

НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ТА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ – НЕВІД’ЄМНА СКЛАДОВА БЕЗПЕКИ ЕНЕРГОБЛОКА АЕС

А. Л. Деркач¹, О. Г. Кенсицький², О. О. Ключников², Г. М. Федоренко²

¹НАЕК "Енергоатом", Київ

²Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, Київ

Проаналізовано вплив технічного стану електротехнічного та теплоенергетичного обладнання на показники безпеки й надійності енергоблока АЕС. Запропоновано та обґрунтовано нові технічні рішення щодо їх підвищення.

Сьогодні Україна входить у десятку найбільших ядерних держав світу. На чотирьох АЕС експлуатуються 15 реакторів російського виробництва типу ВВЕР загальною потужністю 13,835 ГВт(е). У 2005 р. в промисловій експлуатації знаходилося 13 енергоблоків потужністю 11,835 МВт, що складає 23,2 % генеруючих потужностей країни (рис. 1), на них було вироблено 47,9 % всієї електроенергії (рис. 2). У вересні 2005 р. прийнято в промислову експлуатацію новий енергоблок № 2 Хмельницької АЕС. Ще один енергоблок № 4 Рівненської АЕС знаходиться на стадії освоєння потужності.

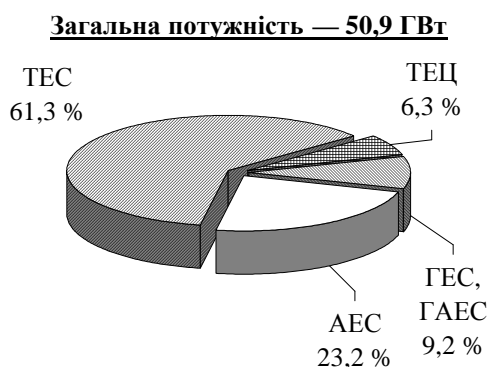


Рис. 1. Установлена потужність генеруючого обладнання Об'єднаної енергосистеми України.

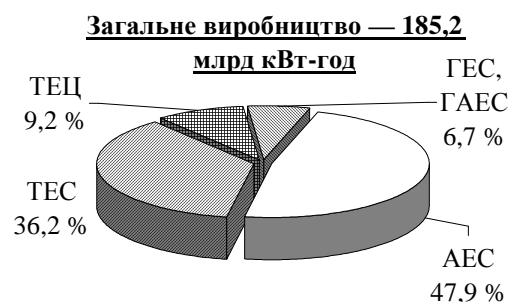


Рис. 2. Виробництво електроенергії електростанціями України.

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

Зважаючи на сучасний стан теплової енергетики та відсутність сьогодні й у перспективі необхідної кількості власних енергетичних ресурсів (окрім урану та вугілля), необхідно визнати, що сталий розвиток економіки України без ядерної енергетики неможливий. І це факт, обговорювати який немає сенсу. Україна є і має бути в майбутньому провідною державою з безпечною, надійною та ефективною ядерною енергією [1].

Ядерна електроенергетика порівняно з традиційною має певні переваги [2]:

у собівартості виробленої на АЕС електроенергії значну частку складають так звані фіксовані витрати, головним чином через великі початкові капітальні витрати (рис. 3). Частина змінних витрат, що включають вартість палива та змінні витрати на експлуатацію й обслуговування, незначна;

АЕС порівняно з технологіями на викопних видах палива мають зовсім незначні показники викидів парникових газів на одиницю виробленої електроенергії.

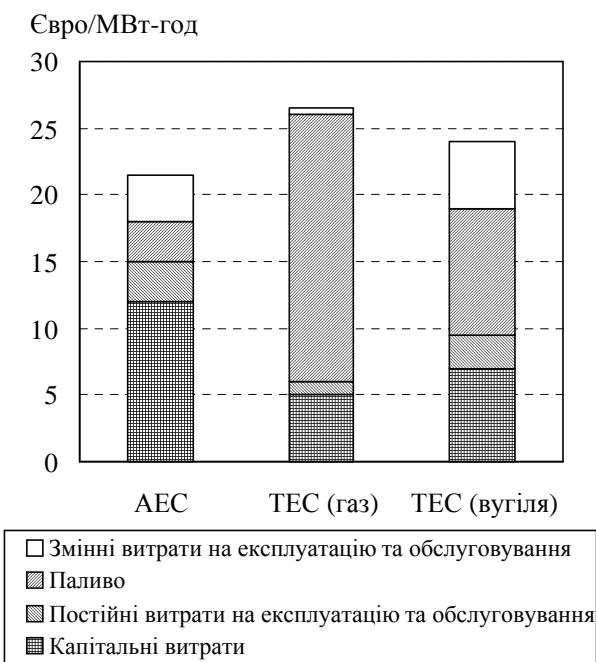


Рис. 3. Структура собівартості виробництва електроенергії на електростанціях з різними видами палива при базовому навантаженні.

