

**ВПЛИВ ВОЛОГОСТІ ТА ЧИСТОТИ ВОДНЮ НА НАДІЙНІСТЬ ПОТУЖНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН**

Розглянуто вплив вологості та чистоти водню на надійність та енергоефективність потужних електричних машин. Складено перелік можливих домішок, що мають можливість потрапити до корпусу генератора, показано їхній вплив на чистоту газу та сумарні механічні втрати. Проведено аналіз впливу параметрів чистоти водню на механічні втрати в турбогенераторі з безпосереднім водневим охолодженням. Розглянуто можливість використання металогідридів для забезпечення чистоти, очищення та сорбції водню.

*Ключові слова:* потужні генератори, водень, механічні втрати, металогідриди.

Аналіз подій на АЕС України, що призводять до порушень у роботі блоків та позапланових відключень (на основі актів розслідування), показує, що залежно від типу блока в середньому в рік відбувається від 3 до 50 порушень. Проведений аналіз інцидентів на АЕС України свідчить, що значна частина відмов (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання [1]. Самим ненадійним елементом у технологічному ланцюжку «реактор – турбіна – турбогенератор – трансформатор» на сьогодні є турбогенератор [2]. З аналізу технічного стану існуючих турбогенераторів можна зробити висновок, що близько 40 % енергоблоків відпрацювали понад 200 тис. год, тобто перебувають за межею фізичного зносу; 28 % – перевищують граничний ресурс у 170 тис. год; 29 % відпрацювали понад 100 тис. год, тобто розрахунковий ресурс; лише 3 % не виробили свій розрахунковий ресурс [2, 3].

Як показує досвід експлуатації, найефективніший спосіб унеможливлення виникнення та розвитку аварій має базуватися на засобах моніторингу режимних параметрів та діагностування стану обладнання: виявлення зміни параметрів дає змогу своєчасно вивести його в ремонт, не допустивши пошкодження і розвитку аварії. Тому впровадження в електроенергетику України сучасних систем моніторингу та діагностування є важливою й актуальною науково-технічною проблемою, спрямованою на підвищення надійності, ефективності експлуатації та навантажувальної здатності обладнання, на збереження та подовження його експлуатаційного ресурсу. Щоб задовольнити найважливіші вимоги сучасності, необхідна нова технологія контролю, діагностування та прогнозування. Для цього необхідно визначити оптимальну за витратами та інженерними рішеннями технологію і конфігурацію обслуговування.

У світі існує декілька основних сервісних стратегій [4]: RCM – обслуговування для підтримки надійності; TBM – обслуговування за часом; CBM – обслуговування за станом; CM – коригуюче обслуговування. Наприклад, CBM-обслуговування визначається технічним станом обладнання, для чого потрібні кошти на забезпечення моніторингу. Відповідно зменшується ймовірність пошкодження та витрати на сервісне обслуговування. Від моніторингу за станом обладнання можна відмовитися, але він потрібен для обладнання з низьким ступенем надійності. Підвищення надійності елементів досягається за рахунок ремонтів, що в свою чергу збільшує витрати коштів. Але аварійні зупинки приносять більші збитки. Тому вкладання додаткових коштів для оцінки поточного стану обладнання, слідкування за змінами його стану та розробки прогнозу на майбутнє є розумним рішенням. Використання емпіричних даних за минулі роки дозволить зробити аналіз більш точним і кращим.

При CBM-обслуговуванні застосовується велика кількість приладів, показники яких обробляються, та встановлюється діагноз обладнання, інакше кажучи, оцінюється стан та приймається рішення щодо необхідності проведення відповідного сервісу [5]. Така робота складна, тому що потребує використання приладів, показники яких формують інформацію про зношеність обладнання; базових знань, які дають змогу обійти можливий ризик аварії; визначеної стратегії по визначенню необхідності проведення обслуговування чи перенесення його через відсутність високої ймовірності ризику аварії; стратегії по відновленню початкової надійності. Для забезпечення ефективного виконання такого завдання необхідно розвивати ADS – автоматичну діагностичну систему, яка допомагає прийняти рішення при наявності великої кількості доступних діагностичних приладів.

В окремих випадках доцільно проводити заміну обладнання, що працює довгий час, на нове сучасне більш досконале, бо від його впровадження очікується також і збільшення ресурсу суміжного

обладнання, яке знаходиться в експлуатації. Але потрібно пам'ятати, що впровадження нових приладів, побудова нових та модернізація існуючих комунікацій ставлять перед експлуатаційним персоналом нові функціональні обов'язки, що потребують більш високої і широкої кваліфікації, насамперед, оперативного персоналу.

