



ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ, БЕЗПЕКИ ТА ЕНЕРГОЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Проаналізовано стан, напрямки розвитку та вплив генеруючого обладнання на показники надійності, безпеки та енергоекологічної ефективності енергоблоків електростанцій. Запропоновано та обґрунтовано нові технічні рішення щодо їхнього підвищення.

Аналіз інцидентів на електростанціях України [1], пов'язаних із незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі та зниженням навантаження, свідчить, що їхня значна частина (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Зокрема, найбільша частка в причинах недовиробітку електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на генератори (до 70 – 80 %), пристрої релейного захисту та автоматики (до 15%), вимірювальні трансформатори (до 7,5%), електроприводи (5,8%) і силові трансформатори (до 2,5%). Тобто самим ненадійним елементом у технологічному ланцюжку виробництва електроенергії на сьогодні є генератор.

Зокрема, виходячи з річного виробітку електроенергії в Україні можна визначити, що реально з усієї встановленої потужності електростанцій у 53,1 млн кВт сьогодні експлуатуються приблизно 38–40 млн кВт. При цьому якщо коефіцієнт використання потужностей атомних електростанцій становить 77–80 %, то для теплової енергетики цей показник знаходиться на рівні 28–34%. Тобто частка одного енергоблока АЕС потужністю 1000 МВт у загальному балансі енергосистеми близько 2,5 %. У таких умовах раптовий вихід з ладу турбогенератора та відключення від мережі енергоблока такої потужності є аварійним режимом для всієї енергосистеми, наслідком чого може бути відключення споживачів, перерозподіл потоків та порушення балансу енергії, зниження частоти в мережі тощо. Прикладів таких порушень у роботі української енергосистеми достатньо.

Основною тенденцією в розвитку як енергетики, так і енерго- та електромашинобудування завжди було підвищення одиничної потужності агрегатів електростанцій, оскільки при цьому знижувались питомі витрати як на виготовлення агрегатів, так і на будівельно-монтажні роботи. Одночасно знижувались експлуатаційні витрати та витрати матеріалів на одиницю встановленої потужності, збільшувався коефіцієнт корисної дії. Свого часу французькими спеціалістами було підраховано, що капітальні витрати при спорудженні ядерного реактора потужністю понад 1350

МВт(е) на 50 % менші порівняно з реактором потужністю 300 МВт(е) [1].

Підвищення одиничної потужності генератора при обмежених габаритах статора може бути досягнуте, головним чином, шляхом підвищення лінійного навантаження, тобто збільшення щільності струму в обмотці, що можливе тільки при одночасній інтенсифікації охолодження.

У 70 – 80 рр. минулого століття перехід від повітряного до водневого охолодження за рахунок зниження втрат потужності та інтенсифікації охолодження дав змогу підвищити одиничну потужність, наприклад, турбогенераторів від 25 – 60 до 150 – 200 МВт. Якісно новий спосіб охолодження – безпосереднє охолодження обмоток із підвищенням тиску водню в корпусі генератора до 0,5 МПа – дозволив створювати машини одиничною потужністю в 1000 – 1200 МВт. Одночасно рядом фірм були створені турбогенератори з безпосереднім рідинним охолодженням дистильованою водою обмотки статора.

Усе наведене вище дало змогу суттєво підвищити коефіцієнт використання матеріалів у конструкції потужних генераторів, тобто підвищити економічність їхнього виготовлення (рис. 1). І це

