



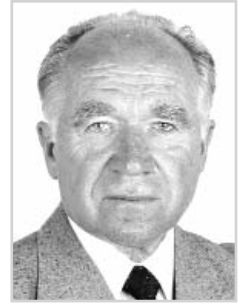
УДК 621.313

КИРИЛЕНКО О.В., академік НАН України,
ФЕДОРЕНКО Г.М., докт. техн. наук,
 Ін-т електродинаміки НАН України, м. Київ,
КЕНСИЦЬКИЙ О.Г., канд. техн. наук,
 Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України

КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ



КИРИЛЕНКО О.В.



ФЕДОРЕНКО Г.М.



КЕНСИЦЬКИЙ О.Г.

Розглянуто основні принципи комплексного аналізу аварійних ситуацій генеруючого обладнання електростанцій. Наведено приклади аналізу аварій потужних турбогенераторів енергоблоків АЕС. Запропоновано заходи по удосконаленню систем контролю й моніторингу обладнання та експлуатаційної нормативно-технічної документації.

Аналіз інцидентів на електростанціях України, пов'язаних з незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі і зниженням навантаження, свідчить, що їх значна частина (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Зокрема, найбільша частка в причинах недовиробітку електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на турбогенератори (до 70–80 %). Тобто, самим ненадійним елементом в технологічному ланцюжку "котел (реактор) – турбіна – турбогенератор – трансформатор" на сьогодні є турбогенератор. Доба незапланованого простою турбогенератора АЕС потужністю 1000 МВт це економічні втрати у 840000 US\$ тільки від недовиробітку електроенергії.

Метою комплексного аналізу аварійних ситуацій генеруючого обладнання електростанцій, в першу чергу, є визначення безпосередніх причин виникнення й розвитку пошкоджень, виявлення недоліків і вад систем контролю і моніторингу технічного стану обладнання й нормативно-технічної експлуатаційної документації і, насамкінець, розроблення дієвих, науково-обґрунтованих заходів по виключенню можливості повторення аналогічних аварій. Комплексний підхід передбачає наявність розвинутої системи реєстрації, обробки та збереження поточної експлуатаційної інформації з елементами контролю й моніторингу технічного стану обладнання, адекватних математичних моделей та бази знань, що відображають реальний перебіг фізичних процесів в елементах і вузлах устаткування (Рис. 1).

Аналіз передаварійної інформації із урахуванням даних попереднього експлуатаційного стану обладнання та із залученням наявної бази знань щодо процесів і явищ в його активних

елементах дозволяє за допомогою математичного моделювання дослідити процес розвитку аварії та обґрунтувати висновки по причинах її виникнення та заходи щодо запобігання аналогічних випадків у майбутньому. База даних щодо експлуатації й обслуговування обладнання у попередній період має включати повний обсяг інформації по режимах експлуатації обладнання, випадках його пошкодження, проведених роботах із ремонту й обслуговування за весь термін роботи, починаючи із моменту його пуску.

Запропонований комплексний аналіз аварійних ситуацій генеруючого обладнання було реалізовано авторами при розслідуванні аварійних зупинок енергоблоків АЕС, пов'язаних із пошкодженнями турбогенераторів, – енергоблока № 1 Калінінської АЕС (1988 р.), енергоблока № 3 Южно-Української АЕС (2006 р.) та енергоблока "Кайга-3" (Індія, 2007 р.).

Для всіх трьох випадків загальною була кінцева подія – пробій головної ізоляції обмотки

