

Д. І. Хвалін

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

## Актуальність і технічні можливості відмови від водневого охолодження турбогенераторів атомних електростанцій

### Ключові слова:

потужний турбогенератор,  
система охолодження,  
атомна електростанція,  
безпека,  
надійність,  
ефективність

За допомогою аналізу впливу типу охолодження на вірогідність безвідмовної роботи турбогенераторів різної потужності показано, що ускладнення конструкції та введення нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиничної потужності призводять до зниження їхньої надійності. Розглянуті основні шляхи забезпечення надійності генераторів: впровадження систем і засобів контролю та діагностики основних вузлів, резервування важливих систем обладнання, а також спрощення конструкції генераторів з одночасною відмовою від низки допоміжних систем. Висвітлено переваги застосування повного повітряного охолодження порівняно з водневим і воднево-водяним, а також науково обґрунтовано необхідність відмови від використання водневого охолодження для потужних турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій. На основі аналізу вітчизняного та світового досвіду розроблення й експлуатації потужних електричних машин з повним повітряним охолодженням показано, що сучасний рівень техніки і технологій дозволяє розробити надпотужні турбогенератори з повним повітряним охолодженням для забезпечення пожежо- та вибухобезпеки теплових і атомних електростанцій.

Створення надійних турбогенераторів (ТГ) є однією з умов щодо забезпечення безпеки й ефективності експлуатації атомних електростанцій (АЕС) у цілому. Значення цієї проблеми суттєво підвищилося після аварій на АЕС «Три Майл Айленд» (березень 1979 р., США), Чорнобильській (квітень 1986 р., Україна) та «Фукусіма-Даїчі» (березень 2011 р., Японія). Під час цих аварій відбулося плавлення ядерного палива в тепловидільній збірці, як результат були зруйновані перші два бар'єри безпеки. За умов значного підвищення температури відбулася парацирконієва реакція — окислення цирконію з одночасним виділенням вільного водню, накопичення якого призвело у двох випадках до вибуху (Чорнобильська АЕС та «Фукусіма-Даїчі»). Необхідно зазначити, що під час усіх найважчих аварій на теплових і атомних

станціях водень був якщо не причиною самої аварії, то багатократно підсилюючим її наслідки фактором, тому аналіз усіх пов'язаних із ризиком генерації водню питань є важливим кроком для будь-якого заходу, спрямованого на запобігання або пом'якшення вибуху водню в реакторі [1].

Це дозволяє констатувати, що пожежо- та вибухобезпека є невід'ємною складовою надійності як безпосередньо ТГ енергоблоків АЕС, так і самої станції в цілому.

Водночас основна тенденція розвитку енергетики та турбогенераторобудування завжди полягала в постійному підвищенні одиничної потужності ТГ електростанцій, оскільки за таких умов зменшувалася питома вартість як їхнього виготовлення, так і будівельно-монтажних робіт, зменшувалися кіль-

кість експлуатаційного персоналу та витрата матеріалів на одиницю встановленої потужності, а також підвищувався коефіцієнт корисної дії [2].

Якщо виразити повну потужність ТГ відомою формулою (у кіловольт-амперах) [3]

$$P = 1,11 \cdot D_1^2 \cdot l_1 \cdot n \cdot AS_1 \cdot B_\delta \cdot k_{y1} \cdot 10^{-2}, \quad (1)$$