Потужність турбогенераторів із водневим охолодженням, установлених на ТЕС і АЕС України, становить близько 40,5 млн кВт. Необхідно враховувати водневу небезпеку машинних залів АЕС з наявністю водню в системах охолодження генератора. Загальний об'єм водню в найбільш розповсюджених турбогенераторах на ТЕС і АЕС наведено в табл. 1 [6].

Таблиця 1. Загальний об'єм водню в найбільш розповсюджених турбогенераторів на ТЕС і АЕС

Тип турбогенератора	Активна потужність, МВт	Напруга статора, кВ	Система охолодження	Газовий об'єм, м <sup>3</sup>
ТВВ-220-2А	220	15,75	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	56
ТГВ-200-2	200	15,75	H <sub>2</sub>	70
ТГВ-500	500	20,0	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	73
ТВВ-500-2	500	20,0	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	100
ТВВ-800-2	800	24,0	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	126
ТВВ-1000-2Е	1000	24,0	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	126
ТВВ-1200-2	1200	24,0	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	160

На блоках АЕС України використовуються турбогенератори типу ТВВ-220-2УЗ (РАЕС-1, 2), ТВВ-1000-2УЗ (РАЕС-3, 4; ХАЕС-1, 2; ПУАЕС-3), ТВВ-1000-4УЗ (ПУАЕС-1,2; ЗАЕС-1, 2, 3, 4, 5, 6) з воднево-водяним охолодженням.

Однією з основних причин аварійних зупинок та руйнувань турбогенераторів, синхронних компенсаторів та електричних машин великої потужності, що охолоджуються газами, зокрема ізобарним воднем як у нашій країні, так і за кордоном, є інтенсивне забруднення водню вологою з вмістом домішок кисню та турбінного масла. Тільки за період 2005 – 2008 рр. на АЕС України, Росії та країн СНД відбулося 28 аварій із руйнуванням турбогенераторів, що охолоджуються воднем. Ці аварії були пов'язані з високим вмістом вологи в газовому об'ємі турбогенератора та епізодичним контролем осушення охолоджуючого водню [8]. Діючі методи контролю якості водню та пристрої, які використовуються для цього, залишаються ще досить незадовільними. Створення системи моніторингу вологості водню в турбогенераторі, що експлуатується, дасть змогу вирішити питання об'єктивного контролю чистоти водню з подальшою комп'ютеризацією та накопиченням інформації. Водень має ряд переваг у порівнянні з іншими холодоагентами (табл. 2)

Таблиця 2. Основні фізико-хімічні властивості водню та повітря

Параметр	Водень	Повітря
Агрегатний стан	Газ, рідина, твердий стан, металевий стан	Суміш газів
Хімічний склад	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , Ar, CO <sub>2</sub> , Ne, CH <sub>4</sub> , He, Kr, H <sub>2</sub> , Xe
Молекулярна маса	2,016	28,98
Густина (газ, при 20 °С), кг/м <sup>3</sup>	0,0695	1,2047
В'язкість (газ, при 20 °С), мкПа·с	8,8	17,2
Теплопровідність, Вт/(м·°С)	0,1815	0,02485
Питома теплоємність, кДж/(кг·°С)	14,208	1,006
Розчинність у воді, мг/г	0,0188	0,0291
Температура самоспалаху, °С	510	-
Молярна теплоємність, Дж/(моль·°С)	14,2	21,1
Теплота згорання, кДж/моль	241,6	-
Мінімальна енергія запалення, МДж	0,017	-

Густина водню в 14,3 раза менша за густину повітря (при 3 % домішок повітря в 10 разів); втрати на тертя обертового ротора турбогенератора у водні в 10 разів менші, ніж у повітрі; теплоємність водню в 14 разів більша, а тепловіддача у 3,6 раза більша, ніж повітря.

Унаслідок експериментальних досліджень [8] був визначений найбільш небезпечний інгредієнт домішок в електролізному водні – вода та кисень. Установлено, що найбільш відповідальною зоною з підвищеною концентрацією води в турбогенераторі є зона ущільнення вала турбогенератора, де як ущільнююче середовище застосовується турбінне масло. У газовому об’ємі генератора зустрічається водомасляний аерозоль – водомасляна емульсія у дрібнодисперсному вигляді (туман). Також було встановлено, що динаміка концентрації води, вільного кисню та турбінного масла у водні найбільш вразлива до сезонних змін у літню пору року та досягає свого максимуму у червні - липні.