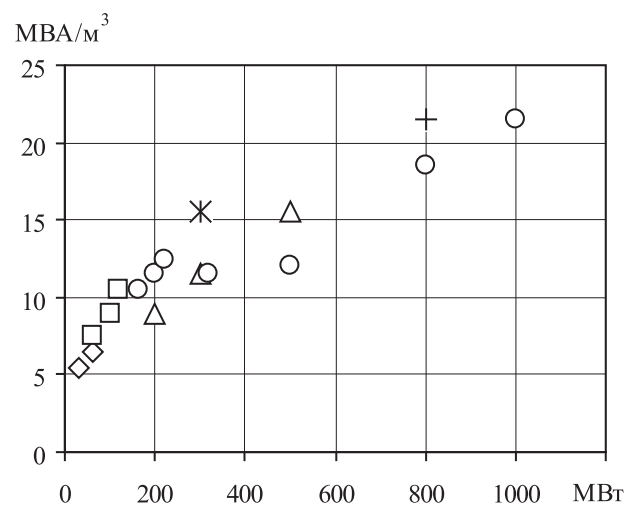


Рис. 1. Показники використання матеріалів в залежності від одиничної потужності й типу турбогенераторів:
 ◇ – ТВ, ТВС - непряме водневе охолодження;
 □ – ТВФ - безпосереднє водневе (ротор);
 △ – ТГВ – безпосереднє водневе (статор і ротор);
 ○ – ТВВ – безпосереднє водяне (статор) і водневе (ротор);
 ж – ТВМ – безпосереднє масляне (статор) і водяне (ротор);
 + – ТЗВ – безпосереднє водяне (статор і ротор).



незважаючи на ускладнення конструкції через упродовження допоміжних систем, що забезпечують функціонування системи охолодження: газової системи, системи маслозабезпечення ущільнень вала, системи водяного охолодження обмоток.

Аналіз розвитку потужного електромашинобудування дає змогу стверджувати, що надійність експлуатації потужних високонантажених машин, як правило, погіршувалася з уведенням нових допоміжних систем, кожна з яких мала свої специфічні вади, що призводили до відмови генератора в цілому. Ускладнення конструкції генератора із зростанням ступеня його завантаження відбувається не тільки за рахунок збільшення кількості допоміжних систем, але й за рахунок ускладнення конструкції основних вузлів (статора, ротора, корпусу тощо) і супроводжується появою специфічних дефектів цих вузлів залежно від наявності тієї або іншої системи.

Оскільки вихід із ладу будь-якої допоміжної системи генератора призводить до виходу з ладу машини в цілому, то ймовірність безвідмовної роботи турбогенератора P_{Σ} дорівнюватиме добутку ймовірностей безвідмовної роботи його складових частин, вузлів і допоміжних систем P_i

$$P_{\Sigma} = \prod_{i=1}^n P_i,$$

Звідки вочевидь, що введення кожної нової системи супроводжуватиметься зниженням ймовірності безвідмовної роботи генератора в цілому, якщо одночасно не будуть відповідно підвищуватися ймовірності безвідмовної роботи всіх або частини складових елементів і допоміжних систем. Але якщо P_i близькі до одиниці й відповідають межі технологічних можливостей (тобто їхнє підвищення на сьогоднішньо-

му етапі неможливе або пов'язане із суттєвим подорожчанням конструкції та технології виготовлення), то подальше ускладнення конструкції з метою підвищення одиначної потужності й питомого навантаження невідмовно призведе до зниження надійності генератора в експлуатації та зростання втрат від позапланових простоїв.

Тенденції щодо показників надійності енергетичних машин при переході до більш складних технічних рішень, пов'язаних з інтенсифікацією охолодження, добре видно із Табл. 1.

Вплив переходу до водяного охолодження обмотки статора при водневому безпосередньому охолодженні ротора для турбогенераторів потужністю 150–300 МВт можна оцінити, виключивши вплив різниці P_i для систем збудження, щітково-контактного апарату та інших вузлів. Для цього порівнюємо ймовірності безвідмовної роботи комплексу "статор – ротор". При відсутності водяного охолодження обмотки статора ця величина становить 0,88–0,97 і при наявності водяного охолодження знижується до 0,78 – 0,86.

