

ПЕРСПЕКТИВНИЙ ЕНЕРГОБЛОК ПІДВИЩЕНОЇ НАДІЙНОСТІ, БЕЗПЕКИ ТА ЕНЕРГО-ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

© 2011 р. О. Г. Кенсицький, О. О. Ключников, Г. М. Федоренко

Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, Київ

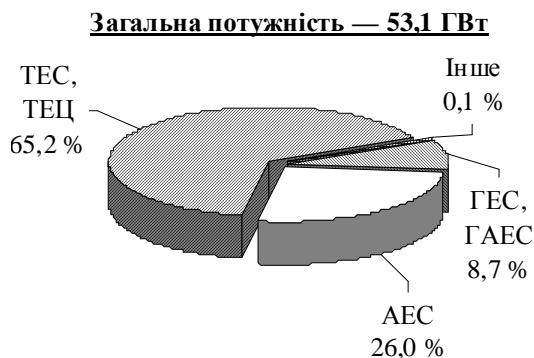
Проаналізовано стан та напрямки розвитку атомної енергетики України, вплив електротехнічного та теплоенергетичного обладнання на показники надійності, безпеки та енерго-екологічної ефективності енергоблока АЕС. Запропоновано та обґрунтовано нові технічні рішення щодо їхнього підвищення.

Ключові слова: енергоблок, турбогенератор, охолодження, надійність, безпека.

Ядерна енергетика України пройшла певні етапи свого розвитку, починаючи з необмеженого нарощування потужностей у 1976 - 1985 рр. до повного колапсу в 1986 - 1995 рр. За цей час накопичено колосальний досвід експлуатації ядерних енергетичних реакторів різних конструкцій, вирощено висококваліфікований науково-технічний персонал. До цього необхідно додати, що ми маємо досвід ліквідації аварії, аналогів якої не існує у світовій історії. Її наслідки та уроки ще довго вивчатимуть фахівці всього світу.

Зважаючи на відсутність сьогодні й у перспективі необхідної кількості власних енергетичних ресурсів (окрім урану та вугілля), необхідно визнати, що сталий розвиток економіки України без ядерної енергетики неможливий. Україна є і має бути в майбутньому провідною державою з безпечною, надійною та ефективною ядерною енергетикою.

На чотирьох українських АЕС експлуатуються 15 реакторів російського виробництва типу ВВЕР загальною потужністю 13,835 ГВт(є). У 2010 р. на них було вироблено 89,15 млрд кВт-год електроенергії (47,4 % від усього виробітку в країні) [1, 2] (рис. 1 і 2).



1. Установлена потужність генеруючого обладнання Об'єднаної енергосистеми України.



Рис.

Рис. 2. Виробництво електроенергії електростанціями України.

Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. передбачено довести потужність АЕС до 29,5 млн кВт із щорічним виробітком електроенергії на рівні 210 - 220 млрд кВт-год. Це вимагає проведення комплексу досліджень щодо техніко-економічної доцільності та виконання великого обсягу робіт по подовженню строку експлуатації енергоблоків, що виробили свій проектний ресурс. Одночасно необхідно створити 18,5 млн кВт нових генеруючих потужностей.

З урахуванням досвіду світової ядерної енергетики необхідно визнати за доцільне використання на одній площадці АЕС однотипних енергоблоків. Виходячи з цього, енергоблоки, які будуть добудовуватися на Хмельницькій АЕС (№ 3 і № 4) та споруджуватися на існуючих площадках АЕС на заміну тих, що виводитимуться із експлуатації, мають бути однотипними з теперішніми. Саме тому сьогодні прийняте рішення споруджувати енергоблоки № 3 і № 4 Хмельницької АЕС за російським проектом (В-392).

Щодо енергоблоків на нових площадках, що мають бути створені в майбутньому, то обґрунтування їхньої одиничної потужності, типу реактора й структури в цілому вимагають проведення комплексу додаткових досліджень з урахуванням стану економіки країни, її об'єднаної енергосистеми, сучасних вимог та світових тенденцій щодо безпеки, техніко-економічної та екологічної ефективності обладнання.