становлять 450 - 1200 г CO₂ (100 - 360 г вуглецю) на 1 кВт-год електроенергії (450 г - для газових електростанцій, 1200 - для вугільних). Як наслідок, у Франції, де майже 80 % електроенергії виробляється на АЕС, викиди CO₂ на 1 кВт-год дорівнюють 66 г, що значно нижче, ніж в Японії (320 г/кВт-год.), Італії (517 г/кВт-год) та Німеччині (629 г/кВт-год) [3, 4].

З огляду на введення країнами ЄС обмеження на викиди парникових газів (сплати за викиди CO₂) економічні переваги ядерної енергетики стають ще більш відчутними, і вона стає цілком конкурентоспроможною порівняно з традиційними технологіями виробництва енергії [5].

Значні початкові капітальні витрати будівництва нових блоків АЕС, що в два - чотири рази вищі порівняно з електростанціями на викопних видах палива, є одним з основних бар'єрів, що зумовили згорання ядерних програм у більшості країн. Основними шляхами зменшення питомих капітальних витрат будівництва АЕС, які дають найбільший внесок у ціну виробленої ними електричної енергії, є:

- збільшення потужності одиничного енергоблока;
- стандартизація та серійне будівництво блоків одного проекту;
- багатоблочне будівництво на одному майданчику АЕС;
- скорочення термінів будівництва.

Основною ж проблемою ядерної енергетики, на якій акцентують увагу її супротивники, є наявність радіоактивних відходів і необхідність їх надійного й безпечного поховання. З відходами з незначною радіоактивністю, що складають основну частку всіх відходів АЕС, не існує проблем — технології щодо їх вилучення, транспортування й утилізації розроблені. Високорадіоактивні ж відходи складають дуже незначну частку, на рівні лише 1 % від токсичних відходів інших галузей промисловості. Експерти вважають, що сьогодні всі радіоактивні відходи можуть буди безпечно перероблені та надійно ізольовані від навколишнього середовища на тисячі років, доки вони не стануть безпечними.

Вартість палива в собівартості виробленої на АЕС електроенергії становить від 19 до 25 %, і можлива зміна ціни на уран на 10 % спричинить зміну ціни на електроенергію всього на 0,2 %. При цьому вартість палива для газової електростанції комбінованого циклу в собівартості виробленої електроенергії становить понад 60 %. І неминуче підвищення цін на газ призведе до значного зростання собівартості електроенергії. Світові ж ціни на природний уран останнім часом у зв'язку зі скороченням попиту мають стійку тенденцію до зниження.

Викиди двоокису вуглецю, що супроводжують виробництво 1 кВт-год електроенергії на АЕС з урахуванням повного паливного циклу — видобутку та збагачення урану, виробництва паливних касет, транспортування, зберігання відходів тощо, — становлять 10 - 30 г/кВт-год (2 - 6 г вуглецю). Це відповідає аналогічним показникам для електростанцій на поновлювальних джерелах енергії та на два порядки нижче порівняно з електростанціями на викопних видах палива, для яких викиди

У будь-якому випадку запорукою сталого розвитку ядерної енергетики може бути лише її конкурентоспроможність у порівнянні з традиційними джерелами енергозабезпечення при максимальній безпечності та надійності енергоустановок.

Інтегральним показником ефективності роботи енергоблока в цілому є коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП, рис. 4), який визначається як відношення кількості фактично виробленої електроенергії до обсягу її виробництва при номінальному навантаженні за однаковий проміжок часу (наприклад, рік):

$$\text{КВВП} = \frac{W_{\Phi}}{W_{\text{H}}} = \frac{P_{\text{сер}} \cdot T_{\Phi}}{P_{\text{H}} \cdot T_{\text{K}}},$$

де $P_{\text{сер}}$ - середнє навантаження енергоблока протягом часу фактичної роботи T_{Φ} , год; P_{H} - номінальне навантаження; T_{K} - календарний проміжок часу періоду, що розглядається (1 рік = 8760 год); $T_{\text{K}} = T_{\Phi} + T_{\text{З}}$, $T_{\text{З}}$ - тривалість простою енергоблока (вимушеного або планового) протягом періоду, що розглядається.