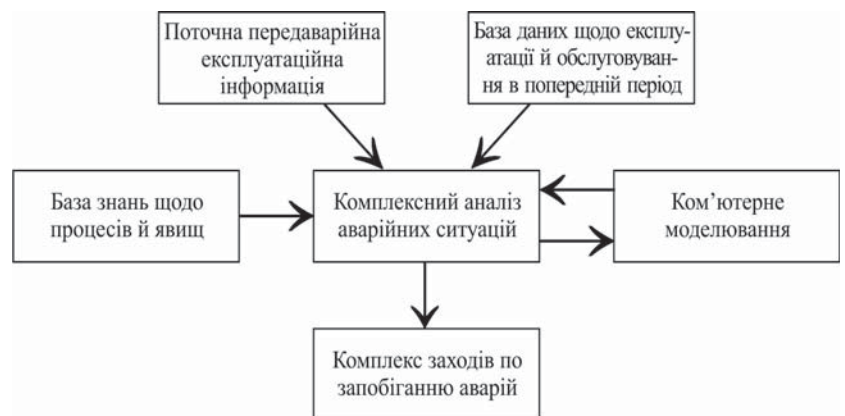


Рис. 1.

статора. Такі пошкодження вимагають значних витрат на ремонт, і їх усунення триває кілька місяців.

Калінінська АЕС, 1988 рік.

Під час зняття характеристики трифазного короткого замикання сталося міжфазне замикання обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-4 енергоблока № 1. Дослідження проводилися після закінчення планово-попереджувального ремонту енергоблока шляхом ступінчастого збільшення струму обмотки статора від 0 до $1,5I_n$. Подія сталась на 762 секунді після початку експерименту при значенні струму обмотки статора у $1,5I_n$ і супроводжувалася виникненням дуги та розплавленням ділянки лобової частини нижнього стрижня обмотки статора. Турбогенератор було виведено у ремонт.

При аналізі складу розплаву, що було зібрано на дні корпусу генератора, фахівцями електростанції окрім приблизно 1,2 кг міді було виявлено сліди заліза. Це стало причиною припущення, що під час проведення планово-попереджувального ремонту турбогенератора ремонтним персоналом на обмотці було забуто якийсь інструмент або деталь оснастки. Для розв'язання суперечностей, що виникли між керівництвом станції та тодішнього ЛВЕО "Електросила", конструкторами турбогенератора у якості незалежних експертів були запрошені автори даної статті.

Енергоблок № 1 було запущено у 1984 р. й прийнято у комерційну експлуатацію у 1985 році, і тому його можна було вважати відносно новим. Але за роки експлуатації вже було зібрано достатньо інформації щодо режимів експлуатації, технічних проблем та проведених робіт із ремонту та обслуговування. Зокрема, при аналізі оперативної інформації було встановлено, що протягом останнього року АСУ ТП енергоблока було

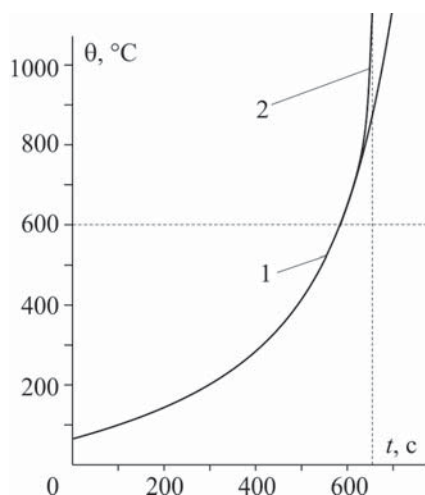


Рис. 2.

зафіксовано поступове підвищення температури одного із нижніх стрижнів обмотки статора. Поки температура знаходилася у припустимих межах (сигнальна уставка максимальної температури стрижня – 75°C) оперативний персонал на неї просто не звертав уваги. Але коли уставка спрацювала виникла необхідність вживання необхідних заходів. І тут сталося дещо незрозуміле. Як було записано у відповідному звіті, "технічним персоналом було проведено порівняння зафіксованої температури із температурами термометрів опору, розташованих в аналогічних у тепловому відношенні зонах". Цього виявилось достатнім аби прийняти рішення, що показання конкретного термометра опору не відповідають дійсності, тобто що він є непрацездатним і може бути відключений від штатної системи термоконтролю. Що і було зроблено.

