

## БЕЗПЕКА, НАДІЙНІСТЬ ПОТУЖНИХ ГЕНЕРАТОРІВ ТА ШЛЯХИ ЇХ ПІДВИЩЕННЯ

Г.М. Федоренко<sup>1</sup>, докт. техн. наук, Л.Б. Остапчук<sup>2</sup>, канд. техн. наук, Г.О. Дубік<sup>3</sup>, пров. інж., О.Г. Кенсицький<sup>4</sup>, канд. техн. наук

1–3 – Ін-т електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

4 – Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України,  
вул. Кірова, 36-а, Чорнобиль, 07270, Київська обл., Україна

*Розглянуто коефіцієнти, що характеризують кількісну оцінку роботи основного обладнання електростанцій України. Наведено зміни коефіцієнтів використання встановленої потужності та коефіцієнтів аварійності енергоблоків АЕС України в 2003-2010 рр. Бібл. 2, рис. 4, таблиця.*

**Ключові слова:** атомні електростанції, генератори, коефіцієнт готовності, коефіцієнт аварійності.

З метою забезпечення базових навантажень АЕС, а також приєднання енергосистеми України до енергосистем європейських країн актуальними є підвищення надійності та маневреності генеруючого обладнання ТЕС та АЕС, а також модернізація діючого парку генераторів ТЕС, АЕС та ГЕС.

При цьому необхідно враховувати, що режими роботи турбогенераторів АЕС України є маневрові за реактивною потужністю, оскільки недовантажені лінії електропередач генерують значну реактивну потужність, яку треба компенсувати.

Модернізація генераторів має виконуватися з урахуванням вимог та стандартів Європейського Союзу та Росії.

Надійність експлуатації потужних високонавантажених генераторів, як правило, погіршується із введенням нових допоміжних систем та ускладненням конструкції основних вузлів турбо- та гідрогенераторів – статора, ротора, корпусу тощо, що супроводжується виникненням специфічних дефектів цих вузлів, залежно від наявності тієї або іншої системи.

Умовно всі дефекти можна розділити на такі:

- власні дефекти турбогенератора, що не пов'язані з системою охолодження;
- дефекти, пов'язані з наявністю системи водневого охолодження (безпосереднього або непрямого);
- дефекти, пов'язані з наявністю водяного охолодження обмотки статора;
- дефекти, пов'язані з наявністю водяного охолодження обмотки ротора.

Імовірність безвідмовної роботи турбогенератора  $P_{\Sigma}$  дорівнюватиме добутку ймовірностей безвідмовної роботи його складових частин, вузлів і допоміжних систем  $P_i$ :

$$P_{\Sigma} = \prod_{i=1}^n P_i. \quad (1)$$

Таким чином, введення кожної нової системи супроводжуватиметься зниженням імовірності безвідмовної роботи генератора в цілому.

Діаграми Парето, наведені нижче, показують внесок кожного чинника на об'єкти аналізу (недовирібок електроенергії, розподіл кількості відмов).

Недовирібок електроенергії через відмови та розподіл кількості відмов у турбогенераторах АЕС типу ТВВ-1000-2УЗ представлено на рис. 1, 2. Розподіл кількості відмов гідрогенераторів Київської ГЕС показано на рис. 3.

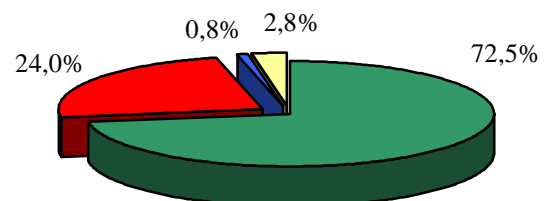
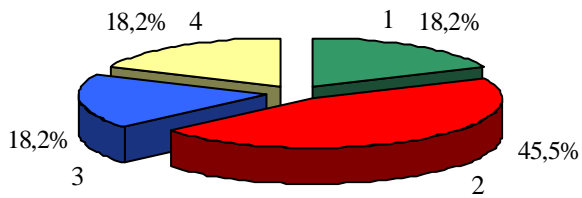
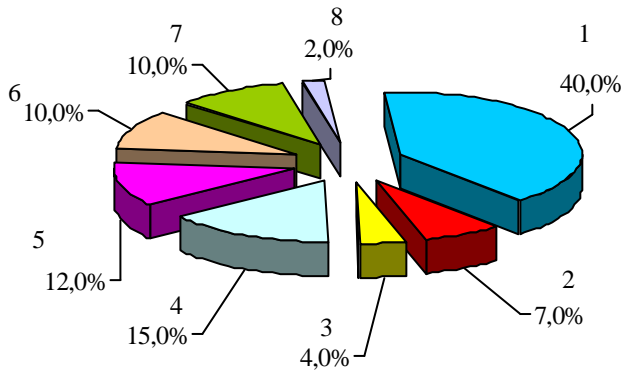