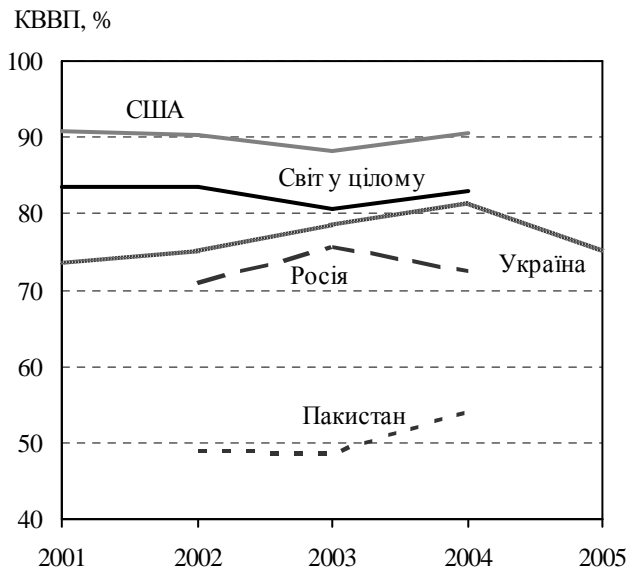


Рис. 4. КВВП енергетичних установок в Україні, деяких країнах та в цілому у світі.

Підвищення КВВП енергоблоків АЕС України всього на 10 % еквівалентно введенню в експлуатацію майже 1,2 ГВт додаткових генеруючих потужностей, для спорудження яких необхідно було б витрати 2,5 – 3,5 млрд дол.

Природно, як інтегральний показник, КВВП відображає технічний стан обладнання всього технологічного ланцюга виробництва електроенергії енергоблоком від ядерного реактора до блочного трансформатора, та він залежить від надійності й працездатності кожного елемента.

Аналіз інцидентів на АЕС України останніх чотирьох років (рис. 5 - 8), пов'язаних із незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі та зниженням навантаження, свідчить, що їх значна частка (від 20 до 40 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного устаткування (ЕТУ). Зокрема, найбільша частка в причинах недовироблення електроенергії через електротехнічне обладнання припадає на турбогенератори (до 70 %), пристрої релейного захисту та автоматики (до 15 %), вимірювальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) та силові трансформатори (до 2,5 %). Тобто найуразливішим елементом у ланцюгу «ядерний реактор–турбіна–турбогенератор–трансформатор» на сьогодні є турбогенератор, і саме на турбогенератори припадає найбільша частка недовиробництва електроенергії. І це не випадково, адже турбогенератор є найбільш навантаженим в електромагнітному відношенні пристроєм.

Свого часу прагнення до зменшення капітальних витрат на будівництво ядерних енергетичних установок призвело до створення енергоблоків потужністю 1000 і більше МВт. В Україні таких блоків 11, на кожному з яких експлуатуються турбогенератори російського виробництва (АТ "Електросила") потужністю 1000 МВт. Лінійне навантаження цих машин сягає 2000 А/см, що є рекордом для електромашинобудування колишнього СРСР (усі ці генератори було спроектовано за радянських часів).

Із наведених у таблиці даних щодо пошкодженості турбогенераторів, установлених на енергоблоках АЕС України, випливає, що найбільш ненадійними є турбогенератори потужністю 1000 МВт у двохполюсному виконанні типу ТВВ-1000-2УЗ. Сумарні втрати тільки від недовиробництва електричної енергії на трьох блоках з турбогенераторами типу

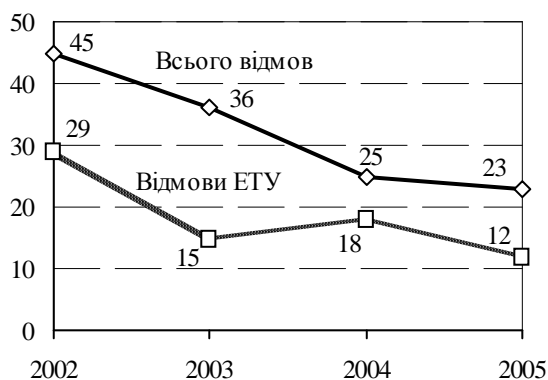


Рис. 5. Динаміка відмов ЕТУ в роботі енергоблоків АЕС України в 2002 - 2005 рр.