Аналіз надійності турбогенераторів діапазону потужностей від 200 до 1000 МВт свідчить, що найменший коефіцієнт аварійності K_A (коефіцієнт вимушеного простою – $K_A = 1 - K_T$) мають турбогенератори потужністю 200–300 МВт з водневим охолодженням (0,2 – 0,3 %). Для турбогенераторів потужністю 200 – 500 МВт із воднево-водяним охолодженням статора й водневим охолодженням ротора цей показник зростає до 0,5 % і вище, а для турбогенераторів із застосуванням водяного охолодження ротора він досягає 1 – 2 %, що перевищує граничні норми ГОСТ 533-2000 (0,5 %).

Таким чином, ускладнення конструкції генератора й впровадження нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження із зростанням

Таблиця 1. Ймовірність безвідмовної роботи турбогенераторів потужністю 150 - 300 МВт та його вузлів і систем

Вузол турбогенератора	Тип охолодження та тип турбогенератора			
	Водневе безпосереднє		Водневе безпосереднє + водяне охолодження обмотки статора	
	ТГВ-200	ТГВ-300	ТВВ-165-2	ТВВ-200-2
Статор	0,96	0,97	0,87	0,78
Ротор	0,92	1,0	0,99	1,0
Щітково-контактний апарат	0,9	0,54	0,86	0,93
Збудник і система збудження	0,79	0,8	0,86	0,95
Газошільність (корпус, трубопроводи, арматура тощо)	0,75	0,68	0,74	0,93
Ущільнення вала та система їхнього маслозабезпечення	0,8	0,84	0,75	0,86
Турбогенератор у цілому	0,38	0,24	0,34	0,55
Статор і ротор	0,88	0,97	0,86	0,78



одиночної потужності призводить до зниження надійності турбогенератора.

У першу чергу саме для компенсації зниження надійності й впроваджуються системи та засоби контролю й діагностики основних вузлів турбогенератора, основне призначення яких – раннє виявлення прогресуючих відхилень у роботі вузлів і допоміжних систем, що можуть спричинити вимушені відключення турбогенератора від мережі й серйозні втрати, а також своєчасне усунення цих відхилень, наприклад при проведенні планово-попереджувального ремонту. Ефективне функціонування систем контролю та діагностики підвищує надійність функціонування складових частин і допоміжних систем генератора і тому є економічно доцільним, незважаючи на необхідність додаткових витрат на створення й обслуговування системи контролю й діагностики. Природно, сама система контролю й діагностики при цьому має бути високонадійною й мати щонайменшу ймовірність помилкових діагнозів, чому сьогодні в світі приділяється достатньо багато уваги [2].

Другим шляхом забезпечення надійності при ускладненні конструкції генератора та його допоміжних систем є резервування.

Третім шляхом забезпечення надійності є шлях, що впливає із наведеного вище аналізу, – спрощення конструкції основних вузлів і відмова від низки допоміжних систем через повернення до менш ефективних форм охолодження, якщо вони з урахуванням сучасних технічних рішень можуть забезпечити задану одиничну потужність. При цьому є неминучим перегляд підходів і критеріїв, що були раніше прийняті щодо економічності (зниження питомих витрат на 1 кВт установленної потужності), у бік підвищення надійності та здешевлення обслуговування, навіть ціною погіршення використання матеріалів і деякого зниження коефіцієнта корисної дії.

Для енергетики дуже важливим є забезпечення пожежо- та вибухобезпеки обладнання у машинному залі. Виконання цієї умови безпеки стосовно потужного генератора вимагає реалізації низки захисних заходів при наявності водневого охолодження, але найбільш радикально може бути здійснене шляхом відмови від водневого охолодження. Водневе охолодження активних частин турбогенератора, наприклад, вимагає не тільки наявності газової системи із спеціальним обладнанням, що дозволяє здійснювати безпечно заповнення корпусу машини воднем і витіснення останнього інертним газом, а потім повітрям, але й системи маслозабезпечення з насосами, фільтрами, теплообмінниками для функціонування

ущільнень вала. Якщо у маслосистемах підшипників агрегатів пожежобезпека сьогодні може бути забезпечена шляхом використання негорючого мастила, то для маслосистем ущільнень генератора цей шлях неприпустимий через неминучість попадання масла з ущільнень у корпус генератора та агресивність негорючого мастила до високовольтної ізоляції та лакових захисних покриттів машини. Тому відмова від водневого охолодження та відсутність масляних ущільнень вала дозволяє повністю виключити горючі матеріали із зони, де ці матеріали можуть зайнятися.