Рис. 1



- 1 Тріщини в порожнистих провідниках стержнів обмотки
- 2 Стирання ізоляції в лобових частинах обмотки
- 3 Витік водню
- 4 Інше

Рис. 2



№	Відмови	Кількість
1	Система охолодження	- 32
2	Ошиновка статора	- 6
3	Кріплення призми статора	- 3
4	Ізоляція обмотки статора	- 12
5	Система збудження	- 10
6	Контактні кільця ротора	- 8
7	Демпферна обмотка ротора	- 8
8	Система захисту	- 2

Рис. 3

питомого навантаження неодмінно призведе до зниження надійності генератора в експлуатації та зростання втрат від позапланових простоїв.

Для кількісної оцінки роботи обладнання використовуються відповідні коефіцієнти, які нормуються ГОСТами 533-2000, 5616-89 з додатками про зміни, що діють на цей час в країні [2]. Коефіцієнт використання встановленої потужності характеризується відношенням фактичного вироблення електроенергії до потенційно можливого:

$$KBVP = \frac{\sum_{i=1}^n W_i^{6л}}{\sum_{i=1}^n N_{вст} \tau_i^k} \cdot 100 \% , \quad (2)$$

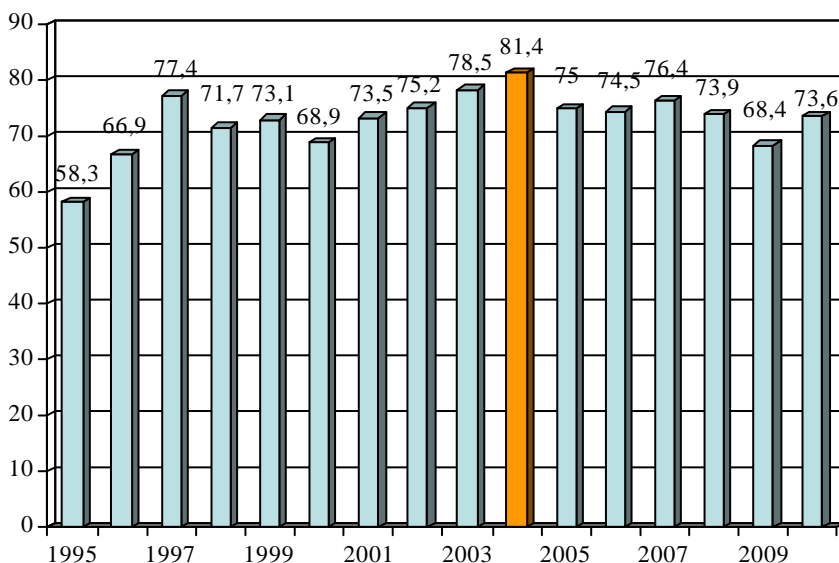


Рис. 4

де  $N_{вст}$  і  $\tau_i^k$  – встановлена потужність блока та календарний час;  $W_i^{6л}$  – електроенергія, вироблена блоком.

Коефіцієнт використання встановленої потужності АЕС України за 1995–2010 рр. наведено на рис. 4.

Україна в 2008–2010 рр. у середньому по блоках мала коефіцієнт використання встановленої потужності на АЕС 69...74 %, світ у цілому вже в 1995–2000 рр. мав KBVP 75...76 %, Південна

Корея – 88...90 %, США – 97...90 %.

Коефіцієнт готовності характеризує придатність об'єкта до використання за призначенням у будь-який час за винятком запланованих періодів, коли його використання не передбачено. Він визначається як відношення напрацювання за даний період до суми напрацювання і часу відновлення після відмов за цей же період і може бути представлений у вигляді

$$K_r = \frac{T_{\text{від}}}{T_{\text{від}} + T_{\text{в}}} \cdot 100 \% , \quad (3)$$

де  $T_{\text{від}}$  і  $T_{\text{в}}$  – наробіток на відмову та середній час відновлення.

