

Д. І. Хвалін

Інститут проблем безпеки атомних електростанцій НАН України, вул. Лисогірська, 12, Київ, 03028, Україна

Технічні можливості заміни турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій України

Ключові слова:

атомна електростанція,
енергоблок,
потужний турбогенератор,
конструкція,
система охолодження,
надійність,
безпека

З урахуванням надійності та економічності виконання конструкцій для турбогенераторів різної потужності визначено допустимі границі застосування їхніх систем охолодження. Показано, що підвищення потужності турбогенератора зі зростанням ступеня використання матеріалів відбувається не тільки за рахунок нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження, але й ускладнення конструкції основних вузлів, і супроводжується появою специфічних дефектів цих вузлів, властивих за наявності певної системи охолодження. Шляхом оброблення експлуатаційних даних отримано показники зниження надійності турбогенераторів у разі застосування складніших конструктивних рішень для інтенсифікації охолодження. Науково обґрунтовано технічні можливості заміни турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій України на інші — вітчизняного виробництва, в системі охолодження яких відсутній водень, що дає змогу підвищити надійність станцій та забезпечити пожежо- і вибухобезпеку машинних залів.

Вступ

Свого часу основна тенденція розвитку енергетики й електромашинобудування завжди полягала в постійному підвищенні одиничної потужності турбогенераторів (ТГ) електричних станцій, оскільки за таких умов знижувалися питомі вартості виготовлення та будівельно-монтажних робіт, зменшувалися кількість експлуатаційного персоналу та витрата матеріалів на одиницю встановленої потужності, а також підвищувався коефіцієнт корисної дії (ККД) [1]. З урахуванням обмеження габаритів підвищення потужності ТГ досягається за рахунок збільшення густини струму статора, яке можливе лише з одночасною інтенсифікацією охолодження. У цьому аспекті доцільно розглянути етапи розвитку систем охолодження на прикладі конструкцій ТГ, які були розроблені та виготовлені за часів СРСР заводами «Електросила» (колишнє Ленінградське виробниче

електромашинобудівне об'єднання «Електросила», на сьогодні — завод «Електросила», філіал відкритого акціонерного товариства «Силові машини», м. Санкт-Петербург, Росія), «Електроважмаш» (колишній Харківський турбогенераторний завод, на сьогодні — акціонерне товариство «завод “Електроважмаш”», м. Харків, Україна), «Сибелектроважмаш» (колишній Новосибірський турбогенераторний завод, на сьогодні — публічне акціонерне товариство «Науково-виробниче об'єднання “Елсіб”», м. Новосибірськ, Росія).

Найпершу серію ТГ із повним повітряним охолодженням (Т) почали виробляти в 1929 р. на заводі «Електросила». Конструкція машин цієї серії передбачала опосередковане повітряне охолодження обмотки статора (ОС) і обмотки ротора (ОР), осердя статора — повітрям, з діапазоном потужності 0,6–24 МВт. У період 1932–1935 рр. була розроблена модифікована серія Т2, у 1937 р. виготовлено ТГ по-

тужністю 100 МВт і частотою обертання 3000 об./хв із опосередкованим повітряним охолодженням, а виробництво цієї серії продовжувалося до кінця 1940 р. Наступна серія ТГ із позначеннями ТВ і ТВ2 здебільшого конструктивно повторювала серію Т2. Водночас було впроваджено ефективнішу систему водневого охолодження (ОС і ОР — опосередковане водневе, осердя статора — форсоване водневе), що дало можливість знизити робочу температуру активних елементів конструкції, підвищити одиничну потужність і ККД, а також збільшити період експлуатації. Виробництво ТГ цієї серії з діапазоном потужності 25–150 МВт здійснювалося в період 1946–1965 рр. На початку 1950-х рр. завод «Електроважмаш» почав виробництво ТГ із аналогічною системою охолодження: серії ТГВ і ТВС потужностями 25 і 30 МВт відповідно. Виробництво заводом «Електросила» ТГ серії ТВФ із діапазоном потужності 60–200 МВт припадає на 1957–1988 рр. Головною особливістю цих ТГ було безпосереднє (форсоване) водневе охолодження ОР. Виробництво заводом «Електроважмаш» машин серії ТГВ із застосуванням безпосереднього газового охолодження ОР також розпочалося в 1957 р., а ТГ цієї серії принципово відрізнялись від ТГ серії ТВФ низкою конструктивних особливостей, наприклад, безпосереднім (форсованим) водневим охолодженням ОС і ОР. Наприкінці 1950-х рр. були введені в серійне виробництво найбільші на той час дво- полюсні ТГ серії ТГВ потужностями 200 і 300 МВт із повним безпосереднім водневим охолодженням активних частин. Згодом у 1960-х рр. було впроваджено безпосереднє водяне охолодження ОС для дво- полюсних ТГ потужністю 200 МВт (ТГВ-200М), у 1970-х рр. — безпосереднє водяне охолодження ОС і ОР для дво- та чотириполюсних ТГ потужністю 500 МВт (ТГВ-500). Виробництво заводом «Електросила» перших ТГ серії ТВВ припадає на 1959 р. Ці генератори мають безпосереднє водяне охолодження ОС, безпосереднє форсоване водневе охолодження ОР, форсоване водневе охолодження осердя статора. До кінця 1980-х рр. було розроблено 9 типів ТГ цієї серії з діапазоном потужності 165–1200 МВт (машини потужністю 1000 МВт у дво- та чотириполюсному виконанні). У 1960–1970 рр. заводом «Сибелектроважмаш» розроблено та виготовлено ТГ серії ТВМ потужністю 300 МВт із безпосереднім охолодженням обмотки й осердя статора ізоляційним маслом, ОР — водою. Пізніше було налагоджено виробництво ТГ цієї серії потужністю 500 МВт, а згодом завод розпочав виробництво ТГ чотирьох типів серії ТВМ із діа-

пазоном потужності 160–500 МВт і заміною в системі охолодження масла на негорючий рідкий діелектрик. У 1970 р. завод «Електросила» розробив і налагодив виробництво принципово нових ТГ серії ТЗВ із повним безпосереднім водяним охолодженням активних частин (так звана система «три води»: три основних контури охолодження водою — ОС, ОР і осердя статора) потужностями 60 і 800 МВт. Надалі розроблено сім типів ТГ цієї серії з діапазоном потужності 60–1200 МВт.

Отже, сьогодні в пострадянських країнах на електростанціях експлуатуються ТГ із високим ступенем використання активних матеріалів різних конструкцій, потужностей та схем охолодження.