Аналіз інцидентів на АЕС України [3], 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 турбогенератори (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 «реактор - турбіна - турбогенератор - трансформатор» на сьогодні є турбогенератор.

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 АЕС 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) [3].

Підвищення одиничної потужності турбогенератора при обмежених габаритах статора може бути досягнуте, головним чином, шляхом підвищення лінійного навантаження A_s , 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 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 турбогенераторів, тобто підвищити економічність їхнього виготовлення (рис. 3). І це незважаючи на ускладнення конструкції через упровадження допоміжних систем, що забезпечують функціонування системи охолодження: газової системи, системи маслабезпечення ущільнень вала, системи водяного охолодження обмоток.

Аналіз розвитку потужного електромашинобудування дає змогу стверджувати, що надійність експлуатації потужних високонавантажених турбогенераторів, як правило, погіршувалася з уведенням нових допоміжних систем, кожна з яких мала свої специфічні вади, що призводили до відмови турбогенератора в цілому. Ускладнення конструкції турбогенератора

із зростанням ступеня його завантаження відбувається не тільки за рахунок збільшення кількості допоміжних систем, але й за рахунок ускладнення конструкції основних вузлів (статора, ротора, корпуса тощо) і супроводжується появою специфічних дефектів цих вузлів залежно від наявності тієї або іншої системи.

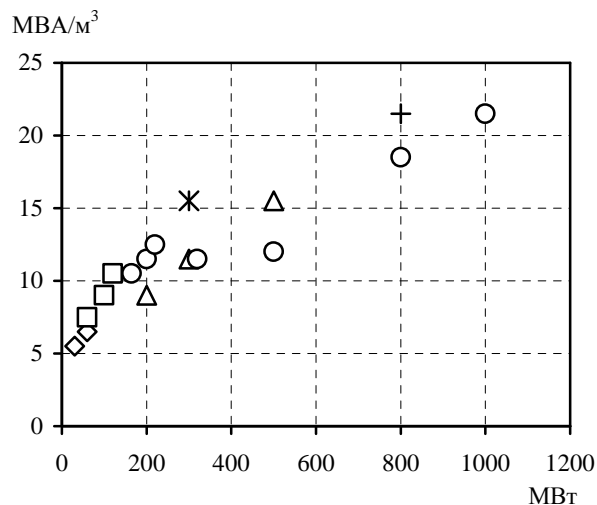


Рис. 3. Показники використання матеріалів в залежності від одиничної потужності й типу турбогенераторів: ◇ – ТВ, ТВС – непряме водневе охолодження; □ – ТВФ – безпосереднє водневе (ротор); Δ – ТГВ – безпосереднє водневе (статор і ротор); ○ – ТВВ – безпосереднє водяне (статор) і водневе (ротор); ж – ТВМ – безпосереднє масляне (статор) і водяне (ротор); + – ТЗВ – безпосереднє водяне (статор і ротор).

Оскільки вихід із ладу будь-якої допоміжної системи турбогенератора призводить до виходу з ладу машини в цілому, то ймовірність безвідмовної роботи турбогенератора P_{Σ} дорівнюватиме здобутку 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 імовірності безвідмовної роботи турбогенератора 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 сьогоднішньому етапі неможливе або пов'язане із суттєвим подорожчанням конструкції та технології виготовлення), то подальше ускладнення конструкції з метою підвищення одиничної потужності й питомого навантаження невідмовно призведе до зниження надійності турбогенератора в експлуатації та зростання втрат від позапланових простоїв.

Тенденції щодо показників надійності турбогенераторів при переході до більш складних технічних рішень, пов'язаних з інтенсифікацією охолодження, добре видно із таблиці.

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 –

$K_A = 1 - K_G$) 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 турбогенератора й впровадження нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження із зростанням одиничної потужності призводить до зниження надійності турбогенератора.

Імовірність 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
Газощільність (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

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 P_i складових частин і допоміжних систем турбогенератора 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 [4].