Коефіцієнт оперативної готовності визначиться за такою залежністю:

$$K_{\text{о.г}} = \sum_{i=1}^n (\tau_i^{\text{роб}} + \tau_i^{\text{рез}} + \tau_i^{\text{н.пр}}) / \sum_{i=1}^n \tau_i^{\text{к}} \cdot 100\% . \quad (4)$$

За аналогією можна визначити коефіцієнти планового простою  $K_{\text{п.пр}}$  та робочого часу  $K_{\text{роб}}$ :

$$K_{\text{п.пр.}} = \sum_{i=1}^n (\tau_i^{\text{к.р}} + \tau_i^{\text{с.р}} + \tau_i^{\text{п.р}} + \tau_i^{\text{рез}} + \tau_i^{\text{п.п.р}}) / \sum_{i=1}^n \tau_i^{\text{к}} ; \quad (5)$$

$$K_{\text{роб}} = \sum_{i=1}^n \tau_i^{\text{роб}} / \sum_{i=1}^n \tau_i^{\text{к}} , \quad (6)$$

де  $\tau_i^{\text{к.р}}$ ,  $\tau_i^{\text{с.р}}$ ,  $\tau_i^{\text{п.р}}$ ,  $\tau_i^{\text{н.пр}}$ ,  $\tau_i^{\text{п.п.р}}$ ,  $\tau_i^{\text{рез}}$  – тривалість відповідно капітальних, середніх, поточних ремонтів, непланових та інших простоїв, а також простоїв у резерві.

Як комплексний показник ефективності управління надійністю обладнання краще прийняти коефіцієнт аварійності, що визначається таким чином:  $K_A = 1 - K_r$ . Це пов'язано з тим, що чутливість  $K_A$  значно більша, ніж чутливість  $K_r$ . Коефіцієнти аварійності енергоблоків АЕС України 2003-2010 рр. наведено в таблиці.

Енергоблок	Коефіцієнт аварійності, в.о.								Середній за сім років
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
РАЕС-3	0	0,009	0,015	0	0,006	0	0	0	0,004
ХАЕС-1	0,002	0,009	0	0	0	0	0	0	0,002
ПУАЕС-3	0,045	0	0	0,364	0,046	0,05	0	0,003	0,063
РАЕС-4	-	0	0,067	0	0	0	0	0	0,013
ХАЕС-2	-	0	0	0	0	0,335	0	0,137	0,067
Середній по НАЕК	0,016	0,004	0,016	0,073	0,011	0,073	0	0,028	0,029

Відповідно до ДСТУ ГОСТ 533-2000 коефіцієнт готовності  $K_r$  турбогенераторів потужністю блока понад 350 МВт має складати не менше 0,995, відповідно коефіцієнт аварійності – 0,005.

Для розрахунку показників надійності й аварійності турбогенераторів необхідно мати дані щодо тривалості планових простоїв енергоблока (планово-попереджувальні ремонти, обслуговування тощо). При розрахунках коефіцієнтів аварійності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 середня тривалість планово-попереджувальних ремонтів (капітальних і середніх, за даними НАЕК “Енергоатом”) кожного енергоблока прийнята в 81,5 доби (1956 год) на рік.

У 2009 р. відмов турбогенераторів ТВВ-1000-2 не було.

У 2010 р. (до листопада) було зафіксовано дві відмови: на ХАЕС-2 (недовиробіток склав 949,332 млн. кВт·год) та ПУАЕС-3 (недовиробіток склав 25,1 млн. кВт·год).

30.03.2010 на ХАЕС-2 виникло замикання на “землю” фази “В” обмотки статора генератора ТВВ-1000-2МУ3 в результаті пробую корпусної ізоляції верхнього стержня фази «В», вкладеного в паз № 37.

Пробій корпусної ізоляції виник через стирання верхньої частини корпусної ізоляції стержня № 37 з боку турбіни.

З наведених у роботі [1] даних видно, що для турбогенераторів потужністю 50...1000 МВт перехід від водневого непрямого до водневого безпосереднього охолодження ротора призводить до зниження ймовірності безвідмовної роботи машини в цілому  $P_{\Sigma}$  з 0,74...0,87 до 0,62...0,66.

Вплив переходу до водяного охолодження обмотки статора при водневому безпосередньому охолодженні ротора для турбогенераторів потужністю 150...300 МВт можна оцінити, якщо порівняти ймовірності безвідмовної роботи комплексу «статор – ротор». При відсутності водяного охолодження обмотки статора ця величина складає 0,88...0,97 і при наявності водяного охолодження знижується до 0,78...0,86.

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

Таким чином, ускладнення конструкції турбогенератора і впровадження нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиничної потужності призводить до зниження надійності турбогенератора.