Перелік домішок, що потрапляють у газовий об’єм турбогенератора, забруднюючи водень, наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Домішки та їхні максимально допустимі концентрації

Домішка	Критерії якості водню, г/м <sup>3</sup>	
	Межа допустимих нормативних концентрацій	Максимальна концентрація при експлуатації
Вода	Відсутня	25 – 30
Масло турбінне	Сліди	5,0
Кисень	0,02	0,2
Водомасляний аерозоль у корпусі генератора	Не нормується	0,15

Чистота охолоджуючого водню істотно впливає на енергетичні показники та надійність роботи вузлів машини (механічна та корозійна стійкість металів, електрична міцність ізоляції). При цьому особливо шкідлива наявність пари води. Розчинені у водні пари вологи при досягненні точки роси воднем конденсуються на обмотці ротора, а також на залізі ротора та статора машини, що сприяє їхній корозії, руйнуванню електроізоляції та торцевих бандажних кілець обмотки ротора [9]. Наприклад, для охолодження турбогенератора типу ТВВ 1000-2У3 повинен використовуватися водень марки Б чистотою не менше 98 %, із вмістом кисню не більше 1,2 % і відносною вологістю при +40 °С (номінальна температура холодного газу) не більше 20 %.

*Залежність концентрації вологи водню від температури*

Температура холодного газу, °С	Вміст вологи, г/м <sup>3</sup>
10	8
14	10
18	15
22	20
25	22

Із вищенаведених даних випливає, що чим нижча температура газу, тим менша концентрація вологи у водні [10].

Використання системи осушення або очищення водню, зниження температури та вологості газу, що охолоджує, дає змогу підвищити надійність експлуатації турбогенераторів та значно розширити діапазон допускних електричних і теплових навантажень.

Підвищення чистоти водню істотно зменшує механічні втрати, що є одним з основних економічних показників турбогенератора при визначенні його коефіцієнта корисної дії. До механічних втрат відносяться втрати на тертя в підшипниках, на тертя обертової бочки ротора об газ і на вентиляцію [11]:

$$\Sigma Q = Q_{\text{підш}} + Q_2 + Q_{\text{вент}}, \tag{1}$$

де  $Q_{\text{підш}}$  - втрати на тертя у підшипниках;  $Q_2$  - втрати на тертя обертової бочки ротора об газ;  $Q_{\text{вент}}$  - втрати на вентиляцію.

Механічні втрати на тертя обертового ротора об водень можуть бути визначені як

$$Q_2 = 57,3 \cdot \frac{1}{p^3} D_p^4 (l_p + l_\sigma) \gamma P_{H_2} \quad (2)$$

де  $p$  – число пар полюсів;  $D_p$  – діаметр бочки ротора, м;  $l_p$ ,  $l_\sigma$  – довжина бочки ротора та бандажного кільця відповідно, м;  $\gamma$  – густина охолоджуючого газу в корпусі відносно густини повітря, кг/м<sup>3</sup>;  $P_{H_2}$  – тиск газу в корпусі, Па.

Втрати на вентиляцію розраховуються за формулою

$$Q_{\text{вент}} = \frac{LH_{\text{вент}}}{\eta_{\text{вент}}} \cdot 10^{-3} \quad (3)$$

де  $L$  – витрата газу, м<sup>3</sup>/с;  $H_{\text{вент}}$  – натиск вентилятора, Па;  $\eta_{\text{вент}}$  – коефіцієнт корисної дії вентилятора.

Густина ідеально чистого водню в корпусі турбогенератора становить 0,09 г/м<sup>3</sup> з урахуванням вищенаведених домішок (див. табл. 3) – 0,1203 г/м<sup>3</sup>.

На рис. 1 показано залежності  $\Sigma Q = f(\gamma_{\text{водень}})$ , які побудовано за результатами розрахунку механічних втрат з урахуванням рівнянь (2) і (3) для різних величин тиску та густини водню в турбогенераторі типу ТВВ-1000-2У3 із безпосереднім водневим охолодженням.