Зважаючи на наявну інформацію про поступове підвищення температури стрижня в експлуатації та фактичну відсутність контролю його температури на момент інциденту, експертами було зроблено припущення, що відбувалося поступове закупорювання порожнистих елементарних провідників стрижня, і на момент аварії циркуляція холодоагенту через нього була відсутня. Тобто процес нагрівання стрижня мав квазіадіабатичний характер при повній відсутності охолодження.

Розроблена ідеалізована адіабатична математична модель розрахунку температури стрижня $\theta = f(t)$ базувалася на залежності:

$$\theta(t) = \theta_n + \frac{\gamma(\theta)}{c(\theta)\rho(\theta)} j(t)^2 \Delta t k_\phi k_n, \quad (1)$$

де $j(t)$ – функція густини струму в стрижні у часі, що задається у вигляді ступінчастої функції, A/m^2 ; k_ϕ і k_n – коефіцієнти Фільда та додаткових втрат від циркуляційних струмів у стрижні.

Для забезпечення достатньої точності врахування зміни теплофізичних характеристик міді від температури розрахунковий крок Δt було обрано у діапазоні 0,1–0,2 с. Питомі опір $\gamma(\theta)$, густина $\rho(\theta)$ і питома теплоємність $c(\theta)$ було задано у вигляді поліномів

$$y(\theta) = a\theta^3 + b\theta^2 + c\theta + d, \quad (2)$$

що з достатньою точністю апроксимують залежності зазначених параметрів міді від температури в діапазоні 20–1000 $^\circ\text{C}$.

Результати розрахунку температури нижнього стрижня обмотки статора турбогенератора потужністю 1000 МВт у режимі короткого замикання при ступінчастій зміні струму в межах від 0 до $1,5I_{\text{ном}}$ протягом $t = 762$ с представлені на Рис. 2.



Як впливає із наведеного, найімовірніший розвиток ушкодження міг бути наступним. Після початку досліджень почалося підвищення температури стрижня (крива 1). Після досягнення температури приблизно у 600 °С (розраховано відповідно до [1]) сталося руйнування ізоляції між елементарними провідниками стрижня. Між ними виник електричний контакт, і як наслідок – циркуляційний струм від власного поля стрижня. Локальні теплові втрати різко збільшилися ($k_{\text{ц}} = 2,5$ [1]), температура почала різко підвищуватися (крива 2). По досягненні температури плавлення міді (1080 °С) почалося руйнування стрижня, виникнення електричної дуги тощо.

Проведені дослідження процесу на математичній моделі довели, що причиною руйнування стрижня могло бути закупорювання порожнистих елементарних провідників стрижня. А сліди заліза, що були виявлені у розплаві міді, могли належати продуктам, якими і було їх закупорено (стружка, ґрат тощо). Результати аналізу події були розглянуті на науково-технічній нараді у ЛВЕО "Електросила" і отримали підтримку.

Проведені дослідження дозволили зробити наступні висновки:

1. Будь-які відхилення у показаннях термометрів опору штатної системи термоконтролю потребують ретельного вивчення, перш за все, щодо визначення причин їх виникнення. З метою виключення "людського фактору" необхідно максимально автоматизувати аналіз оперативної інформації та моніторинг стану обладнання.

2. Суттєвим недоліком систем штатного термоконтролю потужних електричних машин є відсутність дієвих алгоритмів і програмних засобів автоматичної перевірки працездатності системи в цілому і окремих термометрів опору зокрема.

3. Для надійного моніторингу технічного стану потужних електричних машин із рідинним охолодженням обмотки статора контролю температури стрижнів за допомогою термометрів опору, встановлених у пазах статора, недостатньо. Саме після цієї події штатні системи термоконтролю потужних турбогенераторів із рідинним охолодженням обмотки статора виробництва ЛВЕО "Електросила" були доповнені контролем температури холодоагенту на виході із кожного стрижня обмотки.

Южно-Українська АЕС, 2006 рік.