де  $D_1$  — діаметр розточки статора, м;  $l_1$  — активна довжина статора, м;  $n$  — номінальна частота обертання, об./хв;  $AS_1$  — лінійне навантаження статора, А/см;  $B_\delta$  — індукція магнітного поля (першої гармонічної) у повітряному проміжку, Тл;  $k_{y1}$  — коефіцієнт вкорочення кроку статорної обмотки, то можна показати, що за однакової частоти обертання  $n$  і майже незмінної (залежної від властивостей електротехнічної сталі) індукції магнітного поля  $B_\delta$  підвищення потужності ТГ може відбуватися за рахунок збільшення лінійного навантаження  $AS_1$  та розмірів статора ( $D_1$ ,  $l_1$ ). Збільшення розмірів  $D_1$  і  $l_1$  обмежується діаметром ротора  $D_2$  згідно з вимогами сучасної металургії ( $D_2 = 1,2 \dots 1,3$  м), що обмежує, відповідно, і довжину ротора  $L_2$ , яка за умов вібростійкості має бути в межах  $L_2 = (3 \dots 6,5) D_2$ , а також визначається залізничними габаритами (умовами транспортування). Таким чином, підвищення потужності досягається, як правило, за рахунок збільшення лінійного навантаження  $AS_1$ , тобто у випадку обмеження габаритів статора — завдяки збільшенню густини струму, яке можливе лише з одночасною інтенсифікацією охолодження.

Так, перехід від використання повітря до використання водню під час проектування ТГ потужністю вище 25...50 МВт почався у світі наприкінці 1940-х років, що дозволило зменшити габарити машин цієї потужності, а також підвищити одиничну потужність і коефіцієнт корисної дії. Але якщо перехід на водневе охолодження дав можливість довести потужність до 150...200 МВт, то якісно новий спосіб охолодження — безпосереднє охолодження обмоток — разом із підвищенням тиску водню до 5 кГс/см<sup>2</sup> створив умови для реалізації генератора потужністю 1000...1200 МВт з безпосереднім водневим охолодженням ротора. Розрахунки показали можливість застосування безпосереднього водневого охолодження ротора для ТГ потужністю 1600 МВт [4].

Отже, технічний прогрес розвитку систем охолодження генераторів та інтенсифікація охолодження їхніх активних частин зумовили значне зростання коефіцієнта використання матеріалів, тобто підвищення економічності виготовлення, попри ускладнення конструкції з причини необхідності допоміж-

них систем, які забезпечують охолодження: газової, маслопостачання ущільнення вала, а також водяного охолодження обмоток.

Водночас основними показниками надійності ТГ є напрацювання на відмову та коефіцієнт готовності.

Середнє напрацювання на відмову визначається як відношення сумарного напрацювання об'єкта, працездатність якого може бути відновлена, до математичного очікування кількості його відмов упродовж цього напрацювання. Статистичну оцінку середнього напрацювання на відмову для кожного ТГ можна отримати як відношення сумарного напрацювання протягом заданого періоду до кількості відмов за цей період

$$T = t_\Sigma / r, \quad (2)$$

де  $r$  — кількість відмов за час сумарного напрацювання  $t_\Sigma$ .

Коефіцієнт готовності характеризує придатність об'єкта до використання за призначенням у будь-який час без урахування запланованих періодів, коли його використання не передбачене. У загальному випадку він визначається як відношення напрацювання протягом певного періоду до суми напрацювання та часу відновлення після відмов за цей же період

$$K_T = t_\Sigma / (t_\Sigma + t_{B\Sigma}), \quad (3)$$

де  $t_{B\Sigma}$  — час, витрачений на відновлення після відмов за заданий період.

Показники надійності та довговічності ТГ мають бути не нижчими від наведених у таблиці.

Коефіцієнт вимушеного простою визначається як

$$q = 1 - K_T. \quad (4)$$

За допомогою основних показників надійності можна знайти вірогідність безвідмовної роботи об'єкта протягом заданого періоду роботи  $t$

$$P_o = K_T \exp(-t/T). \quad (5)$$

Оскільки вірогідність безвідмовної роботи генератора  $P_{ot}$  визначається як добуток вірогідності безвідмовної роботи його складових частин, вузлів і допоміжних систем  $P_{oi}$

$$P_{ot} = \prod_{i=1}^n P_{oi}, \quad (6)$$

то зрозуміло, що введення кожної нової системи буде супроводжуватися зниженням вірогідності безвідмовної роботи ТГ в цілому, якщо одночасно не будуть відповідно підвищуватися вірогідності безвідмовної