Другим шляхом забезпечення надійності при ускладненні конструкції турбогенератора 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 АЕС дуже важливим є забезпечення пожежо- та вибухобезпеки турбогенераторів у машинному залі. Виконання цієї умови безпеки АЕС стосовно турбогенератора 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 вимагає не тільки наявності газової системи із спе-

ціальним обладнанням, що дозволяє здійснювати безпечно заповнення корпусу турбогенератора 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 турбоагрегатів пожежобезпека сьогодні може бути забезпечена шляхом використання негорючого мастила, то для маслосистем ущільнень турбогенератора 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 турбогенератора та відсутність масляних ущільнень вала дозволяє повністю виключити горючі матеріали із зони, де ці матеріали можуть зайнятися.

Приблизно 15 - 20 % відмов турбогенераторів 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 турбогенератора не супроводжується спалахуванням водню.

Середня частота виникнення загорянь у газомасляних системах турбогенератора 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 турбогенератора, 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 турбогенератора і, як наслідок, катастрофічне розущільнення системи водневого охолодження турбогенератора 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 прискореного 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 турбоагрегату 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 турбогенератора, які при зростанні віброшвидкості понад норму забезпечували б негайне зупинення турбогенератора та автоматичне прискорене видалення (викид) водню.

Удосконалення газомасляної системи турбогенератора 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 турбогенераторів 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 турбогенераторів великої потужності з безпосереднім охолодженням обмоток та активної сталі воднем і водою відкрили можливості для вдосконалення конструкції турбогенераторів 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 турбогенераторів із безпосереднім повітряним охолодженням в діапазоні потужностей до 400 МВт при 3000 об./хв. (традиційно цей діапазон охоплював потужності лише до 100 МВт) [5, 6]. 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 повітря.

Відомо, що коефіцієнт корисної дії (ККД) турбогенераторів однієї серії збільшується з ростом одиничної потужності, але при переході до серій із більш інтенсивним використанням матеріалів він, як правило, дещо знижується (рис. 4).

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 турбогенератора відповідає навантаженню, при якому має місце рівність змінних (що залежать від навантаження) та постійних втрат. При непрямому охолодженні обмоток постійні втрати турбогенератора 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 АЕС у західних регіонах країни (Рівненська та Хмельницька) свого часу передбачало постачання електроенергії, що на них виробляється, в країні колишньої Ради Економічної Взаємодопомоги (РЕВ). Із розпадом останньої західні АЕС 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 [3].

Так, ЛЕП-750 кВ довжиною 400 км при половинному її завантаженні 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 становить 528 - 552 кВ, а ЛЕП-330 – 335 - 365 кВ.

З одного боку, це додаткові витрати на обладнання (компенсатори, шунтувальні реактори), з іншого – турбогенератори цих АЕС 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 $\cos \varphi \cong 1,0$ (номінальний $\cos \varphi = 0,9$). Експлуатація при підвищених $\cos \varphi$ викликає перегрі-

вання 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.