19 вересня енергоблок № 3 був аварійно відключений від мережі дією електричного захисту від замикань на землю турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ. Після зняття торцевих щитів

корпусу і огляду машини зі сторони збудника були виявлені пошкодження вивідної шини та двох стрижнів обмотки статора. У цій же зоні виявлені 5 перегорілих фторопластових шлангів системи охолодження обмотки статора, а також оплавлення силумінового дифузора. Турбогенератор був виведений у ремонт.

В результаті аналізу попередньої оперативної інформації було виявлено, що з 07.08 по 19.09 турбогенератор експлуатувався із підвищеною вологістю охолоджуючого водню.

З невідомих причин вимірювання температури точки роси 07.09 показало 18 °С, граничним припустимим рівнем якої відповідно до інструкції з експлуатації турбогенератора є 15 °С. Оперативним персоналом станції було прийнято ряд заходів по виявленню причин підвищення вологості та їх усунення. Зокрема, двічі за зміну проводився контроль вологості водню, щозміни виконувалося продування корпусу статора сухим воднем (100–200 м³/на зміну), контролювався вміст водню у дистилляті, хімічний склад рідини, що зливалася із корпусу, тощо. Але всі заходи не дали очікуваного результату. Вологість водню залишалася на підвищеному рівні, а на момент аварії точка роси склала 24 °С (Табл. 1).

До того ж, досвід попередньої експлуатації турбогенератора починаючи із введення енергоблока в експлуатацію у вересні 1989 року свідчив про незадовільний вібраційний стан з'єднувальних та вивідних шин його обмотки, а також елементів їх кріплення. З 1990 по 2002 рік сталося 21 вимушене зупинення енергоблока через ушкодження турбогенератора. При кожному планово-попереджувальному ремонті виявлялися ушкодження кронштейнів кріплення вивідних шин, фторопластових шлангів та гнучких зв'язків виводів обмотки, тріщини на вивідних шинах та їх

Таблиця 1. Результати вимірювань відносної вологості водню у корпусі турбогенератора

Дата	Загальний об'єм зливої рідини, л/за 4 години	Відносна вологість, %	Температура точки роси, °С
04.09	0,1	14,2	7
07.09	0,5	26,2	18
08.09	0,45	26,5	18
09.09	0,5	25,0	18
12.09	0,45	25,3	18
13.09	0,5	24,8	18
16.09	0,4	26,2	18
17.09	0,4	21,4	16
19.09	0,45	38,6	24



ізоляції тощо. Було встановлено, що із підвищенням активного навантаження, особливо після 800 МВт, вібрація зазначених вузлів різко збільшується. Про що неодноразово інформувався виробник турбогенератора – ВАТ "Електросила". Але фахівці ВАТ "Електросила" так й не змогли запропонувати конкретних дієвих заходів щодо зниження вібрацій.

Аналіз даних, зафіксованих ВДК "Регіна", засвідчив, що безпосередньою причиною ушкодження турбогенератора було міжфазне коротке замикання в мережі 24 кВ між фазами А і С. Комісією із розслідування аварії було прийнято рішення, що причиною аварійного відключення турбогенератора було ушкодження корпусної ізоляції між вивідними шинами C_4 і C_6 через її стирання при експлуатації, що призвело до зменшення її товщини і, як наслідок, до зниження електричної міцності й пробою. Супутнім фактором ушкодження було визнано підвищення вологості водню у корпусі генератора.

Разом з тим, необхідно визнати, що джерелом постійного підвищення вологості водню міг бути лише витік дистилату із системи охолодження обмотки статора. Тобто, процес ушкодження обмотки розпочався ще 07.09 з її розгерметизації внаслідок виникнення тріщин порожнистих елементарних провідників стрижня (стрижнів). Причиною чого були зазначені вище підвищені рівні вібрації. Своєчасне виведення турбогенератора у ремонт дозволило би уникнути аварії із суттєвими економічними наслідками. Тільки недовиробіток електроенергії на 31.12.06 склав 2477,35 млн. кВт-годин, що при собівартості 1 кВт-години електроенергії 3,4 US\$ дорівнює втратам 84,3 млн. US\$ (майже стільки коштують два турбогенератора потужністю 1000 МВт фірми Siemens).