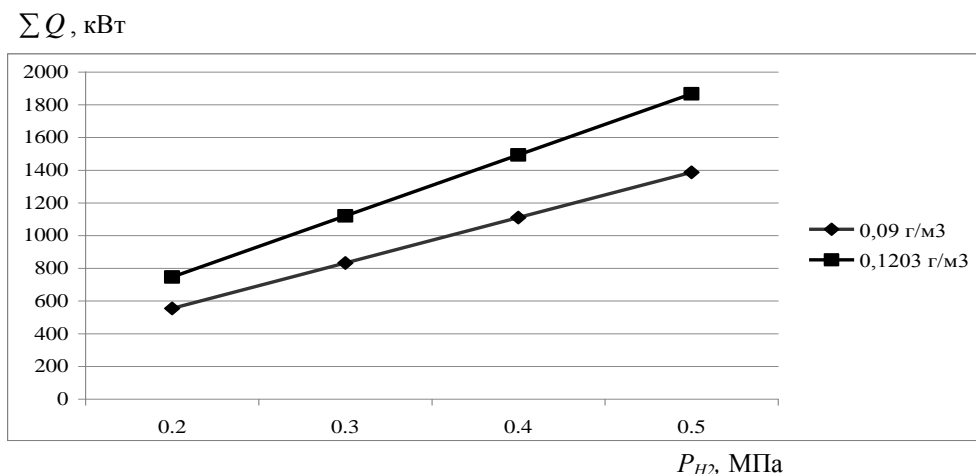


Рис. 1. Залежності  $\Sigma Q = f(\gamma_{\text{водень}})$  для турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3.

Із рисунка видно, що зміна сумарних втрат  $\Sigma Q$  залежно від чистоти водню має лінійний характер, при збільшенні чистоти водню від 0,1203 до 0,09 втрати в роторі турбогенератора можуть бути зменшені майже на 500 кВт, що становить близько 25 % при тиску 0,5 МПа.

Для забезпечення чистоти водню можна використовувати металогідриди [12]. Найбільш практичну цінність мають такі гідриди, як  $\text{LaNi}_5\text{H}_x$ ,  $\text{FeTiH}_x$ ,  $\text{ZrNiH}_x$ . Головною перевагою металогідридного способу очищення є значне скорочення кількості стадій очистки. Проведення циклу сорбції водню металогідридом дає змогу зробити ці процедури в одну стадію, залежно від забрудненості водню об'ємна частка домішок у ньому буде  $10^{-4}$  –  $10^{-2}$  % (об'єму). У ході досліджень було показано, що найбільш стійкими до дії домішок є інтерметаліди на основі рідкісноземельних металів із високим вмістом негідридотворчого компонента, у першу чергу  $\text{LaNi}_5$  та його похідні.

На рис. 2 наведено схему експериментальної установки осушення та моніторингу вологості технологічного газу на установці пониження активності 4-го енергоблока (УПАК-4) Ленінградської АЕС, втіленої у 2001 р. [8].

У результаті проведених експериментів [8, 10] було встановлено, що використання ТЕОГ дозволило зменшити у 2,3 – 2,4 раза загальну витрату технологічних газів, які вилучаються із АЕС, за рахунок зниження в 5-6 разів їхньої абсолютної вологості та знизити в 5 разів активність газів за рахунок збільшення часу їхньої витримки в УПАК.

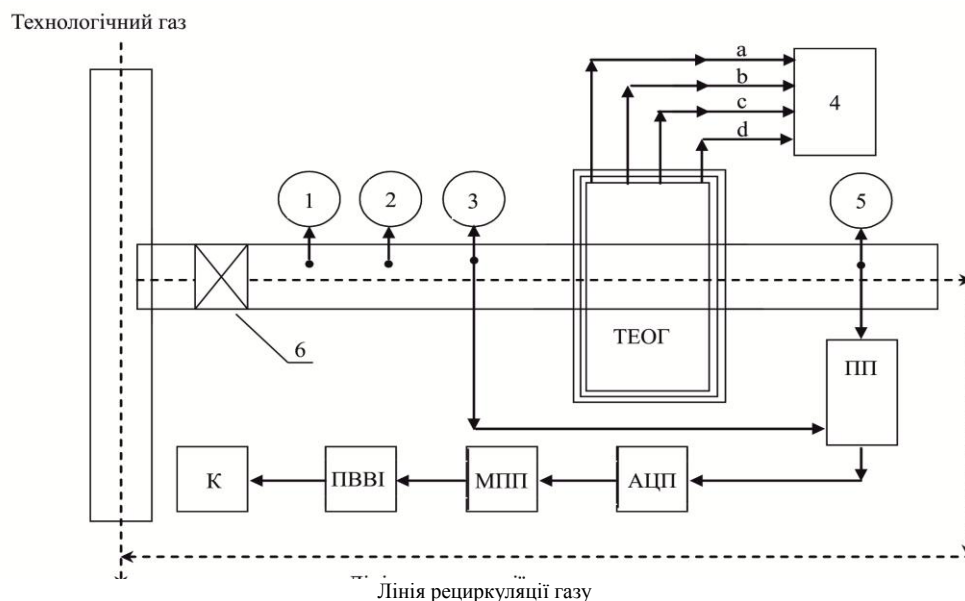


Рис. 2. Схема експериментальної установки осушення та моніторингу вологості технологічного газу на УПАК-4 Ленінградської АЕС: 1 – пристрій для вимірювання витрати вологого газу; 2 – манометр; 3, 5 – контрольні точки газоаналізатора; 4 – контрольно-самописний пристрій; 6 – запірна арматура; a, b, c, d – датчики температури; ТЕОГ – термоелектричний осушувач газу; ПП – підсилювач проміжний; АЦП – аналого-цифровий перетворювач; МПП – мікропроцесорний пристрій; ПВВІ – пристрій вводу/виводу інформації; К – комп'ютер.