Основна частина

На всіх енергоблоках атомних електростанцій (АЕС) України функціонують ТГ серії ТВВ трьох типів, а переважна частина вироблення електроенергії забезпечується генераторами потужністю 1000 МВт. Більшість ТГ відпрацювала або наближається до закінчення свого ресурсу, тому останнім часом відмови в роботі генеруючого обладнання АЕС відбуваються частіше. Водночас причинами цих відмов здебільшого стають фактори, які на початку експлуатації ТГ не спостерігалися. Крім цього, під час усіх найважчих аварій на теплових електростанціях (ТЕС) і АЕС водень був якщо не причиною безпосередньо аварії, то фактором багатократного підсилювання її наслідків. Відтак існує актуальне завдання забезпечення пожежо- і вибухобезпеки електроенергетичного обладнання станцій, яке насамперед зумовлене циркуляцією водню в системі охолодження ТГ [2]. Також необхідно враховувати, що зі спеціалістами заводу-виробника, який територіально знаходиться в Росії, ніякі спільні роботи з модернізації чи заміни ТГ виконуватися не будуть.

Структура потужностей генерування електроенергії та особливості її споживання в Україні зумовлюють маневрені режими енергоблоків теплових електроцентралей (ТЕЦ), ТЕС і гідроелектростанцій (ГЕС) за активною та реактивною потужностями, а також коливання реактивної потужності енергоблоків АЕС [3]. Водночас генератори всіх енергоблоків запроектовані для експлуатації у номінальних режимах, тобто їхні конструкції є застарілими, а технічний стан не відповідає сучасним вимогам з ефективності, надійності та маневреності. Робота в маневрених режимах обумовлює часті пуски, зу-

пини, синхронізації, перехідні процеси генераторів, а також їхню роботу в режимах компенсаторів, неповного навантаження й обертового резерву. Частота пошкоджень генераторів, які працюють у маневрених режимах, у 3 рази вище, ніж для тих, що працюють у базових режимах. Тому особливості експлуатації та фізичні процеси, які відбуваються в обладнанні, призводять до повільної зміни параметрів і характеристик, накопичення дефектів і пошкоджень, що зумовлює поступову деградацію устаткування та значне зниження його ресурсу та надійності. За оцінками, додаткові втрати в енергосистемі від скорочення експлуатаційного ресурсу електротехнічного обладнання щорічно становлять близько 2 млрд грн [4].

У цілому надійність та ефективність експлуатації енергоблоку АЕС залежать від показників надійності кожного елемента технологічного ланцюга перетворення енергії «ядерний реактор — парогенератор — турбіна — ТГ — блоковий трансформатор», а ймовірність безвідмовної роботи ТГ визначається як добуток імовірностей безвідмовної роботи його складових частин, вузлів і допоміжних систем. Зі свого боку, надійність експлуатації потужних ТГ знижується із введенням нових допоміжних систем, кожна з яких має свої специфічні недоліки, що можуть обумовити пошкодження ТГ в цілому, а також відключення енергоблоку від мережі. Водночас підвищення потужності ТГ зі зростанням ступеня використання матеріалів відбувається не тільки за рахунок нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження, але й ускладнення конструкції основних вузлів (обмоток, статора, ротора, корпусу тощо) і супроводжується появою специфічних дефектів цих вузлів, властивих за наявності певної системи охолодження. Ці дефекти такі:

А. Конструкції ТГ незалежно від системи охолодження:

- 1) дефекти високовольтної ізоляції статора та старіння ізоляції;
- 2) послаблення кріплення обмотки й осердя статора;
- 3) послаблення пресування та місцеві нагріви осердя статора;
- 4) попадання феромагнітних предметів у статор;
- 5) виткові та корпусні замикання в ОС;
- 6) тріщини вала ротора, бандажних кілець та інших деталей ротора;
- 7) порушення балансування ротора;
- 8) порушення щільності теплообмінників (повітро- та газоохолодників, охолодників дистилляту) й елементів їхньої обв'язки.

Б. Конструкції ТГ за наявності системи водневого охолодження (опосередкованого чи безпосереднього):

- 1) порушення газощільності корпусу статора, ротора, елементів газової системи (відмови за рахунок витікання крізь нерухомі й обертові ущільнення);
- 2) пожежо- та вибухонебезпека;
- 3) ушкодження масляних ущільнень та вала;
- 4) відмови елементів газомасляної системи;
- 5) попадання масла всередину конструкції (підвищене замаслювання внутрішнього об'єму).

В. Конструкції ТГ за наявності водяного охолодження ОС:

- 1) порушення щільності з'єднань гідравлічного тракту, в тому числі водоз'єднувальних трубок та ізоляційних шлангів;
- 2) корозія внутрішнього тракту;
- 3) тріщини в порожнистих мідних провідниках ОС;
- 4) корозія та закупорювання провідників;
- 5) ушкодження високовольтної ізоляції внаслідок зволоження;
- 6) відмови елементів системи водяного охолодження (зниження питомого опору дистилляту; відмови двигунів, насосів, фільтрів тощо).

Г. Конструкції ТГ за наявності водяного охолодження ОР:

- 1) порушення щільності з'єднань гідравлічного тракту, в тому числі водорозподільних втулок і водопідводів;
- 2) тріщини в порожнистих мідних провідниках котушок ротора;
- 3) корозія та зношення міді провідників;
- 4) тепловий небаланс (підвищення вібрації ротора в разі порушення рівномірності водяного охолодження).

Показники зниження надійності ТГ в разі застосування складніших конструктивних рішень для інтенсифікації охолодження можливо отримати шляхом оброблення експлуатаційних даних пошкоджуваності великої сукупності машин за низку років [2, 5, 6, 7]. Так, згідно з усередненими даними за період 1993–2022 рр. залежно від потужності (200–1000 МВт) та системи охолодження (без урахування повітряного) найменший коефіцієнт вимушеного простою в роботі q мають тільки ТГ типу ТГВ потужностями 200 і 300 МВт із водневим охолодженням: 0,2–0,3 % за гранично нормативного значення 0,5 %. За умов воднево-водяного охолодження з восьми типів ТГ тільки два відповідають нормам надійності (типу ТВВ потужностями 200 і 320 МВт), для ТГ типу ТГВ-200М,

ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е та ТВВ-1000-4 коефіцієнт q знаходиться в межах 0,5–1,0 %, для ТВВ-500 цей коефіцієнт досягає 2 %, ТВВ-1000-2 — 3,3 %. У групі машин із двома та більше рідкими охолодними середовищами жоден ТГ не відповідає вимогам надійності: для ТГ типу ТВМ потужностями 300 і 500 МВт коефіцієнт q знаходиться в межах 0,5–1,0 %, для двота чотиріполюсних ТГВ-500 цей коефіцієнт досягає 2,0–2,5 %, для ТЗВ-800 — 3,0 %.