Приблизно 15–20 % відмов генераторів із водневим охолодженням спричиняються порушеннями у роботі елементів газової системи й масляних ущільнень з їхньою системою маслозабезпечення, зокрема порушень газощільності. Більша частина випадків порушень газощільності генератора не супроводжується спалахуванням водню.

Середня частота виникнення загорянь у газомасляних системах генератора оцінюється величиною 0,005 – 0,01 на генераторо-рік експлуатації. Типовими причинами загорянь є спалахування водню при витіках через нещільності або тріщини прокладок у фланцях, через клапани гідрозатворів на зливні масла з ущільнень при наявності дефектів клапанів або регуляторів рівня, через нещільності в розніманнях зовнішніх щитів генератора, корпусів ущільнень, через ущільнення вала при різноманітних дефектах самих ущільнень, при неправильній роботі регуляторів перепаду тиску "масло – водень" і систем резервування тощо. Можуть виникати також займання масла при витіках останнього через нещільності або тріщини прокладок у фланцях або арматурі.

При різкому збільшенні вібрації валопроводу, що супроводжується пошкодженням вала та підшипників, відбувається пошкодження водневих ущільнень, зовнішніх щитів генератора і, як наслідок, катастрофічне розущільнення системи водневого охолодження із наступним займанням масло-водневої суміші й пожежею в машинному залі, що призводить до пошкодження або обвалення конструкцій покрівлі. Прикладом такої аварії є пожежа у машинному залі енергоблока № 2 ЧАЕС 11 жовтня 1991 р., що фактично призвела до прискороного закриття станції. Якщо б не водень у корпусі генератора, можливо, станція працювала б і донині.

Частота таких важких аварій є незначною (приблизно один випадок на 300 – 1000 генераторо-років), але вони призводять до значних економічних збитків. При цьому велика ймовірність загибелі людей.



Ці події, зазвичай, відбуваються в результаті руйнування агрегату з причин, не пов'язаних власне з генератором (наприклад, відрив лопатей останніх ступенів турбін, режим двигуна, поломка вала). Тому попередження катастрофічних пожеж і вибухів або значне зниження збитків у таких випадках можливі лише шляхом впровадження складних систем вібродіагностики генератора, які при зростанні віброшвидкості понад норму забезпечували б негайне зупинення агрегату та автоматичне прискорене видалення (викид) водню.

Удосконалення газомасляної системи генератора з водневим охолодженням дозволяє виключити більшу частину відомих причин загорянь, але неможливо виключити все, особливо якщо врахувати, що значна частка порушень у роботі газомасляної системи й ущільнень вала пов'язані з недостатньою кваліфікацією експлуатаційного й ремонтного персоналу станцій.

Усе викладене дає змогу стверджувати, що доцільно розглянути можливості відмови від застосування водневого охолодження генераторів електростанцій, особливо АЕС, з урахуванням їхньої високої одиничної потужності. При цьому важливо врахувати тенденції до спрощення конструкції, скорочення кількості допоміжних систем і підвищення надійності експлуатації турбогенераторів.