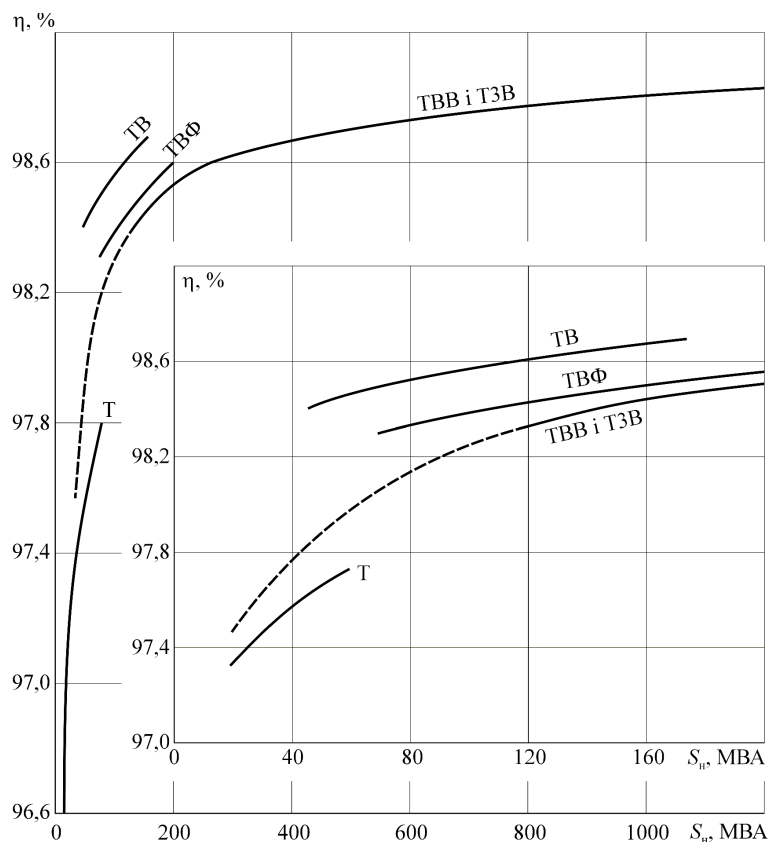


Рис. 4. Залежність ККД від потужності турбогенератора при різних системах охолодження:
Т – повітряне непряме (інше див. рис. 3).

Якщо звернутися до закордонного досвіду, то можна відзначити, що ці ж проблеми актуальні для електроенергетики всього світу. Провідні електромашинобудівні компанії поступово відмовляються від створення турбоагрегатів надвисокої потужності. Пріоритет надається турбогенераторам 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 енергоблока 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 - 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 переведення 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 переведення 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 ядерні енергоблоки із залученням власної електротехнічної бази. Ядерний енергоблок пропонується створювати на основі потужного реактора, власного виготовлення за ліцензією або закордонного, та двох паралельних ланцюгів перетворення теплової енергії в електричну, кожен з яких розрахований на половину електричної потужності реактора (дубль-блок) [7].

Блок включає два паралельно працюючих турбогенератори з повітряним охолодженням, один з яких – асинхронізований типу (рис. 5).

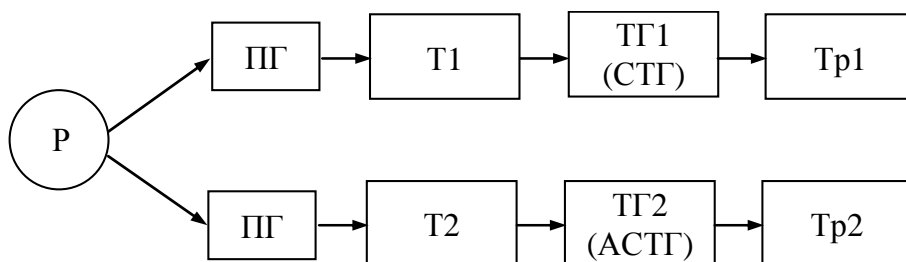


Рис. 5. Принципова схема перспективного енергоблока АЕС підвищеної надійності, безпеки та подовженого ресурсу: Р – реактор; ПГ – парогенератор; Т – турбіна; ТГ – турбогенератор (СТГ – синхронний, АСТГ – асинхронізований); Тр – трансформатор.

Застосування двох паралельних ланцюгів половинної потужності дозволяє, з одного боку, проводити ремонтні роботи по кожному з них незалежно від іншого без зупинки реактора. З іншого, при виникненні аварій у тепловій або електротехнічній частині будь-якого ланцюга виключається необхідність глибокого розхолодження реактора, достатньо лише зменшення його потужності. Тим самим створюються умови для впровадження подовженого паливного циклу, тобто для переходу із сьогоднішнього 12-місячного циклу до 18- або 24-місячного, як це застосовується для ядерних реакторів у провідних країнах світу, що в сумі сприятиме підвищенню коефіцієнта використання встановленої потужності енергоблока.

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

Із впевненістю можна вважати, що українська промисловість здатна створити власний ядерний енергоблок високого ступеня надійності та безпеки з високими техніко-економічними показниками, який буде конкурентоспроможним із кращими закордонними аналогами.