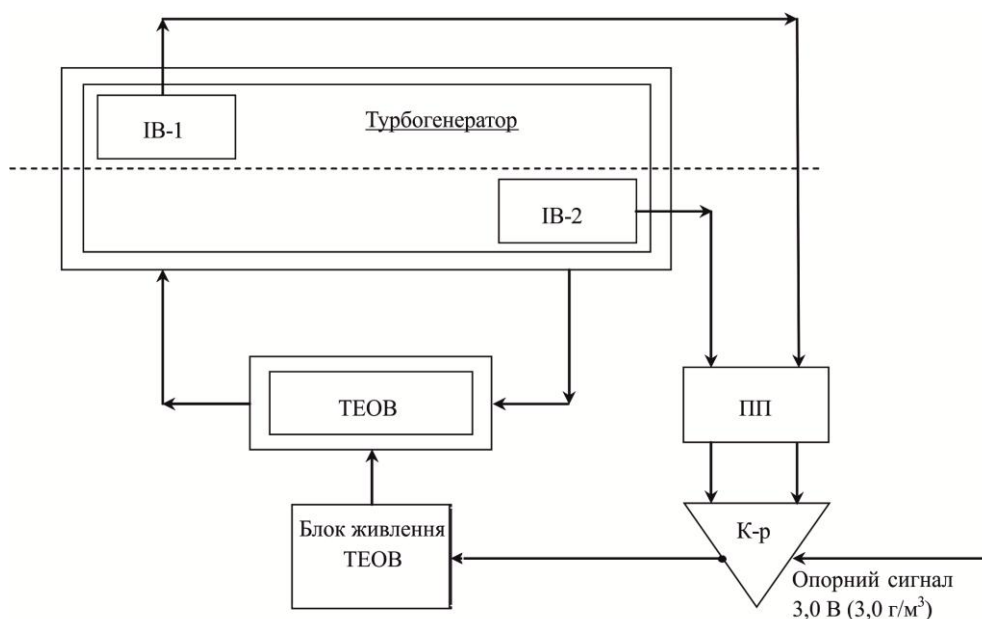


Рис. 3. Схема автоматичного моніторингу осушки водню в турбогенераторі: ІВ-1, 2 – індикатори вологості водню (газоаналізатор); ТЕОВ – термоелектричний осушувач водню; ПП – підсилювач проміжний, аналоговий; К-р – компаратор електронний, аналоговий; блок живлення – джерело живлення ТЕОВ.

Управління роботою ТЕОВ на працюючому турбогенераторі реалізується автоматичною схемою моніторингу вологості водню (рис. 3). Робота системи моніторингу полягає в наступному. ІВ-1, 2 незалежно один від одного і безперервно заміряють вологість водню всередині турбогенератора в потенційно небезпечних зонах та видають аналоговий сигнал на проміжний підсилювач. Підсилений аналоговий сигнал поступає в електронний компаратор, де опорним сигналом є уставка вологості водню 3,0 В (3,0 г/м<sup>3</sup>). Нормативне значення вологості водню не більше 7,7 г/м<sup>3</sup>. При досягненні вологості водню всередині турбогенератора 3,0 г/м<sup>3</sup> компаратор дає команду на включення ТЕОВ через його блок живлення. Осушувач буде працювати до того часу, поки вологість водню не прийме зна-

чення  $1,0 \text{ г/м}^3$ , після чого він відключиться. Аналоговий електронний компаратор працює по логіці автоматики ТЕОВ «АБО», тобто достатньо поступити в нього одному з двох сигналів від ІВ-1 або від ІВ-2 при досягненні вологості водню уставки опорного сигналу  $3,0 \text{ г/м}^3$ , як ТЕОВ включається в роботу. Така логіка управління ТЕОВ необхідна, бо поява вологи в одній із потенційно небезпечних зон у газовому об'ємі генератора веде до лавиноподібного обводнення всього об'єму водню. Це пов'язано з високою турбулентністю водню в замкненому газовому об'ємі за рахунок роботи вентиляторів, жорстко встановлених на роторі турбогенератора.