Досягнення в галузі створення генераторів великої потужності з безпосереднім охолодженням обмоток та активної сталі воднем і водою відкрили можливості для вдосконалення конструкції машин із повітряним і повітряно-водяним охолодженням на основі накопиченого досвіду застосування найбільш ефективних схем безпосереднього охолодження, термореактивної корпусної ізоляції обмотки статора з підвищеною механічною й електричною міцністю, нових видів ізоляції ротора, електротехнічної сталі із зменшеними питомими втратами, сучасних конструктивних матеріалів. Велике значення має також розвиток більш точних методів розрахунку й проектування, що дозволяють не втратити описаних вище переваг турбогенераторів із водневим охолодженням при переході до повітряного.

У світі вже накопичено деякий досвід створення генераторів із безпосереднім повітряним охолодженням в діапазоні потужностей до 400 МВт (традиційно цей діапазон охоплював потужності лише до 100 МВт) [3, 4]. Фірмою Toshiba створено унікальний дослідний турбогенератор із повітряним охолодженням потужністю 650 МВА. Подальше підвищення одиничної потужності машин із повітряним охолодженням обмежується нагрівом обмоток. Деяке підвищення потужності

на 20 — 25 % у тих же габаритах можна досягти за рахунок підвищення тиску та швидкості циркуляції повітря.

Відомо, що коефіцієнт корисної дії (ККД) генераторів однієї серії збільшується з ростом одиничної потужності, але при переході до серій із більш інтенсивним використанням матеріалів він, як правило, дещо знижується (рис. 2).

Наприклад, відповідно до вимог ГОСТ 533-2000 ККД турбогенератора повинен мати значення від 97,0 % для машин потужністю 2,5 МВт до 98,8 % для машин потужністю 1200 МВт. Максимальний ККД генератора відповідає навантаженню, при якому має місце рівність змінних (що залежать від навантаження) та постійних втрат. При непрямому охолодженні обмоток постійні втрати генератора великої потужності перевищують змінні, при безпосередньому охолодженні тільки ротора постійні й змінні втрати приблизно рівні, при безпосередньому охолодженні обмоток статора й ротора змінні втрати будуть перевищувати постійні. Тому підвищення інтенсивності охолодження та щільності струму призводить до зниження ККД при повному навантаженні. При переході до повітряного охолодження ККД якраз і зростає із збільшенням навантаження, тобто для отримання максимального ККД при номінальному навантаженні необхідно забезпечити оптимальне співвідношення змінних та постійних втрат.

До всього викладеного вище необхідно додати, що енергосистема України має специфічні особливості свого функціонування. Розташування потужних електростанцій у західних регіонах країни (Рівненська та Хмельницька АЕС) свого часу передбачало постачання електроенергії, що на них виробляється, в країни колишньої Ради Економічної Взаємодопомоги (РЕВ). Із розпадом останньої західні електростанції залишилися без відповідного збуту електроенергії. Як наслідок, увесь обсяг виробленої ними електроенергії спрямовується на схід по мережах 330 — 750 кВ. Це, відповідно, створює проблеми з регулюванням напруги в мережах: протяжні лінії генерують надлишок реактивної потужності, і для підтримання номінальної напруги необхідне застосування додаткових заходів регулювання реактивної потужності як у мережах, так і на самих АЕС [1].

Так, ЛЕП-750 кВ довжиною 400 км при половинному її навантаженні генерує приблизно 700 Мвар реактивної потужності, на холостому ході ця цифра сягає 900 Мвар. Кожні 100 км ЛЕП-220 кВ генерують 13 Мвар, ЛЕП-330 кВ —



39 Мвар та ЛЕП-500 – 96 Мвар, унаслідок чого робоча напруга ЛЕП-500 кВ становить 528–552 кВ, а ЛЕП-330 – 335 – 365 кВ.