Проведений аналіз засвідчив наступне:

1. Вологість водню в корпусі генератора є ефективною діагностичною ознакою герметичності системи охолодження обмотки статора машини і має постійно контролюватися.

2. Турбогенератори із рідинним охолодженням активних зон мають бути оснащені автоматизованими системами постійного контролю вологості внутрішнього холодоагенту (водню або повітря). При цьому контролюватися має відносна вологість, а не точка роси.

3. Експлуатаційна документація потужних машин із рідинним охолодженням має бути доповнена нормами щодо граничних значень відносної вологості холодоагенту у корпусі з зазначенням конкретних дій персоналу у разі відхилення від цих норм.

АЕС "Кайга-3" (Індія), 2007 рік.

26 серпня 2007 року о 02 годині 18 хвилин турбогенератор ТГВ-250-2ПТЗ АЕС "Кайга-3" (Індія) був відключений від мережі дією захисту від замикання "на землю".

Після відключення відповідно до даних, зафіксованих АСУ енергоблока, температура обмотки статора по термометрах опору, установлених між стрижнями в пазах статора, о 02 годині 20 хвилин становила від 95 до 150 °С, максимальна температура сталі осердя статора – 103 °С, дистилату – 121 °С, гарячого газу (середнє значення) – 58°С.

Після зупинки турбогенератор було розібрано. При огляді було виявлено пошкодження статора зі сторони турбіни на гумових ковпаках головок стрижнів 13В, 28Н і 12В, на поверхні ізоляції головки стрижня 11В, а також на перепускних патрубках стрижнів 28Н і 13В. Були зафіксовані сліди від ударів стороннім предметом на перепускних патрубках 12В і 17В; підгари активної сталі осердя статора на другому основному пакеті між 3 і 4 пазами з боку четвертого паза й між 2 і 3 пазами з боку третього паза глибиною до 1,5 мм. Клини між стрижнями 10В – 11В – 12В – 13В зміщені в сторону контактних кілець. На роторі зі сторони турбіни було виявлено відсутність однієї з газорозподільних колодок, на шийці – кільцеві подряпини.

Для визначення причин виникнення ушкодження турбогенератора керівництвом ДП "Завод "Електроважмаш" у якості незалежних експертів були запрошені провідні фахівці Інституту електродинаміки НАН України, яким було надано всі необхідні матеріали.

Аналіз попередньої експлуатаційної інформації, що було накопичено із моменту пуску енергоблока 30.03.07 р., засвідчив наступне.

Під час проведення робіт по налагодженню систем і включенню турбогенератора в мережу було відмічено декілька негативних явищ, які не могли не вплинути на технічний стан машини й були передумовою пошкодження обмотки статора 26.08.07 р. За період із кінця квітня по кінець серпня при пробних пусках персоналом станції було допущено кілька несинхронних включень турбогенератора в мережу при напрузі генератора в протифазі з напругою мережі. Так, при несинхронному включенні машини 28.04.07 струм у фазі U перевищив номінальний у 9,04 рази (номінальний струм $I_{ном} = 7200$ А), у фазі V – у 8,9 рази, а у фазі W – у 7,24 рази. При цьому виникали значні знакозмінні обертові моменти, що перевищували момент при раптовому короткому замиканні на виводах обмотки статора.



Постійно фіксувалися підвищені рівні вібрації. Належних заходів щодо їх зниження прийнято не було. Вібропереміщення вала перевищували розрахункові припустимі зазори. 16–17 липня 2007 р. вібрація підшипника № 6 досягала 15 мм/с (при вібрації 11 мм/с турбогенератор повинен бути зупинений). Робота турбогенератора з підвищеною вібрацією супроводжувалася зачіпанням обертових частин ротора за нерухомі частини генератора. Згодом були виявлені ушкодження внутрішніх і зовнішніх маслоуловлювачів, ущільнень та інше, а також натирання на шийках вала ротора. Така взаємодія обертових і нерухомих частин генератора призводила до появи механічних ударних впливів на ротор.