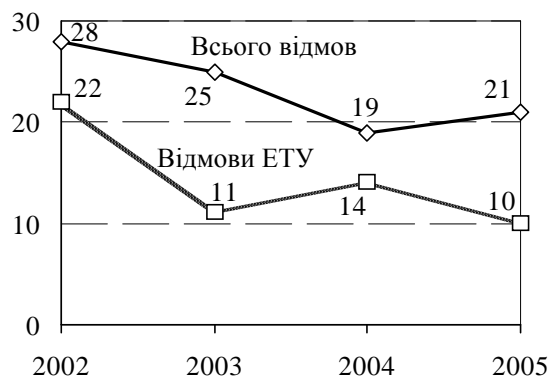


Рис. 6. Динаміка відмов ЕТУ, що призвели до порушень у роботі енергоблоків АЕС України в 2002 - 2005 рр.

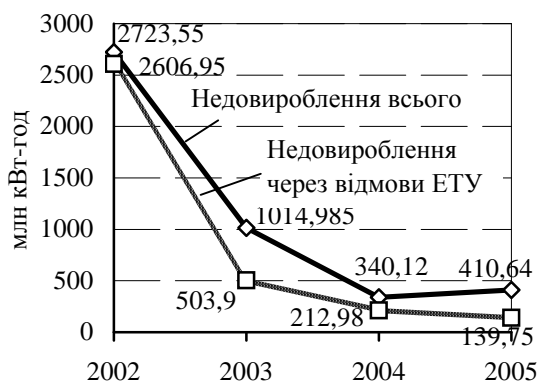


Рис. 7. Динаміка недовироблення електроенергії через відмови ЕТУ енергоблоків АЕС України в 2002 - 2005 рр.



Рис. 8. Частка турбогенераторів (ТГ) у недовиробленні електроенергії через відмови ЕТУ енергоблоків АЕС України у 2002 - 2005 рр.

ТВВ-1000-2У3 за період 1988 - 2000 рр. склали 141,43 млн дол., і це без врахування витрат на вартість ремонтів і запчастин. Їх питома пошкоджуваність за останні чотири роки становить 0,42 пошкодження на генераторо-рік експлуатації, що у 3,3 рази більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотирьохполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,125), і в 1,6 більше, ніж у турбогенераторів потужністю 220 МВт Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,25).

Показники пошкоженості турбогенераторів енергоблоків АЕС України в 2002 - 2005 рр.

Тип турбогенератора	ТВВ-220-2У3	ТВВ-1000-4У3	ТВВ-1000-2У3
Кількість на АЕС України	4	8	3*
2002 рік			
Кількість пошкоджень	2	4	0
Недовиробництво електроенергії, млн кВт-год	16,21	2399,45	0
2003 рік			
Кількість пошкоджень	0	0	2
Недовиробництво електроенергії, млн кВт-год	0	0	318,34

Продовження табл.

2004 рік			
Кількість пошкоджень	1	0	2
Недовиробництво електроенергії, млн кВт-год	1,15	0	66,17
2005 рік			
Кількість пошкоджень	1	0	1
Недовиробництво електроенергії, млн кВт-год	1,01	0	98,7
Разом			
Кількість пошкоджень	4	4	5
Недовиробництво електроенергії, млн кВт-год	18,37	2399,45	483,21
Питома пошкодженість, 1/генераторо-рік	0,25	0,125	0,416

* Без урахування нових блоків Рівненської (№ 4) та Хмельницької (№ 2) АЕС.

Напрацювання на відмову турбогенераторів ТВВ-1000-2У3 не перевищує 9000 год, хоча за вимогами МСТ-533-2000 воно повинно складати 18000 год. І саме такими генераторами оснащено нові енергоблоки Хмельницької та Рівненської АЕС (№ 2 та № 4 відповідно). Крім того, ними же мають бути оснащені енергоблоки, що добудовуються на цих електростанціях (№ 3 та 4 на Хмельницькій і № 5 на Рівненській АЕС).

Кожен вихід з ладу турбогенератора для ядерного реактора є раптовою втратою навантаження, що вимагає його негайного розхолодження до нижнього критичного рівня. Такі режими вважаються аварійними, що пов'язано з короткочасною зміною температурного режиму активної зони, і за регламентом їх кількість на весь строк експлуатації реактора обмежується саме за ресурсом конструкційних матеріалів елементів і вузлів активної зони.

Таким чином, низька надійність електротехнічного обладнання енергоблока АЕС на сьогодні є додатковим джерелом небезпеки та його неефективного функціонування.