## Показники надійності генераторів згідно з вимогами ГОСТ 533-2000

Показник	Середнє значення показника для генератора потужністю, МВт	
	до 350	понад 350
Коефіцієнт готовності, %	99,6	99,5
Напрацювання на відмову, год	22 000	18 000
Ресурс між капітальними ремонтами, роки	8	5
Повний призначений строк експлуатації, роки	40	40

роботи всіх або певної кількості його складових частин і допоміжних систем [5]. Але якщо  $P_{oi}$  близькі до одиниці та відповідають границі технологічних можливостей, тобто на певному етапі підвищення  $P_{oi}$  шляхом удосконалення конструкції та технології виготовлення або зумовлює суттєве зростання вартості виробництва, або неможливе взагалі, то ускладнення ТГ, обумовлене зростанням одиначної потужності та підвищенням ступеня використання, неминуче призводить до зниження надійності експлуатації й зростання збитків від позапланових ремонтів.

Статистика надійності генераторів залежно від потужності та системи охолодження [4–6] (рис. 1) ілюструє вищевказане.

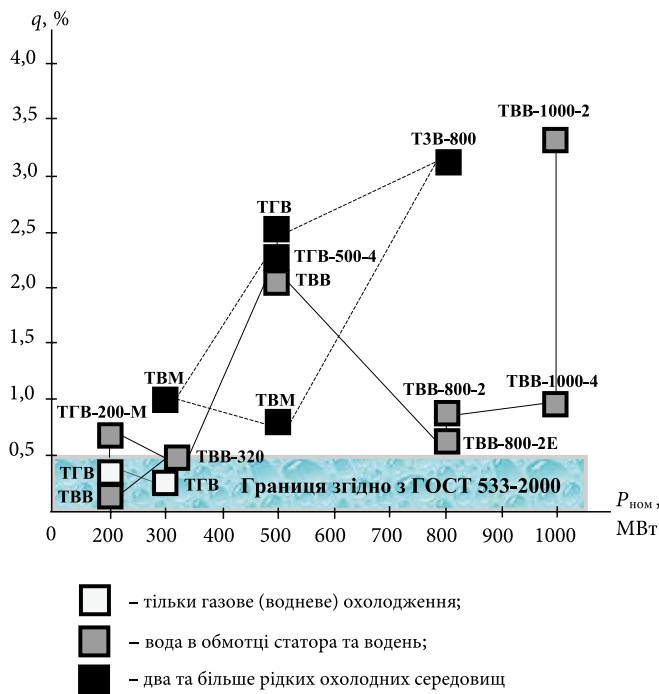


Рис. 1. Коефіцієнт вимушеного простою  $q$  для генераторів залежно від потужності та системи охолодження згідно з усередненими даними за 1993–2022 рр.

Найменший коефіцієнт вимушеного простою з груп систем охолодження мають тільки «водневі» машини потужністю 200 і 300 МВт: 0,2...0,3 % за граничного нормативного значення 0,5 %. Далі знаходиться група машин із воднево-водяним охолодженням, у якій з восьми типів машин тільки два типи відповідають нормам надійності. У групі машин із водяним охолодженням обох обмоток і повністю водяним охолодженням жоден ТГ не задовольняє вимоги з надійності.

Таким чином, ускладнення конструкції генератора та введення нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиначної потужності призводять до зниження його надійності. Статистика надійності генераторів інших типів залежно від потужності надає якісно подібну закономірність [5, 6] (рис. 2).

З урахуванням викладених вище об'єктивних причин можна зробити такий висновок: задля досягнення найвищої можливої надійності для будь-якого ступеня одиначної 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.