Комплексний вплив наведених вище факторів, на думку експертів, і призвів до пошкодження гвинта, що кріпив газорозподільну колодку на роторі.

Газорозподільна колодка й частини гвинта, що вилетіли з ротора з боку турбіни, пошкодили ізолюючі ковпаки та фторопластові патрубки, що з'єднують стрижні обмотки статора зі зливним колектором. У результаті сталася розгерметизація системи охолодження обмотки статора. Водень, що перебував в корпусі статора під надлишковим тиском у 0,35 МПа (3,5 кгс/см²), через ушкоджені шланги проникнув у систему охолодження турбогенератора. Це призвело до падіння надлишкового тиску водню в корпусі генератора з 0,35 МПа до 0,09 МПа (тиск знизився у 3,9 рази), "загазовування" робочого й резервного насосів і, відповідно, до різкого зниження витрати дистилляту с 54 до 3 – 5 м³/годину.

Системою контролю параметрів був сформований сигнал, спочатку попереджувальний – при зниженні витрати дистилляту до 38 м³/годину, а потім аварійний – при зниженні витрати до 25 м³/годину. Але вимоги Технічного описання та інструкції по експлуатації генератора щодо зняття навантаження, відключення генератора від мережі й гасіння поля в ручному режимі з викидом водню з корпусу статора в атмосферу при припиненні циркуляції дистилляту через обмотку статора та наднормативному підвищенні її температури оперативним персоналом виконані не були.

Захист на відключення генератора при зниженні витрати дистилляту до 25 м³/годину не спрацював. Генератор продовжував працювати в мережі з навантаженням 206 МВт протягом 21 хвилини, що призвело до підвищення температури обмотки статора, виникненню термомеханічних напруг, а потім і до пошкодження корпусної ізоляції та її електричному пробою.

Тільки після електричного пробою ізоляції верхнього стрижня в пазу № 5 генератор був відключений від мережі дією захисту від замикання "на землю". Різке зниження електричної міцності ізоляції припало на верхні стрижні обмотки з боку турбіни в місці виходу з паза.

З метою визначення максимального нагріву елементів і вузлів статора й ротора турбогенератора до виникнення та під час аварії, а також впливу супутніх факторів було розроблено математичну модель, що описує процеси теплообміну в елементах і вузлах статора та ротора турбогенератора типу ТГВ-2ПТЗ як в режимах нормальної експлуатації, так і під час аварії.

Розроблена математична модель теплового стану елементів і вузлів статора й ротора турбогенератора є ідеалізованою, у тому сенсі, що в ній не враховуються можливі технологічні відхилення щодо теплофізичних параметрів матеріалів і холодоагентів, наявність технологічних зазорів, шорсткості тощо. Тому результати розрахунків необхідно вважати оціночними. Тим не менш, вони дозволяють коректно провести аналіз аварії, що сталася, отримати не тільки середні по об'єму, а й максимальні температури елементів і вузлів турбогенератора в номінальному й аварійному режимах, визначити їх місце розташування у машині. При цьому враховуються реальні схема та умови охолодження активних зон, підігрів холодоагентів при проходженні тракту охолодження.

З огляду на прийняті припущення, конструктивні особливості турбогенератора та наявну схему циркуляції охолоджуючого водню розглядалася польова задача спільного розрахунку тривимірного температурного поля для сектора по-

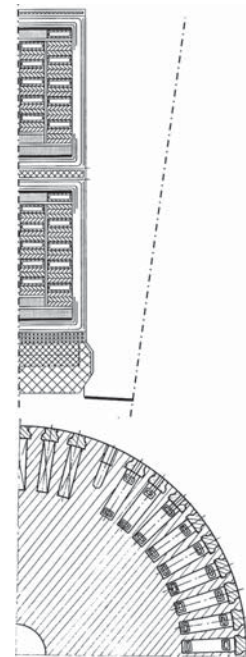


Рис. 3.