Оскільки нормам надійності відповідають тільки ТГ потужністю до 320 МВт із водневим і воднево-водяним охолодженням, доцільно провести більш розгорнутий аналіз для таких машин. Згідно з усередненими даними за 1993–2022 рр. для потужності 25–30 МВт перехід від повітряного до водневого опосередкованого охолодження обумовлює зниження ймовірності безвідмовної роботи ТГ з 0,93 до 0,76–0,81. Для потужності 50–100 МВт перехід від опосередкованого водневого до безпосереднього водневого охолодження ОР зумовлює зниження ймовірності безвідмовної роботи з 0,73–0,85 до 0,65–0,69. Вплив переходу до безпосереднього водяного охолодження ОС у разі безпосереднього водневого ОР для потужності 150–300 МВт можливо оцінити тільки за умов виключення впливу значної відмінності ймовірності безвідмовної роботи для систем збудження, щітково-контактного апарата й інших вузлів ТГ різних типів. З цією метою можна порівняти ймовірність

безвідмовної роботи для системи «статор-ротор»: ця величина становить 0,93–0,95 за відсутності водяного охолодження ОС і знижується до 0,75–0,82 за наявності такого охолодження ОС (табл. 1).

Загалом середня величина питомого недовиробітку електроенергії з причини дефектів статора на 21 % вища в разі безпосереднього водяного охолодження ОС порівняно з безпосереднім водневим охолодженням цієї обмотки.

Як приклад, перевагою ТГ серії ТЗВ є відсутність водню в системі охолодження та можливість використання для змащування підшипників негорючої рідини (наприклад, синтетичного вогнетривкого турбінного масла ВМТІ), що забезпечує пожежо- та вибухобезпеку конструкції. Ці машини відрізняються високим ступенем використання матеріалів, підвищеним ККД (не нижче 98,9 %), а також значними показниками надійності — коефіцієнтом готовності 0,996 (99,6 %) і напрацюванням на відмову 18 000 год. Але така система вміщує велику кількість гілок охолодження та, як наслідок, велику кількість з'єднань металевих і фторопластових трубок. Тільки система охолодження осердя статора містить понад 2500 з'єднувальних трубок [8]. Навіть за ймовірності безвідмовної роботи одного з'єднання «штуцер охолоджувача — з'єднувальна трубка» 0,99999 (що неможливо), ймовірність безвідмовної роботи всієї системи охолодження осердя статора становить 0,951,

Таблиця 1. Вплив типу охолодження на ймовірність безвідмовної роботи ТГ потужністю 150–300 МВт

Вузол ТГ	Схема охолодження і тип ТГ			
	повне безпосереднє водневе охолодження активних елементів конструкції		безпосереднє водневе — ОР, безпосереднє водяне — ОС, водневе — осердя статора	
	ТГВ-200	ТГВ-300	ТВВ-165-2	ТВВ-200-2
Статор	0,98	0,97	0,85	0,77
Ротор	0,95	0,98	0,97	0,98
Щітково-контактний апарат	0,91	0,76	0,85	0,93
Збудник і система збудження	0,83	0,82	0,87	0,92
Газощільність (корпус ТГ, трубопроводи, арматура тощо)	0,79	0,69	0,81	0,91
Масляні ущільнення вала та система їхнього маслопостачання	0,84	0,85	0,78	0,87
ТГ у цілому	0,47	0,35	0,39	0,51
Статор і ротор	0,93	0,95	0,82	0,75

тобто з урахуванням інших допоміжних систем водяного охолодження ОС і ОР, а також систем збудження, щітково-контактного апарата й інших вузлів — надійність ТГ в цілому не буде перевищувати величину 0,2–0,25.

Таким чином, ускладнення конструкції та введення нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиничної потужності призводять до зниження надійності ТГ. З іншого боку, чим потужніший ТГ, тим більшу кількість електроенергії він може виробити, але його зупин спричиняє значний її недовиробіток і відповідні фінансові збитки. Так, узагальнено за енергоблоками АЕС України в середньому за весь період експлуатації ТГ типу ТВВ-1000-2 фактично виробляє у 3,2 раза більше електроенергії, ніж ТГ типу ТВВ-220-2 (замість 4,5 раза відповідно до номінальної потужності), але зумовлює фінансові збитки через її недовиробіток у 730 разів більші, а ТГ типу ТВВ-1000-4 фактично виробляє у 4,3 раза більше електроенергії, ніж ТГ типу ТВВ-220-2, водночас обумовлює фінансові збитки з причини її недовиробітку більші в 138 разів [3].

З урахуванням викладених вище об'єктивних причин можна зробити такий логічний висновок: задля досягнення найвищої можливої надійності для будь-якого ступеня одиничної потужності генератора необхідно максимально обмежити застосування води та інших рідких агентів як охолодного середовища, а для досягнення достатньої пожежо- та вибухобезпеки не застосовувати водень взагалі. Тому доцільно розглянути технічні можливості заміни ТГ енергоблоків АЕС України на інші, в системі охолодження яких відсутній водень, а за рахунок спрощення конструкції та кількості допоміжних систем підвищується надійність їхньої експлуатації. За таких умов головну увагу необхідно зосередити на ТГ із повним повітряним охолодженням або змішаним повітряно-водяним як екологічно сумісних охолодних середовищ.

Досягнення сучасного електромашинобудування щодо розроблення енергетичного обладнання великої потужності з безпосереднім охолодженням обмоток та активної сталі водою створили можливості для вдосконалення конструкції генераторів із повітряним і повітряно-водяним охолодженням на основі застосування найефективніших схем безпосереднього охолодження, термореактивної корпусної ізоляції ОС із підвищеними механічною й електричною міцністю, нових видів ізоляції ротора, електротехнічної сталі зі зменшеними питомими втратами, сучасних конструктивних матеріалів. Велике зна-

чення має також розвиток чисельних методів розрахунку та комп'ютеризованого проектування, що дає змогу максимально зберегти переваги водневого охолодження активних частин ТГ під час переходу до їхнього повітряного охолодження. Наприклад, на АЕС Olkiluoto (Фінляндія) експлуатуються два ТГ потужністю 1000 МВт виробництва фірми ABB із водяним охолодженням обмоток статора та ротора, повітряним — осердя статора.