З одного боку, це додаткові витрати на обладнання (компенсатори, шунтувальні реактори), з іншого – генератори цих електростанцій працюють в умовах, для яких вони не призначені (регулювання реактивної потужності в діапазоні 40 – 220 Мвар). Вимушене регулювання реактивної потужності енергоблоками АЕС, що не є штатним режимом експлуатації їхніх турбогенераторів, не може не вплинути на їхній технічний стан. Турбогенератори працюють при $\cos \varphi = 1,0$ (номінальний $\cos \varphi = 0,9$). Експлуатація при підвищених \cos викликає перегрівання кінцевих зон статора, додаткові тепловиділення, циклічні термомеханічні навантаження, зменшення ресурсу ізоляції тощо. Усе це не може не впливати на коефіцієнти готовності та використання встановленої потужності енергоблоків АЕС. І саме на Хмельницькій АЕС до 2016 р. мають бути збудовані нові енергоблоки № 3 і № 4 потужністю по 1000(1100) МВт(е) кожен.

Якщо звернутися до закордонного досвіду, то можна відзначити, що ці ж проблеми актуальні для електроенергетики всього світу. Провідні електромашинобудівні компанії поступово відмовляються від створення агрегатів надвисокої потужності. Пріоритет надається генераторам потужністю до 600 МВА без застосування водяного охолодження обмоток із переводом на непряме водневе або навіть повітряне охолодження. Розробляються генератори з розширеними можливостями щодо регулювання реактивної потужності – асинхронного та асинхронізованого типу.

Саме в Україні були створені перші у світі асинхронізовані турбогенератори, які вже 30 років успішно експлуатуються на Бурштинській ТЕС. Застосування асинхронізованих турбогенераторів дає змогу:

- підвищити стійкість роботи енергоблоку й станції в цілому при коливаннях навантаження за рахунок відповідного керування збудженням;
- нормалізувати напругу на шинах станції в межах 3 – 8 % з появою надлишків реактивної потужності в мережі шляхом переводу генератора у режим її споживання;
- знизити технологічні втрати в мережі від перетоків надлишкової реактивної потужності на 5

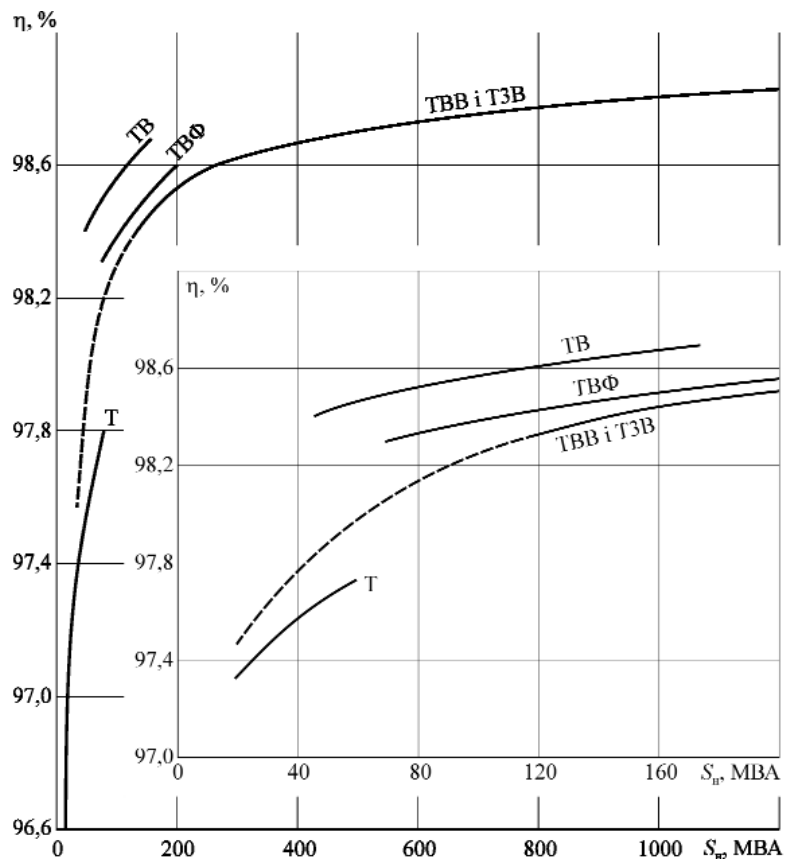


Рис. 2. Залежність ККД від потужності турбогенератора при різних системах охолодження: Т – повітряне непряме (інше див. Рис. 1)