ловинної довжини осердя та обмотки статора і ротора. Розрахункова схема обрана для половини зубцевого (пазового) ділення статора та чверті перерізу ротора (Рис. 3). Верхній і нижній стрижні статора, а також паз ротора в поперечному перерізі були розбиті таким чином, щоб у якості елементарного об'єму (вузла сітки) виділити кожний елементарний провідник, аби мати можливість враховувати підігрів дистилляту в кожному порожнистому провіднику стрижня статора та підігрів водню в кожному порожнистому провіднику обмотки ротора. Для пазової частини обмоток статора і ротора математично коректно описано тепловий зв'язок з осердям (сталлю) статора і ротора, температура яких а також обмоток статора і ротора розраховується у вигляді тривимірного поля. Аналогічно описаний тепловий зв'язок лобових частин з охолоджуючим воднем та пазовими частинами обмоток.

Вздовж машини розрахунки температурного поля було виконано для трьох перерізів: центральної частини (0,6 половини активної довжини), кінцевих частин (0,4 половини довжини) та лобових частин обмоток статора й ротора.

Вузли розрахункової схеми, що описують циркуляцію дистилляту в стрижнях обмотки статора та водню в корпусі та провідниках обмотки ротора також розділені на три перерізи, відповідно до розподілу статора і ротора. Для кожного вузла дистилляту та водню математично коректно описаний тепловий зв'язок із відповідними вузлами розрахункової схеми, враховується напрям циркуляції та підігрів холодоагенту на окремих ділянках тракту охолодження. Початковими температурами холодоагентів вважаються температура дистилляту на вході в стрижні обмотки статора та температура холодного водню після газоохолоджувачів.

Розрахункові значення обсягів циркулюючого водню були отримані із вентиляційного розрахунку машини. Теплові зв'язки конвекційного типу розраховувались по значенням коефіцієнтів тепловіддачі, визначеним по теоретичним та експериментальним залежностям для кожного окремого випадку.

Вихідними даними для розрахунку нагріву турбогенератора були значення теплових та механічних втрат в елементах і вузлах статора і ротора машини. Основні втрати в міді стрижнів обмотки статора, а також втрати в міді обмотки ротора були рівномірно розподілені між елементарними провідниками стрижня обмотки статора та провідниками обмотки ротора як по висоті паза, так і по довжині обмотки. Відповідно, втрати в ярмі та зубцях осердя статора – рівномірно по об'є-

мах ярма та зубців. Додаткові втрати в міді стрижнів обмотки статора були розподілені між верхнім і нижнім стрижнями у співвідношенні 3:1. Додаткові втрати в сталі були рівномірно розподілені по верхньому шару зовнішньої поверхні ротора та внутрішній поверхні розточки статора. Аналогічно були розподілені механічні втрати, за виключенням втрат у підшипниках.

Проведені розрахунки засвідчили, що безпосередньою причиною ушкодження обмотки статора турбогенератора 26.08.07 р. була втрата охолодження – раптове падіння витрати дистилляту через обмотку зі 54 до 3–5 м³/год. з одночасним поступовим зниженням тиску водню в корпусі статора з 0,45 до 0,19 МПа. Температура дистилляту при цьому на виході з верхнього стрижня обмотки досягла точки кипіння – 121,7–185,3 °С, а температура стрижня – 145,6–212,6 °С. Режим течії дистилляту в порожнистих провідниках стрижня обмотки став двофазним, коли в каналах одночасно присутні рідина і водяна пара, із тенденцією розповсюдження по всій обмотці. Інтенсивність відведення (коефіцієнт тепловіддачі) тепла від порожнистих елементарних провідників знизилася більш, ніж в чотири рази, максимальна температура верхнього стрижня зросла до 356 °С на стороні турбіни.