Водневе охолодження активних частин ТГ вимагає не тільки наявності газової системи зі спеціальним обладнанням, яке дозволяє здійснювати безпечно заповнення його корпусу воднем і витиснення останнього інертним газом, а потім повітрям, але й системи маслопостачання з насосами, фільтрами, теплообмінниками для функціонування ущільнення вала. Якщо у маслосистемах підшипників пожежобезпека на сьогодні може забезпечуватися використанням негорючого змащувального масла, то для маслосистем ущільнення цей шлях неприйнятний унаслідок неминучості попадання масла з ущільнення в корпус ТГ й агресивності негорючого масла до високовольтної

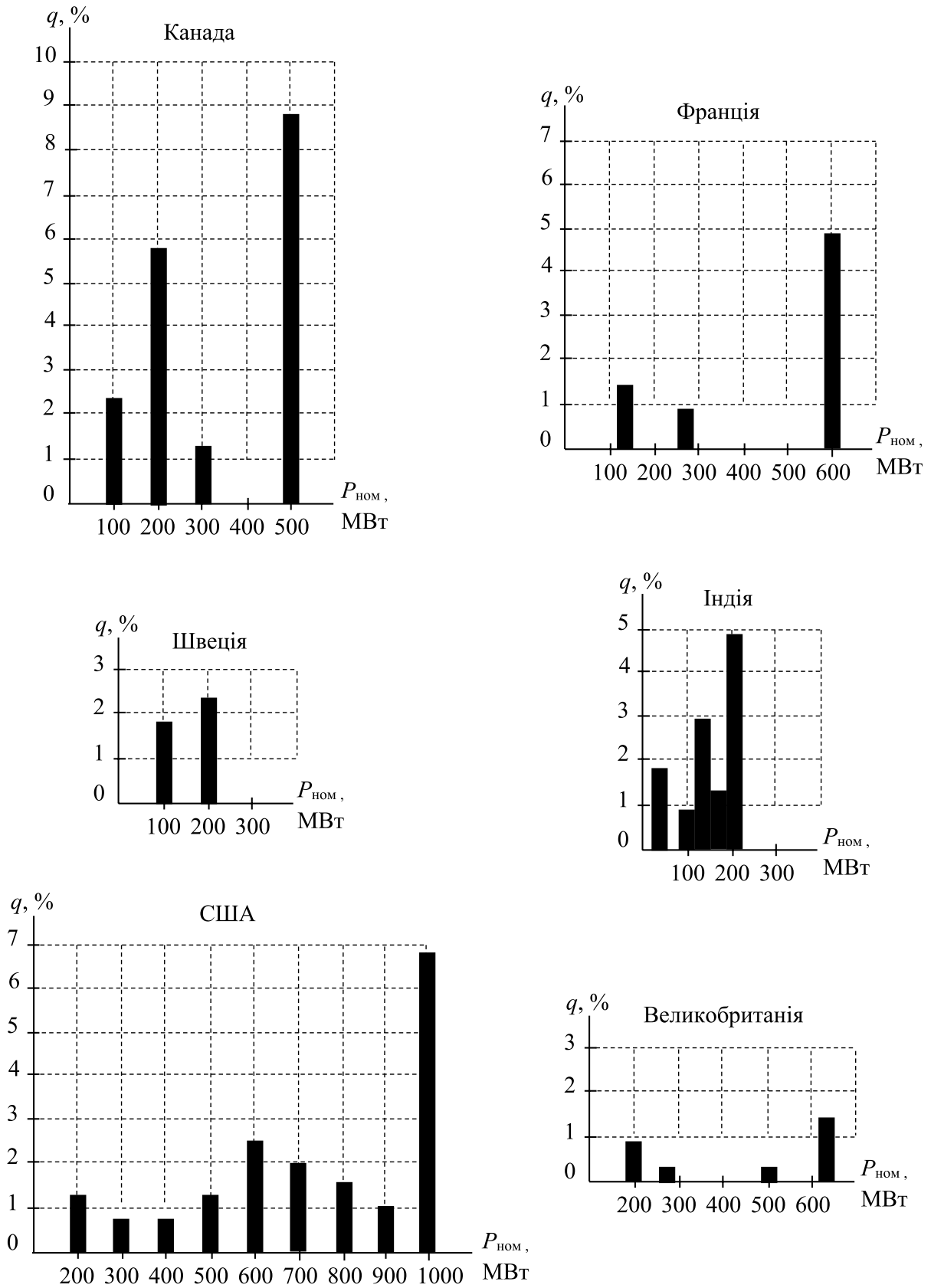


Рис. 2. Коефіцієнт вимушеного простою  $q$  для генераторів залежно від потужності

ізоляції та лакових захисних покриттів. Тому відмова від водневого охолодження та відсутність масляного ущільнення вала дозволяє повністю вилучити горючі матеріали із зони, де ці матеріали можуть samozапалитися.

Приблизно 15...20 % відмов ТГ із водневим охолодженням відбуваються внаслідок ушкодження елементів газової системи та масляного ущільнення з системою маслозабезпечення, зокрема порушення газощільності. Водночас більша частина випадків порушення газощільності не супроводжується спалахуванням водню.

Вірогідність виникнення загоряння в газомасляних системах оцінюється величиною 0,5...1 % на період експлуатації генератора за календарний рік. Типові причини загоряння — займання водню під час витікання крізь нещільності чи тріщини прокладок у фланцях, крізь клапани гідрозатворів на зливні масла з ущільнення за наявності дефектів клапанів або регуляторів рівня, крізь нещільності в роз'язтці зовнішніх щитів, корпусів ущільнення, крізь ущільнення вала за умов різних дефектів самих ущільнень, у випадку неправильної роботи регуляторів перепаду тисків «масло — водень» і системи резервування тощо.

Можуть спостерігатися також загоряння масла під час витікання останнього крізь нещільності чи тріщини прокладок у фланцях або арматурі.