Водночас зростає зацікавленість споживачів до ТГ середньої та малої потужності, а питання екології набувають важливого значення. Характерним є також різко нерівномірний графік навантаження сучасних енергосистем, що зі свого боку підвищує вимоги до маневреності агрегатів. Пристосованість ТГ малої та середньої потужності до таких режимів значно вище, ніж ТГ великої потужності, що й зумовило розвиток газових турбін, призначених насамперед для покривання пікового навантаження та парогазового устаткування з високим значенням ККД. Ця тенденція спричинила підвищену зацікавленість до «старої» техніки — ТГ із повітряним охолодженням, які свого часу були замінені на ТГ більшої потужності. Відтак провідні електромашинобудівні компанії поступово відмовляються від розроблення турбоагрегатів надвисокої потужності, з пріоритетом на ТГ потужністю до 500 МВт і переходом на їхнє повітряне охолодження. Прикладами таких розробок є ТГ потужністю 212 МВт виробництва фірми Siemens, потужністю 240 МВт — фірми ABB, 400 МВт — фірми Alstom Power і 520 МВт — фірми Toshiba [6].

Відповідно до [1] ККД для ТГ однієї серії підвищується зі зростанням потужності, але за умов переходу до серій з більшим ступенем використання матеріалів цей коефіцієнт, як правило, дещо знижується (рис. 1). Згідно з вимогами ГОСТ 533-2000 ККД повинен мати значення від 97,0 % для ТГ малої потужності (з повітряним охолодженням) до 98,8 % для ТГ потужністю 1200 МВт. Максимальний ККД відповідає навантаженню, за умов якого змінні (залежні від навантаження) втрати дорівнюють постійним (незалежним від навантаження). У разі опосередкованого охолодження ОС і ОР постійні втрати ТГ великої потужності перевищують змінні, у разі безпосереднього охолодження тільки ОР постійні та змінні втрати приблизно рівні, а в разі безпосереднього охолодження ОС і ОР змінні втрати більше постійних. Тому підвищення інтенсивності охолодження та густини струму зумовлює зниження ККД за умов повного навантаження. Але в разі переходу

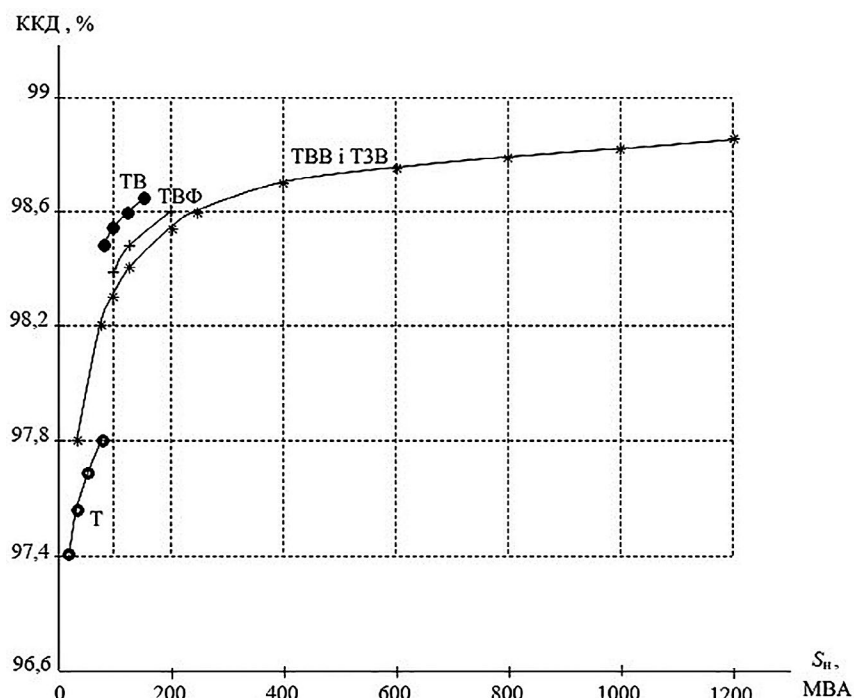


Рис. 1. Залежність ККД ТГ від потужності та системи охолодження

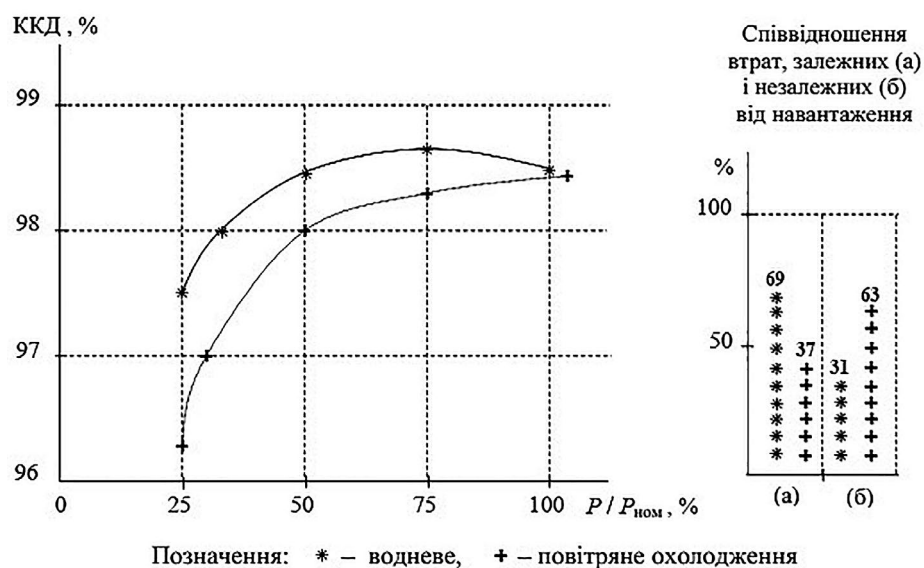


Рис. 2. Залежність ККД ТГ потужністю 150 МВт від навантаження й охолодного середовища

до повітряного охолодження ТГ зі зростанням навантаження ККД підвищується, тобто існує оптимальне співвідношення втрат, яке забезпечує необхідне значення ККД за умов номінального навантаження.

Прикладом машини з оптимальним співвідношенням змінних і постійних втрат є ТГ потужністю 150 МВт із повітряним охолодженням і частотою обертання 3000 об./хв, розміщений на ТЕЦ у Фін-

ляндії [6]. Відповідно до аналізу технічних даних і показників експлуатації ступінь використання матеріалів цього ТГ менше приблизно у 1,5 раза порівняно з аналогічним із водневим охолодженням, але досягнуте співвідношення залежних і незалежних від навантаження втрат дозволило забезпечити рівність ККД обох машин за умов номінального навантаження (рис. 2). У разі зниження навантаження ККД ТГ

з повітряним охолодженням знижується порівняно з ККД аналогічного з водневим охолодженням, оскільки залежні від навантаження втрати для першого ТГ мають величину 37 %, для другого — 69 %.

Водночас існує досвід будівництва АЕС Temelin (Чеська республіка), енергоблоки якої складаються з російської реакторної установки (ВВЕР-1000), турбінного та генераторного устаткування — власного чеського виробництва. У цьому аспекті під час розроблення нового генераторного устаткування для енергоблоків АЕС в Україні має бути максимально використаний вітчизняний промисловий потенціал, насамперед заводу «Електроважмаш».