При вирішенні задач підвищення надійності і навантажувальної здатності турбогенераторів АЕС необхідно враховувати, що турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 спроектовані та виготовлені в габаритах генераторів потужністю 800 МВт. Це призвело до суттєвого зменшення коефіцієнтів запасу з цілого ряду параметрів, у т.ч. коефіцієнтів запасу міцності деталей, для деяких з них запас міцності став мінімальним, що обумовило відносно низькі показники надійності й призвело до особливої чутливості надійності до роботи їх у режимах, відмінних від номінальних (динамічні режими, режими при підвищених струмах і напругах статора і т.ін.). Так, аналіз вібраційного стану турбогенераторів ТВВ-1000-2У3 (після модернізації за технологією ALSTOM – ТВВ-1000-2МУ3) енергоблоків АЕС України, а особливо їх з'єднувальних шин, як найбільш ненадійного елемента обмотки статора, свідчить, що рівень вібрації останніх при підвищенні навантаження від 0 до рівня 750...800 МВт залишається на припустимому рівні (80 мкм). Подальше ж підвищення навантаження призводить до різкого підвищення рівнів вібрації, які для окремих шин досягають 175, 235, а іноді й 350 мкм (березень 2007 р., ТГ-3 ПУАЕС). Саме ці явища є причиною пошкодження обмотки турбогенераторів при експлуатації.

Таким чином, надійність електротехнічного обладнання обумовлюють:

- конструктивні рішення, що підпорядковані функціональному призначенню і принципу дії;
- режим і характер використання протягом терміну служби видів навантаження, умов безпеки і захисту;
- вид, характер перетікання і наслідки відмови, інші фактори в проявленні властивостей безвідмовності та довговічності;
- ремонтпридатність, можливі види та засоби ремонту;
- серійність деталей;
- придатність для експериментів та випробувань при умовах, наближених до реальних;
- придатність для неруйнівного контролю та діагностики.

Експлуатаційна надійність устаткування характеризується:

- середнім навантаженням;
- коефіцієнтом готовності устаткування;
- коефіцієнтом використання встановленої потужності;

- тривалістю ремонтів та іншими факторами.

Шляхами підвищення надійності, безпеки та ефективності роботи енергоблоків електростанцій України можуть бути :

- оптимізація режимів експлуатації;
- впровадження інтелектуалізованих систем контролю, діагностики та моніторингу їхнього експлуатаційного стану;
- обслуговування та ремонт обладнання за його фактичним станом;
- перемаркування турбогенераторів на меншу номінальну потужність;
- впровадження нових ефективних матеріалів і технологій.

1. Степанов В.С., Степанова Т.Б. Система показателей для оценки эффективности использования энергии // Пром. энергетика. – 2000. – № 1. – С. 2–5.
2. Азбукин Ю.И., Аврух В.Ю. Модернизация турбогенераторов. – М.: Энергия, 1980. – 232 с.

УДК 621.313.332

**Г.М. Федоренко<sup>1</sup>**, докт. техн. наук, **Л.Б. Остапчук<sup>2</sup>**, канд. техн. наук, **Г.А. Дубик<sup>3</sup>**, вед. инж., **О.Г. Кенсицкий<sup>4</sup>**, канд. техн. наук

1–3 – Ин-т электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

4 – Ин-т проблем безопасности АЭС НАН Украины,

ул. Кирова, 36-а, Чернобыль, 07270, Киевская обл., Украина

**Безопасность, надежность мощных генераторов и пути их повышения**

*Рассмотрены коэффициенты, которые характеризуют количественную оценку работы основного оборудования электростанций Украины. Приведены изменения коэффициентов использования установленной мощности и коэффициентов аварийности энергоблоков АЭС Украины в 2003-2010 гг. Библ. 2, рис. 4, таблица.*

**Ключевые слова:** атомные электростанции, генераторы, коэффициент готовности, коэффициент аварийности.

**G.M. Fedorenko<sup>1</sup>, L.B. Ostapchuk<sup>2</sup>, G.A. Dubik<sup>3</sup>, O.G. Kensitsky<sup>4</sup>**

1–3 – Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kiev-57, 03680, Ukraine

4 – Institute of Problem Safety AES,

Kirova st., 36,a, Chornobyl, 07270, Kyivskiy region, Ukraine

**Safety, reliability of powerful generators and ways of their increase**

*The coefficients have been considered that define the quantitative estimate of the main equipment of Ukrainian power stations. The changes in capacity coefficients and contingency coefficients in 2003-2010 for Ukrainian nuclear power stations are given. References 2, figures 4, table.*

**Key words:** nuclear power stations, generators, availability coefficients, contingency coefficients.

Надійшла 11.05.2011

Received 11.05.2011