Висновки

1. Враховуючи досвід розвитку світової ядерної енергетики необхідно визнати за доцільне, що енергоблоки, які будуть добудовуватися на Хмельницькій АЕС (№ 3 і № 4) та які будуть споруджуватися на існуючих площадках українських АЕС на заміну тих, що виводяться із експлуатації, мають бути однотипними із теперішніми, тобто російського виробництва типу ВВЕР.

2. Обґрунтування одиничної потужності, типу реактора й структури енергоблоків у цілому, що мають бути збудовані в майбутньому на нових площадках, вимагає проведення комплексу досліджень з урахуванням стану економіки й енергетичного машинобудування країни, вимог щодо сталого функціонування об'єднаної енергосистеми, світових тенденцій по забезпеченню безпеки, техніко-економічної та екологічної ефективності обладнання.

Ядерний енергоблок пропонується створювати на основі потужного реактора, власного виготовлення за ліцензією або закордонного, та двох паралельних ланцюгів перетворення теплової енергії в електричну, кожен з яких розрахований на половину електричної потужності реактора (дубль-блок). При цьому в кожному паралельному ланцюгу застосовуються турбогенератори з повітряним охолодженням, один з яких – асинхронізованого типу, що, з одного боку, дозволяє проводити ремонтні роботи по кожному з них незалежно від іншого без зупинки реактора, з іншого, при виникненні аварій у тепловій або електротехнічній частині будь-якого ланцюга виключається необхідність глибокого розхолодження реактора, достатньо лише зменшення його потужності. Крім того, це вирішує проблему забезпечення сталої, надійної та ефективної роботи станції та енергосистеми в цілому шляхом регулювання потоків реактивної потужності, підвищує надійність та якість енергозабезпечення споживачів.

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

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Nuclear Power Reactors in the World*. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2010. – 86 p.
2. *Школьная Н.* Электроэнергетическая отрасль Украины в 2010 г. – <http://www.uaenergy.com.ua/c225758200614cc9/0/9e2eec38ccb2e8c2c22578230053d4dd>.
3. *Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электро-энергетического оборудования блоков АЭС: монография / О. Г. Кенсицкий, А. А. Ключников, Г. М. Федоренко.* – Чернобыль: Ин-т безопасности АЭС НАН Украины, 2009. – 240 с.
4. *Siniscalchi M.R., Prates C.L.M.* Turbine generator 760 MVA supervisory system / Rep.A1-202 CIGRE-2010. – Paris: CIGRE, 2010. – CD.
5. *Joho R., Picech C., Mayor K.* Large Air-cooled Turbogenerators – Extending The Boundaries / Rep. A1-106 CIGRE-2006. – Paris: CIGRE, 2006. – CD.
6. *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.
7. *Пат.* Україна 40596, МПК(2009) H02J 3/00, 3/38. Енергоблок атомної електростанції / О. Г. Кенсицкий, О. О. Ключников, О. В. Приходько та ін. – № у 2006 05333; Заявл. 16.05.2006; Опубл. 27.04.2009, Бюл. № 8.

ПЕРСПЕКТИВНИЙ ЕНЕРГОБЛОК ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ, БЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГО-ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

О. Г. Кенсицкий, А. А. Ключников, Г. М. Федоренко

Проанализированы состояние и направления развития атомной энергетики Украины, влияние электротехнического и теплоэнергетического оборудования на показатели надежности, безопасности

и энерго-экологической эффективности энергоблока АЭС. Предложены и обоснованы новые технические решения по их повышению.

Ключевые слова: энергоблок, турбогенератор, охлаждение, надежность, безопасность.

**PERSPECTIVE POWER UNIT OF ENHANCEABLE RELIABILITY,
SAFETY AND ENERGY-ECOLOGICAL EFFICIENCY**

O. G. Kensitsky, O. O. Klyuchnykov, G. M. Fedorenko

Analysed the state and directions of development of atomic energy of Ukraine, influence of electrical and heating engineering equipment on reliability, safety and energy-ecological efficiency of power unit of AES indexes. Offered and grounded new technical decisions on their increase.

Keywords: power unit, turbine generator, cooling, reliability, safety.

Надійшла до редакції 09.02.11