На цьому заводі була розроблена серія ТГ із повним повітряним охолодженням (опосередкованим — ОС, безпосереднім — ОР, форсованим — осердя статора) одиначної потужності від 120 до 320 МВт [7]. Ще на початку 2010-х рр. були закінчені випробування та відправлений замовнику головний зразок нової уніфікованої серії ТА з повним повітряним охолодженням для парових і газових турбін — ТГ типу ТА-120 потужністю 120 МВт. Проведені випробування підтвердили правильність впровадження нових конструкторських і технологічних рішень, які забезпечили певний тепловий запас конструкції. З причини низького інвестування технічного переобладнання електростанцій України такі розробки заводу «Електроважмаш» на той час були припинені.

Нова серія ТА враховувала можливість розміщення на фундаменти ТГ аналогічної потужності з водневим і воднево-водяним охолодженням, які відпрацювали свій проектний ресурс. Водночас розроблялися ТГ серії ТА з розширеними можливостями регулювання реактивної потужності асинхронного й асинхронізованого типів.

Відповідно до технічного проекту заводу «Електроважмаш» існує можливість розроблення асинхронізованого ТГ серії ТА потужністю 220 МВт із повним повітряним охолодженням, в якому збережені номінальна напруга ОС (15,75 кВ) та основні прив'язувальні до фундаменту розміри ТГ серії ТВВ аналогічної потужності з воднево-водяним охолодженням, що забезпечує розміщення нових ТГ на відповідних енергоблоках АЕС України без необхідності перероблення фундаменту та спряження з турбіною зі збереженням іншого електротехнічного обладнання.

Як приклад, асинхронізований ТГ типу ТАП-220-2 поздовжньо-поперечного збудження дозволяє експлуатацію в режимі недозбудження з коефіцієнтом потужності 0,95 (порівняно з ТВВ-220-2 з коефіцієн-

том потужності 0,985) та має вищі показники надійності: коефіцієнт готовності 0,998 і напрацювання на відмову 27 000 год (порівняно з ТВВ-220-2 — 0,995 і 18 000 год відповідно). Співвідношення складових залежних і незалежних від навантаження втрат у ТГ типу ТАП-220-2 дає змогу забезпечити значення ККД, як і в ТГ типу ТВВ-220-2: частка змінних втрат становить 41 і 70 %, а постійних — 59 і 30 % відповідно, за однакового рівня сумарних втрат (рис. 3). Усе це загалом має важливе значення за можливого розміщення таких ТГ на енергоблоках Рівненської АЕС, оскільки ТГ цієї станції (як і Хмельницької АЕС) вимушено беруть участь у регулюванні частоти, активної та реактивної потужностей в мережі й експлуатуються з підвищеними коефіцієнтами потужності, що погіршує економічні показники та негативно впливає на технічний стан обладнання [3].

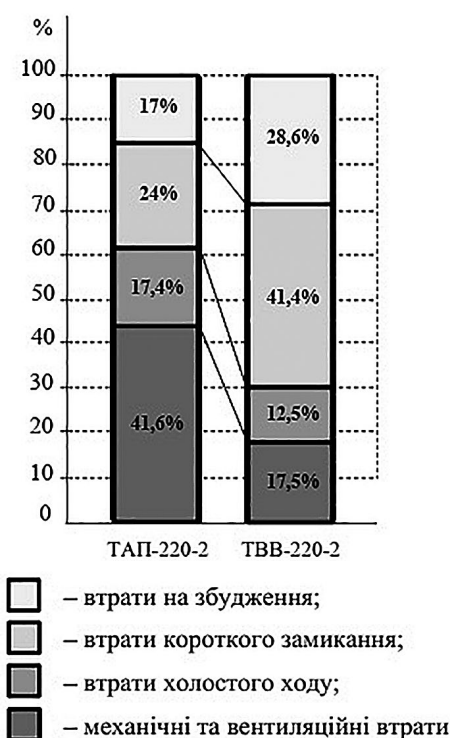


Рис. 3. Розподіл втрат у ТГ із повітряним і воднево-водяним охолодженнями

Заміна синхронних ТГ типу ТВВ-220-2 енергоблоків № 1 і 2 Рівненської АЕС на асинхронізовані типу ТАП-220-2 із діапазоном регулювання реактивної потужності від +200 Мвар до -250 Мвар створює можливість стабілізувати напругу мережі та відмовитися від шунтувальних реакторів відкритого розподільчого устрою 750 кВ (ВРУ-750), а також забезпечити штатні режими експлуатації не тільки ТГ,

а й усього електротехнічного обладнання енергоблоків. Водночас заміна двох (із чотирьох) синхронних ТГ типу ТВВ-220-2 енергоблоків № 1 і 2 Рівненської АЕС (тобто по одному на кожному блоці) забезпечує в межах кожного енергоблоку розділення функцій генерування і споживання реактивної потужності між синхронним і асинхронізованим ТГ, що створює можливість стабілізувати напругу на шинах мережі з одночасним забезпеченням номінального режиму експлуатації інших двох синхронних ТГ типу ТВВ-220-2 (із коефіцієнтом потужності 0,85–0,9) і відмовитися від одного з двох шунтувальних реакторів ВРУ-750. Заміна як усіх чотирьох синхронних ТГ, так і двох підвищує надійність, безпеку й ефективність роботи енергоблоків АЕС за рахунок розширення діапазону регулювання реактивної потужності, знижує витрати на обслуговування, а також сприяє якісному енергозабезпеченню споживачів [9].

Виготовлені на заводі «Електроважмаш» ТГ типу ТГВ-500-4 мають низку конструктивних особливостей, а для охолодження обмоток статора та ротора застосовано найінтенсивніший холодоагент — воду, для охолодження осердя статора — водень із підвищеним тиском. Ці ТГ розроблені як серійні машини, уніфіковані до поперечного перерізу з ТГ типу ТВВ-1000-4 заводу «Електросила» (за часів СРСР існувала тенденція до уніфікації деталей і вузлів для різних типів генераторів). Оскільки для покращення умов охолодження ротор ТГ типу ТВВ-1000-4 має великий діаметр, ротор ТГ типу ТГВ-500-4 не є гранично навантаженим вузлом за умов водяного охолодження його обмотки, тому на етапі технічного проекту розроблювався також варіант водневого охолодження ОР за однакових габаритів ТГ. Під час експлуатації спостерігалася низка пошкоджень через розгерметизацію тракту статора та ротора, водночас наявність водню в корпусі підвищувала імовірність розгерметизації ущільнень і витікання в картери підшипників. Система водяного охолодження ОР спричиняла найбільше порушень в роботі.