### Висновки та рекомендації

1. Україна входить до 10 країн світу, які найбільше використовують ядерну енергію для виробництва електричної енергії. На чотирьох українських АЕС експлуатуються 15 реакторів російського виробництва типу ВВЕР загальною потужністю 13,835 ГВт. Надійність, безпека та ефективність експлуатації енергоблоків АЕС залежить від показників надійності кожного елемента перетворення енергії «ядерний реактор – турбіна – турбогенератор – блоковий трансформатор».

2. Суттєвим чинником надійної безпечної та ефективної експлуатації АЕС є надійність електротехнічного обладнання. Аналіз подій на електростанціях України, що призводять до порушень в роботі блоків та позапланових відключень, показує, що залежно від типу блока в середньому в рік відбувається від 3 до 50 порушень. Проведений аналіз інцидентів на АЕС України свідчить, що значна частина відмов (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Зокрема, найбільша частка у причинах недовиробництва електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на турбогенератори (до 70 - 80 %), пристрої релейного захисту й автоматики (до 15 %), вимірювальні трансформатори (до 7,5 %), електроприводи (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %). Тобто найбільш ненадійним елементом на АЕС на сьогодні є турбогенератор.

3. На українських АЕС у складі енергоблоків сьогодні експлуатуються три типи турбогенераторів російського виробництва (ТВВ-220-2АУЗ, ТВВ-1000-4УЗ, ТВВ-1000-2УЗ). Лише 3 % з них на сьогодні не виробили свій розрахунковий ресурс. Найефективніший спосіб унеможливлення виникнення та розвитку аварій має базуватися на засобах моніторингу режимних параметрів та діагностування стану обладнання, що ставить перед експлуатаційним персоналом нові функціональні обов'язки, які потребують більш високої і широкій кваліфікації, насамперед оперативного персоналу.

4. Усі турбогенератори енергоблоків українських АЕС мають воднево-водяну систему охолодження. З одного боку, водень має ряд переваг у порівнянні з іншими холодоагентами, з іншого – наявність водню в системах охолодження турбогенераторів несе небезпеку машинних залів ТЕС і АЕС. У зв'язку з унікальними горючими властивостями та характеристиками водню необхідне вивчення його вибухонебезпечних параметрів, умов утворення вибухонебезпечних сумішей водню з повітрям, а також необхідно здійснити розробку та втілення систем контролю концентрації водню, розробку та втілення заходів щодо зниження його концентрації, передбачення запалення водно-повітряних сумішей та їхнього гасіння.

5. Основними найбільш небезпечними домішками в електролізному водні є вода та кисень. Найбільш відповідальною зоною з підвищеною концентрацією води в турбогенераторі є зона ущільнення вала генератора, де як ущільнююче середовище застосовується турбінне масло. У газовому об'ємі генератора зустрічається також водомасляний аерозоль – водомасляна емульсія у дрібнодисперсному вигляді (туман).

6. Наявність домішок збільшує сумарні механічні втрати в 1,25 – 1,4 раза. Також треба зауважити, що присутність домішок у водні призводить до зволоження ізоляції, а присутність парів водомасляного аерозолю змащує поверхні обмоток, що в свою чергу сприяє збільшенню перегрівання обмоток.

7. Чим нижча температура газу, тим менша концентрація вологи у водні. Зі збільшенням відносної вологості водню різна сталь вразлива корозійному розтріскуванню, що може виникнути під час експлуатації.