– 10 % за рахунок її компенсації, а також можливості відключення шунтуючого реактора в періоди максимального навантаження ЛЕП;

- здійснювати повільне регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні (від 40 % у режимі видачі до 90 % при глибокому споживанні) при високій стійкості роботи блока;

- забезпечити базовий режим паралельно працюючим синхронним турбогенераторам, подовжуючи в такий спосіб їхній ресурс;

- зберегти енергоблок у роботі при відмовах системи збудження, використовуючи синхронний режим збудження тільки від однієї обмотки або шляхом переводу генератора у тривалий асинхронний режим з навантаженням до 80 % номінального (звичайні потужні синхронні генератори допускають асинхронний режим тільки протягом 15 хв з навантаженням до 40 %).

Фахівцями ДП "Завод "Електроважмаш" розроблено серію машин із повітряним охолодженням потужністю до 320 МВт (400 МВА), у тому числі асинхронізованих. Є досвід переводу на безводневу (азот) схему охолодження турбогенераторів ТГВ-500 (Нововоронежська АЕС, Росія). Багаторічний досвід експлуатації турбогенераторів виробництва ДП "Завод "Електроважмаш" в Україні та інших країнах світу свідчить про їх



надійність (коефіцієнт готовності машин ТГВ-500 сягає 0,95, ТГВ-300 ? 0,995, ТГВ-200/200М ? 0,998).

Маючи в Україні розвинену електромашинобудівну промисловість, було б доцільним у майбутньому створювати нові енергоблоки із залученням власної електротехнічної бази.

Паралельна робота асинхронізованих та синхронних генераторів вирішує проблему забезпечення сталої, надійної та ефективної роботи станції та енергосистеми в цілому шляхом регулювання потоків реактивної потужності, підвищує надійність та якість енергозабезпечення споживачів.

Висновки

1. Сучасний рівень електромашинобудування, накопичений досвід експлуатації й досліджень потужних генераторів ТЕС, АЕС і ГЕС, застосування удосконалених матеріалів (ізоляція обмоток статора й ротора, електротехнічна сталь тощо) і схем охолодження дозволяють створювати генератори потужністю 200 МВт і вище із повітряним і повітряно-водяним охолодженням, що забезпечувати підвищення пожежо- та вибухобезпеки агрегатів у машинному залі електростанцій.

2. При створенні нового електрогенеруючого обладнання необхідно виходити із принципу забезпечення максимального спрощення конструкції й обслуговування, мінімальної кількості допоміжних систем і максимальної надійності.

3. Суттєве підвищення надійності та безпеки енергоблоків електростанцій може бути досягнуто шляхом впровадження сучасних систем контролю, моніторингу та діагностики з поступовим переходом від технології контролю та діагностики до технології управління технічним станом обладнання.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография* / О. Г. Кенсичкий, А. А. Ключников, Г. М. Федоренко. — Чернобыль: Ин-т безопасности АЭС НАН Украины, 2009. — 240 с.
2. *Simiscalchi M.R., Prates C.L.M. Turbine generator 760 MVA supervisory system* / Rep.A1-202 CIGRE-2010. — Paris: CIGRE, 2010. — CD.
3. *Joho R., Picech C., Mayor K. Large Air-cooled Turbo-generators – Extending The Boundaries* / Rep. A1-106 CIGRE-2006. — Paris: CIGRE, 2006. — CD.
4. *Moor W.G., Khazanov A. Inspection, repair and rewind experience on large, air-cooled. high voltage generators* / Rep. A1-213 CIGRE-2010. — Paris: CIGRE, 2010. — CD.

© Кенсичкий О.Г., Сорокіна Н.Л., 2011