Фахівцями заводу «Електроважмаш» була запропонована модернізація конструкції ТГ типу ТГВ-500-4, цільовими функціями якої на першому місці були надійність і пожежобезпека, а не розрахункове значення ККД — відмова від водневого охолодження з мінімальною кількістю вузлів, які охолоджуються водою. Оскільки на той час рівень технологій не дозволяв виконання ОС із безпосереднім повітряним охолодженням для ТГ потужністю 500 МВт і напругою 20 кВ, найпростішим рішенням

було переведення наявних ТГ типу ТГВ-500-4 на охолодження стиснутим повітрям усіх вузлів крім ОС. Запропоновано два варіанти (етапи) модернізації з можливістю визначення необхідності виконання другого варіанта (етапу) після реалізації робіт і всебічних випробувань ТГ, модернізованого відповідно до першого етапу.

Перший найекономічніший варіант модернізації ТГ (ТГВ-500-4М1) передбачав дороблення конструкції ротора та його обмотки з метою переведення на безпосереднє повітряне охолодження, а також удосконалення статора для можливості охолодження його осердя повітрям із підвищеним тиском у корпусі. Оскільки на першому етапі модернізації з причини вдосконаленої конструкції використовується деяке електромагнітне недовантаження ротора, очікувався підвищений нагрів осердя статора в межах допустимих значень. Тому другий варіант модернізації ТГ (ТГВ-500-4М2) передбачає заміну статора на досконалішу конструкцію як відповідно до системи охолодження, так і схеми обмотки з використанням модернізованого на першому етапі ротора.

Перший етап модернізації забезпечує можливість повітряного охолодження ОР і осердя статора, що, з одного боку, знижує ККД ТГ, а з іншого — надає значні переваги: підвищення надійності, пожежо- і вибухобезпеки, а також зниження витрат на обслуговування та ремонт. Заміна водню для статора та води в роторі на повітря дає можливість відмовитись від газомасляної системи, ущільнення вала, повністю вилучити ненадійні ущільнювальні резинові кільця, знизити вологість газу в корпусі, спростити конструкцію ущільнень корпусу і за рахунок цього застосувати негорюче масло ВМТІ. Завдяки другому етапу модернізації досягається зниження робочої температури обмоток статора та ротора на 15–20 °С, а також підвищення ККД ТГ на 0,15–0,2 %.

Така модернізація була запропонована заводом «Електроважмаш» для ТГ типу ТГВ-500-4 на блоці № 5 Нововоронезької АЕС (Росія) за однакових габаритів машини.

Можливість успішної модернізації базується на таких передумовах.

Ротор ТГ типу ТГВ-500 завдяки великим активним розмірам на основі вдосконалення конструкції можливо надійно виконати з безпосереднім повітряним охолодженням за умов збереження необхідної міцності його бочки. Заводом «Електроважмаш» було розроблено й апробовано оптимальні схеми повітряного охолодження осердя статора і ОР для потужних

машин, які забезпечують мінімальні втрати на тертя та вентиляцію. Випробування під навантаженням на Екібастузьській державній районній електростанції (ДРЕС, Казахстан) «швидкохідного» ТГ типу ТГВ-500-2 (2 полюси на роторі та частота обертання 3000 об./хв) із охолодженням осердя статора стислим повітрям замість водню підтвердили правильність технічних рішень, які згодом були покладені в основу робочого проекту нового «тихохідного» ТГ типу ТГВ-500-4 (4 полюси на роторі та частота обертання 1500 об./хв) із повітряно-водяним охолодженням для Слов'янської ДРЕС. Тому успішність використання повітряного охолодження для ТГ типу ТГВ-500-4 обумовлена насамперед «тихохідністю» і відносно низьким ступенем використання матеріалів за умов водяного охолодження ОР (питоме використання активної зони ТГ типу ТГВ-500-4 у 1,6 раза менше, ніж ТГ типу ТВВ-1000-4 із водневим охолодженням ОР за однакових їхніх діаметрів, тобто «модельна» потужність ТГВ-500-4 повинна бути близько 800 МВт).

Для виконання вимог розміщення на наявний фундамент основні розміри нового ТГ мають бути наближеними до основних розмірів ТГ, що замінюється. За таких умов і певних технологічних доробок навіть у разі різного конструктивного виконання новий ТГ установлюється на наявний фундамент. Основні параметри дво- та чотириполюсних ТГ типу ТГВ потужністю 500 МВт порівняно з дво- та чотириполюсними ТГ типу ТВВ потужністю 1000 МВт наведено в табл. 2.

Чотириполюсні ТГ типу ТВВ-1000 виконані на основі конструкції двополюсних відповідної серії, але з іншою кількістю неявних полюсів ротора. Діаметр ротора «тихохідного» ТГ більший, ніж діаметр ротора «швидкохідного», що дало можливість скоротити відносну довжину. Проте більший діаметр ротора не зумовлює збільшення зовнішнього діаметра та маси осердя статора, оскільки за рахунок чотириполюсної конструкції ротора зменшення магнітного потоку на полюс дозволяє знизити висоту ярма осердя. Як результат, зовнішній діаметр чотириполюсного ТГ типу ТВВ-1000 не набагато більший, ніж двополюсного відповідної серії. Зі свого боку, зовнішній діаметр ТГ типу ТВВ-1000-4 не набагато більший, ніж ТГ типу ТГВ-500-4, також це стосується і двополюсних ТГ типів ТВВ і ТГВ відповідних потужностей. Діаметр ротора ТГ типу ТГВ-500-4 заводу «Електроважмаш» рівний діаметру ротора ТГ типу ТВВ-1000-4 заводу «Електросила», а діаметр ротора ТГ типу ТГВ-500-2 не набагато менший, ніж ТГ типу ТВВ-1000-2. Найбільша розбіжність основних розмірів ТГ типів ТГВ і ТВВ із потужностями 500 і 1000 МВт відповідно, за активною довжиною статора (близько 1 м). Цю обставину дещо спрощує те, що активна довжина статора ТГ типу ТГВ менша (а не більша) за цю довжину ТГ типу ТВВ. Крім цього, номінальна напруга ТГ типу ТГВ потужністю 500 МВт становить 20 кВ, а ТГ типу ТВВ потужністю 1000 МВт — 24 кВ, що зумовлює необхідність іншого електротехнічного обладнання під час заміни.