У разі різкого збільшення вібрації валопроводу, що супроводжується ушкодженням вала та підшипників, відбуваються також ушкодження водневих ущільнень, зовнішніх щитів і, як наслідок, катастрофічні порушення ущільнень системи водневого охолодження ТГ з наступним займанням масловодневої суміші та пожежею в машинному залі, що призводить до ушкодження чи обрушення конструкції покрівлі. Такі тяжкі аварії відбуваються рідко (приблизно 0,1...0,3 % на період експлуатації генератора за рік), але вони ведуть до значних економічних втрат. За таких обставин існує висока ймовірність загибелі людей. Ці події, як правило, спостерігаються в результаті руйнування ТГ з причин, не пов'язаних із самим генератором (наприклад, відрив лопаток турбін, моторний режим, поломка вала). Тому запобігання катастрофічним пожежам і вибухам або значне зниження втрат у таких випадках можливі лише шляхом впровадження складних систем вібродіагностики, які забезпечують у разі зростання віброшвидкості понад 45 мм/с негайний зупин машини й автоматично прискорене видалення водню.

Удосконалення газомасляної системи ТГ із водневим охолодженням дозволяють запобігти більшій

частині відомих причин загоряння, але неможливо запобігти всім загорянням, якщо враховувати, що все більше порушень у роботі газомасляної системи та ущільнень вала пов'язані з недостатньою кваліфікацією експлуатаційного та ремонтного персоналу.

Для компенсації цього зниження надійності ТГ отримав розвиток один із основних шляхів забезпечення надійності — впровадження систем і засобів контролю та діагностики основних вузлів генераторів (СКДГ). Призначення СКДГ — раннє виявлення прогресуючих відхилень у роботі вузлів і допоміжних систем, які можуть призвести до вимушених відключень від мережі та великих збитків, а також своєчасне усунення цих відхилень, наприклад, під час планово-запобіжних ремонтів. Ефективне функціонування СКДГ підвищує надійність експлуатації складових частин і допоміжних систем генераторів ( $P_{oi}$ ) і тому є економічно доцільним попри необхідність витрат на їхнє створення та обслуговування, за умов високої надійності самих СКДГ і малої вірогідності хибних діагнозів [5].