8. Для забезпечення чистоти водню, очистки від газових домішок або сорбції доцільно використовувати металогідриди. Найбільш стійкими до дії домішок є інтерметаліди на основі рідкісноземельних металів, у першу чергу  $\text{LaNi}_5$  та його похідні.  $\text{LaNi}_5$  має найбільш високу стабільність, що дає змогу реалізувати переробку водню, який вміщує до 3 % газових домішок.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. *Виговський О. В.* Основні проблеми розвитку атомної енергетики України та шляхи їхнього вирішення / О. В. Виговський // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 27. – С. 5 – 12.
2. *Кенсицький О. Г.* Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О. Г. Кенсицький, Г. М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 26. – С. 69 – 74.
3. *Федоренко Г. М.* Моделювання впливів параметрів чистоти водню на механічні втрати в турбогенераторі з безпосереднім водневим охолодженням типу ТВВ-1000-2УЗ / Г. М. Федоренко, О. М. Давидов, М. В. Дудченко // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2011. – Вип. 28. – С. 76 - 81.
4. *Федоренко Г. М.* Підвищення надійності й ефективності енергопостачання шляхом впровадження сучасних технологій, менеджменту, нового електроенергетичного обладнання / Г. М. Федоренко, Ю. К. Вошинський // Гідроенергетика України. – 2006. – № 1. – С. 41 - 46.
5. *Albertini M., Cavallini A., Montanary G.C. et al.* Diagnostic tool for condition based maintenance of electrical apparatus (CIGRE Session 2004, D1 – 402).
6. *Науково-технічний звіт «Підвищення енергоефективності, пожежо- та вибухобезпеки турбогенераторів ТЕС та АЕС з водневими системами охолодження».* ДР 01071 10065.07 / ІЕД НАН України. – Київ, 2008.
7. *Ключников А. А.* Научные основы водородной безопасности, надежности и энергоэффективности блоков АЭС / А. А. Ключников, Г. М. Федоренко, Я. С. Буева // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2013. – Вип. 20. – С. 18 - 27.
8. *Груздев В. Б.* Разработка комплексной системы мониторинга осушки водорода в электроэнергетике : автореф. дис. ... канд. техн. наук / В. Б. Груздев. – Казань, 2008. – 16 с.
9. *Груздев В. Б.* Экспериментальные исследования конденсирующей способности термоэлектрического осушителя влажного водорода / В. Б. Груздев, Н. Д. Чичирова // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – 2007. – № 11-12. – С. 137 - 141.
10. *Груздев В. Б.* Повышение эффективности осушки водорода в турбогенераторах электростанций / В. Б. Груздев, Н. Д. Чичирова // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – 2006. – № 3-4. – С. 45 - 47.
11. *Хуторецкий Г. М.* Проектирование турбогенераторов / Г. М. Хуторецкий, М. И. Токов, Е. В. Толвинская. – Л. : Энергоатомиздат. Ленинград. отд-ние, 1987. – 256 с.
12. *Дайджест* научно-технических разработок ИПМаш им. А. Н. Подгорного НАН Украины ; под ред. В. В. Соловьева. – 2008. – Вип. Металлогидридные технологии. – 36 с.

**А. В. Выговский<sup>1</sup>, Д. И. Хвалин<sup>1</sup>, В. А. Мистецкий<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, ул. Лысогорская, 12, Киев, 03028, Украина*

<sup>2</sup>*Институт электродинамики НАН Украины, просп. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина*

**ВЛИЯНИЕ ВЛАЖНОСТИ И ЧИСТОТЫ ВОДОРОДА НА НАДЕЖНОСТЬ  
МОЩНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН**

Рассмотрено влияние влажности и чистоты водорода на надежность и энергоэффективность мощных электрических машин. Составлен список возможных примесей, что могут попасть в корпус турбогенератора, показано их влияние на чистоту газа и суммарные механические потери. Проведен анализ влияния параметров чистоты водорода на механические потери в турбогенераторе с непосредственным водородным охлаждением. Рассмотрена возможность использования металлогидридов для обеспечения чистоты, очистки и сорбций водорода.

*Ключевые слова:* мощные генераторы, водород, механические потери, металлогидриды.

**O. V. Vygovskiy<sup>1</sup>, D. I. Hvalin<sup>1</sup>, V. A. Mystetskiy<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Institute for Safety of Problems of Nuclear Power Plants, NAS of Ukraine, Lysogirska str. 12, Kyiv, 03028, Ukraine*

<sup>2</sup>*Institute of Electrodynamics of NAS Ukraine, Peremogy prospekt, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine*

**INFLUENCE OF MOISTURE AND HYDROGEN PURITY OF THE RELIABILITY  
OF POWERFUL ELECTRIC MACHINES**

It is shown that today the turbo generators with hydrogen-water cooling system is most unreliable technical equipment of Ukrainian nuclear power plants. On the one hand, hydrogen has several advantages over other coolers; on the other hand, the presence of hydrogen in the turbo generators systems carries the danger of engine rooms of power plants. It is also shown that the water and oxygen are main hazardous impurities in hydrogen, and zone of generator shaft compaction is the most responsible zone with high concentration of water. From the analysis was found that increasing of hydrogen purity reduces the mechanical losses and the change in total losses depending on the hydrogen