Таблиця 2. Основні параметри ТГ типів ТГВ і ТВВ потужностями 500 і 1000 МВт

Параметри	Тип ТГ			
	ТГВ-500-2	ТВВ-1000-2	ТГВ-500-4	ТВВ-1000-4
Номінальна активна потужність, МВт	500	1000	500	1000
Номінальна напруга статора, кВ	20	24	20	24
Номінальний струм статора, А	17 000	26 760	17 000	26 760
ККД, %	98,72	98,89	98,60	98,80
Номінальний коефіцієнт потужності	0,85	0,9	0,85	0,9
Частота обертання, об./хв	3000	3000	1500	1500
Діаметр розточки осердя, м	1,32	1,4	1,94	1,97
Діаметр ротора, м	1,12	1,2	1,8	1,8
Активна довжина статора, м	6,2	7,1	5,5	6,6
Діаметр ярма статора, м	2,725	2,95	3,157	3,28

З урахуванням структури енергоблоку (реактор із технологічно з'єднаними двома гілками перетворення теплової енергії в електричну, кожна з яких розрахована на половину електричної потужності реактора) – необхідність двох ТГ потужністю 500 МВт замість одного ТГ потужністю 1000 МВт, а також зважаючи на кількість енергоблоків в Україні, які експлуатуються з реакторами типу ВВЕР-1000, така реконструкція потребує значних фінансових витрат, трудових затрат і часу. З одного боку, таку реконструкцію можливо реалізовувати поетапно (почергово на кожному енергоблоці), а з іншого – складнощі її реалізації відшкодовуються такими перевагами:

- застосування двох паралельних ланок половинної потужності дає змогу проводити ремонтні роботи на кожній з них незалежно від іншої без зупину реактора;

- за умов виникнення аварії в електричній частині будь-якої ланки усувається необхідність глибокого розхолодження реактора, достатньо лише знизити його потужність;

- підвищується коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоку;

- наявним є постійний оперативний резерв.

Основним стратегічним напрямом розвитку енергетики й вітчизняного електромашинобудування має бути максимально можливе забезпечення потреб електроенергетичного комплексу за рахунок розроблення та виробництва власного обладнання. За умов належного фінансування й оптимального використання вітчизняного промислового потенціалу на основі набутого досвіду проектування потужностей генерування можлива реалізація власного виробництва пожежо- та вибухобезпечних ТГ для енергоблоків АЕС. Відповідно до висновку фахівців заводу «Електроважмаш» з урахуванням певного теплового запасу конструкції ТГ серії ТА рівень технологій і впровадження розроблених систем повітряного охолодження для активних частин потужних електричних машин дають змогу підвищити одиничну потужність ТГ із повним повітряним охолодженням до 500-560 МВт, у тому числі з розширеними можливостями регулювання реактивної потужності асинхронного й асинхронізованого типів [10]. Відтак у майбутньому існує перспектива заміни модернізованих ТГ серії ТГВ потужністю 500 МВт із повітряно-водяним охолодженням на сучасніші ТГ серії ТА аналогічної потужності із повним повітряним охолодженням за умов збереження основних геометричних розмірів для розміщення на наявних фундаментах. Зі свого боку, це створює передумо-

ви для реалізації енергоблоку АЕС, що складається з ядерного реактора ВВЕР-1000 та приєднаних до нього двох паралельних ланцюгів перетворення енергії, кожен із яких розрахований на половину електричної потужності реактора, в одному з ланцюгів встановлено синхронний, а в іншому – асинхронізований ТГ.

Отже, Україна має технічні можливості для заміни ТГ енергоблоків АЕС на інші, в системі охолодження яких відсутній водень. З урахуванням фактичної одиничної потужності енергоблоків АЕС України та вітчизняного рівня техніки, виробничого й експлуатаційного досвіду можна рекомендувати такі типи ТГ для заміни діючих:

- замість дво полюсних ТГ серії ТВВ потужністю 220 МВт із воднево-водяним охолодженням – встановлення дво полюсних ТГ серії ТА аналогічної потужності з повним повітряним охолодженням і розширеними можливостями регулювання реактивної потужності (без необхідності перероблення фундаменту та спряження з турбіною зі збереженням іншого електротехнічного обладнання); структура енергоблоків АЕС потужністю 440 МВт залишається незмінною: ядерний реактор ВВЕР-440 та приєднані до нього два паралельні ланцюги перетворення енергії, кожен із яких розрахований на половину електричної потужності реактора (за принципом «дубль-блоків»);

- замість дво- та чотириполюсних ТГ серії ТВВ потужністю 1000 МВт із воднево-водяним охолодженням – встановлення модернізованих дво- та чотириполюсних ТГ типу ТГВ потужністю 500 МВт із повітряно-водяним охолодженням (та необхідністю перероблення фундаменту і спряження з турбіною, а також заміною іншого електротехнічного обладнання); структура енергоблоків АЕС потужністю 1000 МВт реконструюється відповідно до принципу роботи «дубль-блоків»;

- надалі існує перспектива замінити модернізовані ТГ типу ТГВ потужністю 500 МВт із повітряно-водяним охолодженням на сучасніші ТГ серії ТА аналогічної потужності з повним повітряним охолодженням і розширеними можливостями регулювання реактивної потужності (без необхідності перероблення фундаменту та спряження з турбіною зі збереженням іншого електротехнічного обладнання); структура енергоблоків АЕС потужністю 1000 МВт залишається незмінною (за принципом «дубль-блоків»).

Необхідно підкреслити, що за сучасних умов періодичних обстрілів енергетичних об'єктів України з боку країни-агресора, пожежо- та вибухобезпека електричних станцій набуває особливого значення.

Висновки

На сьогодні більшість ТГ енергоблоків АЕС України відпрацювала чи наблизилась до закінчення свого робочого ресурсу. Конструкції ТГ є застарілими, а технічний стан не відповідає сучасним вимогам з ефективності, надійності та маневреності. Накопичений вітчизняний досвід експлуатації та досліджень потужних генераторів, застосування вдосконалених матеріалів і систем охолодження створюють можливість розроблення ТГ із повітряно-водяним і повним повітряним охолодженням потужністю 220–500 МВт і вище для заміни ТГ із воднево-водяним охолодженням енергоблоків АЕС, у тому числі з розширеними можливостями регулювання реактивної потужності асинхронного й асинхронізованого типів, що дає змогу підвищити ефективність станцій та забезпечити пожежо- та вибухобезпеку машинних залів.

Генератори з повітряним охолодженням характеризуються надійністю роботи, простотою конструкції та обслуговування, а габарити і маса можуть несуттєво відрізнятися від аналогічних із водневим охолодженням. Високе значення ККД забезпечується завдяки зниженню змінних втрат (короткого замикання та збудження — завдяки меншому значенню густини струму) за дещо підвищених постійних втрат (холостого ходу та механічних). Тому ККД генераторів із повітряним охолодженням, як правило, або дещо нижче (на 0,1–0,3 %), або знаходиться на рівні вже досягнутому в машинах з іншими системами охолодження.