Інший шлях забезпечення надійності в разі ускладнення конструкції ТГ та його допоміжних систем — це резервування. Так, обов'язково резервуються системи збудження, надійність яких є невисокою з причини низької якості складових і великої кількості елементів цих систем.

Нарешті, третій шлях забезпечення надійності — це шлях, який безпосередньо впливає з наведеного вище аналізу, — спрощення конструкції основних вузлів і відмова від низки допоміжних систем за рахунок повернення до менш ефективних схем охолодження, якщо вони з урахуванням сучасних технічних рішень забезпечують задану одиничну потужність. За таких умов неминучий перегляд підходів і критеріїв, раніше прийнятих з позицій економічності (наприклад, зниження питомих витрат на 1 кВт встановленої потужності), у бік підвищення надійності та зменшення вартості обслуговування, навіть зі зменшенням ступеня використання матеріалів і певним зниженням коефіцієнта корисної дії.

Усе викладене вище дозволяє стверджувати, що доцільно розглянути можливості відмови від застосування водневого охолодження для ТГ електростанцій, особливо АЕС, з урахуванням їхнього високого рівня одиничної потужності. Відтак, набуває актуальності відмова від водневого охолодження. За таких обставин, зрозуміло, головну увагу необхідно зосередити на ТГ із повітряним охолодженням, перевагою яких є простота та надійність в експлуатації.

На сьогодні у світі вже накопичений деякий досвід розроблення генераторів із безпосереднім повітряним охолодженням потужністю до 500 МВт. Фірмою Toshiba створено унікальний ТГ із повітряним охолодженням потужністю 520 МВт. Підвищення одиничної потужності машин із повітряним охолодженням надалі обмежується нагрівом обмоток.

На колишньому державному підприємстві «Завод «Електроважмаш»» (м. Харків) була розроблена серія ТГ із повітряним охолодженням одиничною потужністю від 120 до 320 МВт. Так, на початку 2010-х років були закінчені випробування та відправлений замовнику головний зразок нової уніфікованої серії ТА з повним повітряним охолодженням для парових та газових турбін — ТГ типу ТА-120 потужністю 120 МВт (рис. 3).



Рис. 3. Головний зразок генератора типу ТА-120

Генератори серії ТА мають низку переваг порівняно з ТГ, що мають водневе та воднево-водяне охолодження. Ці переваги визначають технічну й економічну доцільність використання в енергоустановках з підвищеними вимогами щодо надійності та екологічної сумісності, розширення діапазону припустимого навантаження, зниження експлуатаційних витрат тощо. Головними з них є:

- підвищений коефіцієнт готовності 0,997...0,998 порівняно з 0,95...0,995 для машин із безпосереднім рідинним і водневим охолодженням;

- спрощені умови експлуатації та ремонту, що скорочують терміни проведення і знижують вартість ремонтних робіт;

- підвищена пожежо- та вибухобезпечність;

- простота конструкції, що є передумовою скорочення періоду розроблення та початку виготовлення головних зразків;

- полегшення процедури автоматизації та діагностування;

- підвищена маневреність;

- можливість створення менш газощільного корпусу, а також відсутність масляних ущільнень вала та системи їхнього маслозабезпечення;

- відсутність інших систем охолодження (водневого та водяного);

- відсутність необхідності використання дефіцитних матеріалів під час виготовлення, наприклад, гумових ущільнень, фторопластових шлангів, порожнистих мідних провідників тощо.

Крім цього, з економічної точки зору необхідно враховувати оцінку запобіжних втрат від можливої пожежі та зниження витрат на захист від неї.

