SCAI Colloquium*, 26 Sep. 2019, 8 p.

14. Zozulin Yu.V., Antonov O.E., Bychik V.M., Borychevskiy A.M. *Creation of new types and modernization of existing turbogenerators for thermal power stations* Kharkiv, Kollegium Publ., 2011. 228 p. (Ukr).

15. Silwal B., Sergeant P. Thermally Induced Mechanical Stress in the Stator Windings of Electrical Machines. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 8, art. no. 2113. doi: <https://doi.org/10.3390/en11082113>.

16. Kulan M.C., Baker N.J., Widmer J.D., Lambert S.M. Modelling the Mechanical and Thermal Properties of Compressed Stator Windings. *8th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2016)*, p. 6. doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0132>.

17. Rui Liang, Xuezhong Liu, Tianlong Zhang, Rui Zhang, Guofang Liu, Jing Wang, Yonghong Ji, Jian Yang. Determination of thermal and thermo-mechanical stresses in stator insulation of wind turbine generator based on online monitoring temperatures. *2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, 2016, pp. 1183-1186. doi: <https://doi.org/10.1109/ICD.2016.7547829>.

18. Zhao Y., Yan B., Chen C., Deng J., Zhou Q. Parametric Study on Dynamic Characteristics of Turbogenerator Stator End Winding. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2014, vol. 29, no. 1, pp. 129-137. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2013.2294334>.

19. Kuchynskiy K.A. Influence of the degree of fixing the winding at the end of the slot of the turbogenerator stator on thermomechanical characteristics of its core isolation. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of*

Sciences of Ukraine, 2022, no 61, pp. 31-36. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.61.031>.

20. Worden J.A., Mundulas J.M. *Understanding, Diagnosing, and Repairing Leaks in Water-Cooled Generator Stator Windings*. GE Power Systems, GER-3751A, 2008, no. 1, 28 p.

Надійшла (Received) 20.09.2022

Прийнята (Accepted) 08.11.2022

Опублікована (Published) 01.07.2023

Кучинський Костянтин Артурович¹, д.т.н., с.н.с.,

Кенсіцький Олег Георгійович¹, д.т.н.,

¹ Інститут електродинаміки НАН України,

03057, Київ, пр. Перемоги, 56,

e-mail: kuchynskyu1962@gmail.com (Corresponding Author),

kensitsky@ukr.net

К.А. Kuchynskyi¹, О.Н. Kensytskyi¹

¹ Institute of Electrodynamics of NAS Ukraine,

56, Peremogy Avenue, Kyiv, 03057, Ukraine.

Thermomechanical loads of powerful turbogenerator stator winding insulation in the presence of water cooling defects.

Introduction. An analysis of incidents linked to power units' emergency disconnecting from network as a result of turbogenerators' malfunction on the NPP of Ukraine is conducted. It is identified, that the reason of the majority of incidents is an insufficient reliability of the stator winding's direct cooling system. **Problem.** The most problematic point in winding for today is the frontal parts, where, while cooling is reduced, there are not only thermal, but also thermomechanical loadings on an insulation appearing. The level of these loading depends on

structural design of frontal parts and a character of violation of coolant agent circulation in a bar. In some cases they can exceed limit values. The spread and the quality of research on this issue for today are insufficient. **Goal.** The aim of the completed research is to determine the thermomechanical loading of insulation of stator winding bar in a powerful turbogenerator with a direct liquid cooling under condition when coolant circulation is malfunctioned. **Methodology.** A complex mathematical model of thermomechanical processes in an insulation of stator winding bar of a powerful turbogenerator is developed. It takes into account the real geometry of the winding bar, variable thermal loading of core elements in radial and axial directions, as well as ways of fixation of slot and frontal winding parts. Studies of thermomechanical processes in an insulation of stator winding bar of turbogenerator are conducted. **Results.** Values of mechanical displacement and stress for the different modes of malfunction are obtained. Areas of bar, where mechanical loading may exceed the boundaries of mechanical durability of material of insulation of stator winding are identified. With decline of coolant liquid consumption the radial displacement and stress in the winding insulation bar in the area, where the bar exits from the slot are increasing along with that the values of radial stress of insulation of the winding bar in places of frontal parts' fixation exceed limit values. **Practical significance.** The offered mathematical models allow to realize calculation experiments and can be used in practice for development and validation of diagnostic systems, analysis, design and investigation of emergency situations during exploitation of turbogenerators on power stations of Ukraine. References 20, table 1, figures 8.

Key words: turbogenerator, stator winding, water cooling, violation of circulation, thermomechanical loading.

How to cite this article:

Kuchynskyi K.A., Kensytskyi O.H. Thermomechanical loads of powerful turbogenerator stator winding insulation in the presence of water cooling defects. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 4, pp. 75-82. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.4.11>