Застосування двох паралельних ланок половинної потужності у структурі енергоблоків підвищує надійність і коефіцієнт використання встановленої потужності, а розміщення в одному з ланцюгів асинхронізованого ТГ підвищує безпеку й ефективність роботи АЕС за рахунок розширення діапазону регулювання реактивної потужності, знижує витрати на обслуговування, а також сприяє якісному енергозабезпеченню споживачів.

Список використаної літератури

1. Хуторецкий Г. М. Проектирование турбогенераторов / Г. М. Хуторецкий, М. И. Токов, Е. В. Толвинская. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
2. Хвалін Д. І. Актуальність і технічні можливості відмови від водневого охолодження турбогенераторів атомних електростанцій / Д. І. Хвалін // Ядерна енергетика та довкілля. – 2024. – № 2 (30). – С. 23–30.

3. Хвалін Д. І. Особливості експлуатації турбогенераторів атомних електростанцій України / Д. І. Хвалін // Ядерна енергетика та довкілля. – 2024. – № 1 (29). – С. 13–22.
4. Розвиток наукових засад та розробка засобів підвищення показників безвідмовності потужних турбо- і гідроенергетиків (Звіт № ДР 0214U 005180). – Київ : ІЕД НАН України, 2018. – 245 с.
5. Khvalin D. I. A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction / D. I. Khvalin, S. A. Dovydkov // Colloquium-journal. – 2023. – № 3 (162). – Р. 33–37.
6. Khvalin D. I. Diagnostic and monitoring of generators power plants / D. I. Khvalin. – Boston, USA : Primedia eLaunch LLC, 2023. – 131 p.
7. Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій / Ю. В. Зозулін, О. Є. Антонов, В. М. Бичік [та ін.]. – Харків : ПФ «Колегіум», 2011. – 228 с.
8. Кенсичкий О. Г. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О. Г. Кенсичкий, Г. М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 26. – С. 69–74.
9. Кенсичкий О. Г. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС / О. Г. Кенсичкий, А. А. Ключников, Г. М. Федоренко. – Чернобыль : ИПБ АЭС НАН Украины, 2009. – 240 с.
10. Кобзар К. О. Методи і засоби створення та комплексної повузлової модернізації турбогенераторів потужністю 150–300 МВт : дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01 / К. О. Кобзар. – Київ : ІЕД НАН України, 2015. – 216 с.

D. I. Khvalin

*Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants,
NAS of Ukraine, 12, Lysohirska st., Kyiv, 03028, Ukraine*

Technical Possibilities for Replacement of Turbogenerators at Ukrainian Nuclear Power Plants

Taking into account the reliability and economy of manufacturing designs for different power turbogenerators, the permissible limits of application for their cooling systems is determined. It is shown that the increase in turbogenerator power with increasing degree of material use occurs not only due to new auxiliary systems for cooling intensification, but also due to a

design complication of the main units, accompanied by the appearance of specific defects of these units inherent in the presence of a certain cooling system. Based on the analysis of operational data, indicators of reduced reliability of turbogenerators using more complex design solutions for cooling intensification are obtained. The achievements of modern electrical engineering industry in developing high-power energy equipment with direct water cooling of windings and active steel have created opportunities for improving generators design with air and air-water cooling based on the use of the most effective direct cooling systems, new types of insulation with increased mechanical and electrical strength, electrical steel with reduced specific losses, modern structural materials. Technical possibilities for replacement of turbogenerators at nuclear power plant units in Ukraine with domestically manufactured ones with non-hydrogen cooling system that allow increasing reliability of power plants and ensuring fire and explosion safety in engine rooms is scientifically substantiated.

Keywords: nuclear power plant, power unit, powerful turbogenerator, design, cooling system, reliability, safety.

References

1. Hutoreskiy G. M., Tokov M. I., Tolvinskaya Ye. V. (1987). *Proyektirovaniye turbogeneratorov* [Turbogenerators design]. Leningrad: Energoatomizdat, 256 p. (in Rus.)
2. Khvalin D. I. (2024). Actuality and technical possibility of refusal of turbogenerators hydrogen cooling of nuclear power plants. *Nuclear Power and the Environment*, vol. 30, no. 2, pp. 23–30. (in Ukr.)
3. Khvalin D. I. (2024). The operation features of nuclear power plants turbogenerators of Ukraine. *Nuclear Power and the Environment*, vol. 29, no. 1, pp. 13–22. (in Ukr.)
4. *Development of scientific bases and elaboration of means for increase the faultless indicators of powerful turbo- and hydro-generators*. Report no. DR0214U 005180. Kyiv: The Institute of Electrodynamics, NAS of Ukraine, 2018, 245 p. (in Ukr.)
5. Khvalin D. I., Dovydkov S. A. (2023). A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction. *Colloquium-journal*, vol. 162, no. 3, pp. 33–37.
6. Khvalin D. I. (2023). *Diagnostic and monitoring of generators power plants*. Boston, USA: Primedia eLaunch LLC, 131 p.
7. Zozulin Yu. V., Antonov O. Ie., Bychik V. M., et al. (2011). *Stvorennia novykh typiv ta modernizatsiia diiuchykh turboheneratoriv dlia teplovykh elektrychnykh stantsii* [The creation of new types and modernization of operating turbogenerators for thermoelectric power plants]. Kharkiv: PF Kolehium, 2011. 228 p. (in Ukr.)
8. Kensytskyi O. G., Fedorenko G. M. (2016). Reliability of generating equipment and prospects for development of nuclear power engineering in Ukraine. *Problems of Nuclear Power Plants Safety and of Chornobyl*, vol. 26, pp. 69–74. (in Ukr.)
9. Kensytskyi O. G., Klyuchnikov A. A., Fedorenko G. M. (2009). *Bezopasnost', nadezhnost' i effektivnost' ekspluatatsii elektrotekhnicheskogo i elektroenergeticheskogo oborudovaniya blokov AES* [Safety, reliability and efficiency of operation of electrotechnical and electric power equipment of NPP units]. Chornobyl: ISP NPP, NAS of Ukraine, 240 p. (in Rus.)
10. Kobzar K. O. *Metody i zasoby stvorenniya ta kompleksnoyi povuzlovoyi modernizatsiyi turboheneratoriv potuzhnistyu 150–300 MVt* [Methods and agents for manufacturing and unit modernization of turbogenerators rated 150–300 MW (PhD Dissertation)]. Kyiv: The Institute of Electrodynamics, NAS of Ukraine, 2015. 216 p. (in Ukr.)

Надійшла / Received 15.02.2025

Рекомендована до друку / Accepted 16.06.2025