Використання повного повітряного охолодження стало можливим завдяки застосуванню нових конструкторських і технологічних рішень. Для ротора застосовано безпосереднє охолодження обмотки з розподіленням газу із пазового каналу в радіальні щілиноподібні отвори у провідниках обмотки та викиданням газу в повітряний проміжок між статором і ротором. Осердя та обмотка статора охолоджуються завдяки проходженню газу в системі радіальних й аксіальних каналів без надходження газу, який охолоджує статор, до повітряного проміжку, що значно знижує механічні втрати та підігрів охолоджувального газу. Використання непрямого охолодження для обмотки статора стало можливим як завдяки застосуванню нової, більш тонкої ізоляції класу F, електротехнічної сталі товщиною 0,35 мм зі зменшеними питомими втратами, так і зниженню густини струму шляхом впровадження несиметричної багатопаралельної обмотки з кількістю паралельних гілок, яка перевищує кількість полюсів, разом із з'єднанням фаз за схемою «трикутника» (для деяких виконань).

Усе це дало можливість створити уніфіковану серію з однаковою поперечною геометрією та майже незмінним електромагнітним навантаженням, що зі свого боку дозволяє уніфікувати устаткування й інструмент, зменшити таким чином витрати на підготовку виробництва усієї серії та, як результат, прискорити одночасне виготовлення ТГ різної потужності.

Для підвищення маневреності застосована спеціальна пружна система з'єднання вузлів осердя статора. З метою забезпечення режимів споживання реактивної потужності використана конструкція кінцевої зони осердя із застосуванням мідних екра-

нів під натискними фланцями, східчастості кінцевих пакетів, зменшення їхньої товщини та склеювання [7]. Водночас на головному зразку ТГ досліджено різноманітну конструкцію кінцевої зони осердя статора для виявлення за результатами випробувань оптимального варіанта.

Нова серія ТГ із повним повітряним охолодженням спроектована з урахуванням можливості їхнього встановлення на фундаменти машин аналогічної потужності з водневим та воднево-водяним охолодженням, що відпрацювали свій проектний ресурс. Насамперед вони можуть бути встановлені замість генераторів потужністю 100, 150 і 200 МВт. Водночас розглядається можливість заміни ТГ типу ТВВ потужністю 220 МВт (Рівненська АЕС, Україна).

Згодом колишньому державному підприємстві «Завод «Електроважмаш»» була розроблена серія машин із повітряним охолодженням потужністю до 320 МВт, зокрема асинхронізованих, а також переведено на безводневу (азот) схему охолодження чотириполюсні ТГ типу ТГВ-500 (Нововоронезька АЕС, Росія).

## Висновки

Ускладнення конструкції генератора та введення нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиничної потужності призводять до зниження його надійності. Для компенсації цього зниження надійності необхідно впроваджувати системи й засоби контролю та діагностики основних вузлів генераторів, резервувати важливі системи забезпечення, а також спрощувати конструкцію основних вузлів шляхом відмови від низки допоміжних систем за рахунок повернення до менш ефективних схем охолодження, якщо вони завдяки сучасним технічним рішенням забезпечують задану одиничну потужність. Тому доцільно розглянути можливості відмови від застосування водневого охолодження для ТГ електростанцій, особливо АЕС, з урахуванням високого рівня їхньої одиничної потужності. За таких обставин головну увагу необхідно зосередити на генераторах із повним повітряним охолодженням, перевагою яких є простота та надійність в експлуатації.