Орієнтовно ресурс корпусної ізоляції стрижня при такій температурі (час, протягом якого ізоляція руйнується) можна оцінити за законом Вант Гоффа – Арреніуса [2]

$$\ln T = \frac{B}{\theta} + G = \frac{1,27 \cdot 10^4}{629} - 19,7 = 0,49, \quad (3)$$

де $B = 1,27 \cdot 10^4$ К – відношення енергії активації молекул до універсальної газової сталої для ізоляції класу F ; $\theta = 356 + 273$ К – абсолютна температура ізоляції; $G = 19,7$ – коефіцієнт, що характеризує ефективність взаємодії молекул для ізоляції класу F .

Таким чином, із (3) випливає, що

$$T = 1,63 \text{ години.} \quad (4)$$

Тобто, при такій температурі ресурс ізоляції (час, протягом якого ізоляція руйнується внаслідок теплового старіння) в 107 разів менший, ніж при температурі 75 °С, і складає лише 1,63 години (при 75 °С – $19,6 \cdot 10^6$ годин).

В той же час суттєвий вплив на процес руйнування ізоляції мають циклічні знакозмінні навантаження електричного, механічного і термомеханічного характеру, що виникають під дією вібрацій різного походження, у тому числі в перехідних режимах (в нашому випадку – несинхронні включення турбогенератора в мережу тощо). Сполучення високої температури ізоляції із циклічними



знакозмінними навантаженнями електричного, механічного і термомеханічного характеру в умовах підвищеної вібрації призвело до її руйнування і пробією на "землю" на стороні турбіни.

Аналізуючи комплексний вплив наведених вище факторів, а також розрахунки, які були проведені спеціалістами ДП завод "Електроважмаш" та Інституту електродинаміки НАН України, можна прийти до висновку, що основною причиною пошкодження обмотки статора було несвоєчасне (відповідно до вимог нормативної документації) відключення генератора експлуатаційним персоналом від мережі. Бездіяльність оперативного персоналу призвела до безпрецедентного впливу на елементи обмотки статора й спричинило незворотні шкідливі прояви, що призвели до зниження надійності обмотки, довговічності статора й до неможливості забезпечення гарантійних показників генератора в цілому. Невідкладна зупинка генератора зразу ж при виникненні порушення циркуляції дистилату в обмотці статора дозволила би уникнути аварії, зменшити величину матеріальних збитків.

Знову ж таки, основною обставиною, що сприяла виникненню аварії, був так званий "людський фактор". Низька кваліфікація оперативного персоналу спочатку проявилася у створенні умов несинхронного включення турбогенератора у мережу із виникненням понадштатних електродинамічних навантажень на конструктивні елементи, а потім у повній бездіяльності при втраті охолодження обмотки статора. 21 хвилину було витрачено на зв'язок із центральним офісом компанії – власника АЕС, аби отримати дозвіл на відключення турбогенератора.

Результати розрахунків і проведеного аналізу були надані індійській стороні при розслідуванні причин аварії. Представники компанії – власника електростанції – погодилися із наведеними аргументами. Що дозволило українській стороні уникнути судових переслідувань на майже 37 млн. US\$.

Висновки.

Запропоновані принципи комплексного аналізу аварійних ситуацій потужного генеруючого устаткування електростанцій на практиці довели свою дієвість й ефективність. Подальший розвиток технології аналізу має базуватися на випереджаючому розширенні можливостей автоматизованих систем управління технологічним процесом (АСУ ТП) енергоблоків електростанцій щодо реєстрації, обробки та збереження інформації із розширенням кількості параметрів, що контролюються.

Необхідно розглянути доцільність створення єдиної уніфікованої методики аналізу аварійних ситуацій потужних турбо- й гідрогенераторів, що може бути реалізована у вигляді керівного документу (КД) для всієї електроенергетики країни.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография* / О.Г. Кенсичкий, А.А. Ключников, Г.М. Федоренко; НАН Украины, Ин-т проблем безопасности АЭС. – Чернобыль (Киев. обл.): Ин-т проблем безопасности АЭС, 2009. – 240 с.

2. *Ермолин Н.П., Жерихин И.П.* Надежность электрических машин. – Л.: Энергия, 1976. – 248 с.

© Кириленко О. В., Федоренко Г. М., Кенсичкий О. Г., 2012