purity has a linear nature. For example, with an increase the hydrogen purity from 0,1203 to 0,09 the loss in turbo generator rotor can be reduced by nearly 500 kW, which is about 25 % at a pressure of 0,5 MPa. The possibility of using metal hydrides to ensure purity, purification and hydrogen sorption was looked. The most practical value is for such hydrides as LaNi<sub>5</sub>H<sub>x</sub>, FeTiH<sub>x</sub>, ZrNiH<sub>x</sub>. The main advantage the metal hydrides method of purification is a significant reduction in the number of purification stages. It was shown that the use of a thermoelectric gas dryer will reduce the total consumption of technological gases, that are removed from nuclear power plants, by 2,3 – 2,4 times due to a decrease in 5,0 – 6,0 times their absolute humidity, and decrease by 5, 0 times the activity of gases due to an increase in their exposure time in the decrease activity installation. All this suggests that the creation a hydrogen humidity monitoring system in the exploited turbo generator will solve the problem of objective control of hydrogen purity with further computerization and accumulation the information. Using a drainage or purification system of hydrogen, reducing the temperature and humidity of the cooling gas, can increase the reliability of operation the turbo generators and significantly expand the range of admissible electrical and thermal loads.

*Keywords:* powerful generators, hydrogen, mechanical losses, metal hydrides.

#### REFERENCES

1. *Vygovskiy A. V.* The basic problems of development of nuclear energy in Ukraine and ways of their decision / A. V. Vygovskiy // *Problemy bezpeky atomnykh electrostantsiy i Chornobylya (Problems of Nuclear Power Plants' Safety and of Chornobyl)*. – 2016. – Iss. 27. – P. 5 - 12. (Ukr)
2. *Kensytskyi O. G.* Reliability of generating equipment and prospects of Nuclear power development in Ukraine / O. G. Kensytskyi, G. M. Fedorenko // *Problemy bezpeky atomnykh electrostantsiy i Chornobylya (Problems of Nuclear Power Plants' Safety and of Chornobyl)*. – 2016. – Iss. 26. – P. 69 - 74. (Ukr)
3. *Fedorenko G. M.* Simulation of the effects of hydrogen purity parameters on mechanical losses in a turbogenerator with direct hydrogen cooling type TVV-1000-2UZ / G. M. Fedorenko, O. M. Davidov, M. V. Dudchenko // *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. – 2011. – Iss. 28. – P. 76 - 81. (Ukr)
4. *Fedorenko G. M.* Increasing the reliability and efficiency of energy supply by application of modern technologies, management, new electrical equipment / G. M. Fedorenko, Y. K. Voshchinsk'iy // *Gidroyenergetyka Ukrainy*. – 2006. – № 1. – P. 41-46. (Ukr)
5. *Albertini M., Cavallini A., Montanary G.C. et al.* Diagnostic tool for condition based maintenance of electrical apparatus (CIGRE Session 2004, D1 – 402).
6. *Research-technical report* «Enhancement of energy efficiency, fire and explosion safety of turbogenerators of thermal power stations and nuclear power plants with hydrogen cooling systems». DR 0107110065.07 / IED NAN Ukrainy. – Kyiv, 2008. (Ukr)
7. *Klyuchnikov A. A.* Scientific basis of hydrogen safety, reliability and energy efficiency nuclear power plants / A. A. Klyuchnikov, G. M. Fedorenko, Ya. S. Bueva // *Problemy bezpeky atomnykh electrostantsiy i Chornobylya (Problems of Nuclear Power Plants' Safety and of Chornobyl)*. – 2013. – Iss. 20. – P. 18 - 27. (Rus)
8. *Gruzdev V. B.* Development of an integrated monitoring system for hydrogen drying in electric power industry: author's abstract of a thesis. PhD / V. B. Gruzdev. – Kazan', 2008. – 16 p. (Rus)
9. *Gruzdev V. B.* Experimental studies of the condensing power of a thermoelectric moist hydrogen desiccant / V. B. Gruzdev, N. D. Chichirova // *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. – 2007. – № 11-12. – P. 137 - 141. (Rus)
10. *Gruzdev V. B.* Efficiency enhancement of hydrogen drying in turbogenerators of power plants / V. B. Gruzdev, N. D. Chichirova // *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. – 2006. – № 3-4. – P. 45 - 47. (Rus)
11. *Khutoretskiy G. M.* Turbogenerators design / G. M. Khutoretskiy, M. I. Tokov, Y. V. Tolvinskaya. – Leningrad : Energoatomizdat. Leningrad. otdeleniye, 1987. – 256 p. (Rus)
12. *Dayzhest nauchno-tekhnicheskikh razrabotok IPMash im. A. N. Podgornogo NAN Ukrainy ; ed. by V. V. Solov'yev.* – 2008. – Iss. Metallogidridnyye tekhnologii. – 36 p. (Rus)

Надійшла 15.06.2017  
Received 15.06.2017