## Список використаної літератури

1. Mitigation of Hydrogen hazards in severe accidents in nuclear power plants. IAEA-TECDOC-1661. — Vienna : IAEA, 2011.

2. Хуторецкий Г. М. Проектирование турбогенераторов / Г. М. Хуторецкий, М. И. Токов, Е. В. Толвинская. — Ленинград : Энергоатомиздат, 1987. — 256 с.
3. Турбогенераторы. Расчет и конструкция / В. В. Титов, Г. М. Хуторецкий, Г. А. Загородная [и др.]. — Ленинград : Энергия, 1967. — 896 с.
4. Khvalin D. I. A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction / D. I. Khvalin, S. A. Dovydkov // Colloquium-journal. — 2023. — Vol. 1. — № 3 (162). — P. 33–37.
5. Khvalin D. I. Diagnostic and monitoring of generators power plants / D. I. Khvalin. — Boston, USA : Primedia eLaunch LLC, 2023. — 131 p.
6. 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.
7. Постников И. М. Электромагнитные и тепловые процессы в концевых частях мощных турбогенераторов / И. М. Постников, Л. Я. Станиславский, Г. Г. Счастливый. — Киев : Наукова думка, 1971. — 360 с.

## D. I. Khvalin

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

## Actuality and Technical Possibility of Refusal of Turbogenerators Hydrogen Cooling of Nuclear Power Plants

With the help of analysis of cooling type influence on the probability of turbogenerators unfailing operation for different power shown that a design complication and the use of new auxiliary systems for the cooling intensification with increasing power unit leads to the decrease in generators reliability. The main ways to ensure generators reliability are considered: implementation of systems and methods of control and diagnostics of main component parts, the reserve of important machinery systems as well as the simplification of generators design with simultaneous non-use a number of auxiliary systems. The advantages for application of full air cooling in comparison with hydrogen and hydrogen-water cooling are shown and also the need of refusal to use hydrogen cooling for powerful turbogenerators of nuclear power plants units is scientifically substantiated. On the base of analysis for domestic and world experience of design and operation of

a power electrical machines with full air cooling shown that modern level of engineering and technologies allows building high-power turbogenerators with full air cooling for ensuring a fire and explosion safety of thermoelectric and nuclear power plants. In this case, it is necessary to reconsider the economic efficiency criterions towards the increase in reliability and the decrease in maintenance price.

*Keywords:* powerful turbogenerator, cooling system, nuclear power plants, safety, reliability, efficiency.

### References

1. *Mitigation of Hydrogen hazards in severe accidents in nuclear power plants.* IAEA-TECDOC-1661. Vienna: IAEA, 2011.
2. Khutoretskiy G. M., Tokov M. I., Tolvinskaya Ye. V. (1987). *Proektirovaniye turbogeneratorov* [Turbogenerators' design]. Leningrad: Energoatomizdat, 256 p. (in Rus.)
3. Titov V. V., Khutoretskiy G. M., Zagorodnaya G. A., et al. (1967). *Turbogeneratory. Raschet i konstruktsiya* [Turbogenerators. Calculation and Construction]. Leningrad: Energiya, 896 p. (in Rus.)
4. Khvalin D. I., Dovydkov S. A. (2023). A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction. *Colloquium-journal*, vol. 1, no. 3 (162), pp. 33–37.
5. Khvalin D. I. (2023). *Diagnostic and monitoring of generators power plants.* Boston, USA: Primedia eLaunch LLC, 131 p.
6. Zozulin Yu. V., Antonov O. Ie., Bychik V. M., et al. (2011). *Stvorennia novykh typiv ta modernizatsiia diiuchykh turbogeneratoriv dlia teplovykh elektrychnykh stantsii* [The creation of new types and modernization of existing turbogenerators for thermoelectric power station]. Kharkiv: PF Kolehium, 2011. 228 p. (in Ukr.)
7. Postnikov I. M., Stanislavskiy L. Ya., Schastlivyi G. G. (1971). *Elektromagnitnyye i teplovyye protsessy v kontsevykh chastyakh moshchnykh turbogeneratorov* [Electromagnetic and thermal processes in the end parts of powerful turbogenerators]. Kyiv: Naukova dumka, 360 p. (in Rus.)

Надійшла 06.12.2023

Received 06.12.2023