До цього необхідно додати, що енергосистема України має специфічні особливості свого функціонування. Розташування АЕС в західних регіонах країни (Рівненська та Хмельницька АЕС) свого часу передбачало постачання електроенергії, що на них виробляється, в країни колишньої Ради економічної взаємодопомоги (РЕВ). Із розпадом останньої західні АЕС залишилися без відповідного збуту електроенергії. Як наслідок, весь обсяг виробленої ними електроенергії спрямовується на схід по мережах 330 - 750 кВ. Це, відповідно, створює проблеми із регулюванням напруги в мережах: протяжні лінії генерують надлишок реактивної потужності, і для підтримання номінальної напруги необхідне застосування додаткових заходів регулювання реактивної потужності як у мережах так, і на самих АЕС [6]. З одного боку, це - додаткові витрати на обладнання (компенсатори, шунтуючі реактори), з іншого - турбогенератори АЕС працюють в умовах, для яких вони не призначені (регулювання реактивної потужності). Вимушене регулювання реактивної потужності енергоблоками АЕС, що не є штатним режимом експлуатації їх турбогенераторів, не може не вплинути на їх технічний стан. Турбогенератори працюють при $\cos \varphi \cong 1,0$ (номінальний $\cos \varphi = 0,9$). Експлуатація при підвищених $\cos \varphi$ викликає перегрівання кінцевих зон статора, додаткові тепловиділення, циклічні термомеханічні навантаження, зменшення ресурсу ізоляції тощо [7].

Усе це не може не впливати на коефіцієнти готовності та використання встановленої потужності енергоблоків АЕС.

Якщо звернутися до закордонного досвіду, то можна відзначити, що ці ж проблеми актуальні для електроенергетики всього світу. Провідні електромашинобудівні компанії поступово відмовляються від створення турбоагрегатів надвисокої потужності. Пріоритет нада-

ється турбогенераторам потужністю до 600 МВА без застосування водяного охолодження обмоток із переводом на непряме водневе або навіть повітряне охолодження. Прикладами таких розробок є турбогенератори потужністю 500 МВА, 50 Гц з повітряним охолодженням фірми *Alstom Power* і потужністю 620 МВА, 50 Гц фірми *Toshiba* [8].

Розробляються генератори із розширеними можливостями щодо регулювання реактивної потужності - асинхронного та асинхронізованого типу [9].

Перші у світі асинхронізовані турбогенератори були створені саме в Україні (ДП «Завод «Електроважмаш», м. Харків) і вже понад 20 років успішно експлуатуються на Бурштинській ТЕС. Застосування асинхронізованих турбогенераторів дозволяє:

підвищити стійкість роботи енергоблока і станції в цілому при коливаннях навантаження за рахунок відповідного керування збудженням;

нормалізувати напругу на шинах станції в межах 3 - 8 % з появою надлишків реактивної потужності в мережі шляхом переводу генератора у режим її споживання;

знижити технологічні втрати в мережі від перетоків надлишкової реактивної потужності на 5 - 10 % за рахунок її компенсації, а також можливості відключення шунтуючого реактора в періоди максимального навантаження ЛЕП;

здійснювати повільне регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні (від 40 % у режимі видачі до 90 % при глибокому споживанні) при високій стійкості роботи блока;

забезпечити базовий режим паралельно працюючим синхронним турбогенераторам, подовжуючи в такий спосіб їхній ресурс;

зберегти енергоблок у роботі при відмовах системи збудження, використовуючи синхронний режим збудження тільки від однієї обмотки або шляхом переводу генератора у тривалий асинхронний режим з навантаженням до 80 % номінального (звичайні потужні синхронні генератори допускають асинхронний режим тільки протягом 15 хв з навантаженням до 40 %).

ДП "Завод "Електроважмаш" розробило серію машин із повітряним охолодженням потужністю до 320 МВт (400 МВА), у тому числі асинхронізованих. Є досвід переводу на безводневу (азот) схему охолодження турбогенераторів ТГВ-500 (Нововоронежська АЕС, Росія). Багаторічний досвід експлуатації турбогенераторів виробництва ДП "Завод "Електроважмаш" в Україні та інших країнах світу свідчить про їх надійність (коефіцієнт готовності машин ТГВ-500 сягає 0,95, ТГВ-300 - 0,995, ТГВ-200/200М - 0,998).

Коефіцієнт готовності будь-якого елемента або системи за визначенням є відношення часу їх роботи t_p до календарного часу, що складається із часу роботи та часу вимушеного простою t_n [9, 10], тобто

$$K_{\Gamma} = \frac{t_p}{t_p + t_n}.$$

У свою чергу коефіцієнт аварійності

$$K_A = 1 - K_{\Gamma} = \frac{t_n}{t_p + t_n}.$$

Якщо система складається із послідовно з'єднаних елементів, кожен з яких має коефіцієнт готовності $K_{\Gamma i}$, час роботи для кожного елемента й для системи в цілому однаковий і дорівнює t_p , а час вимушеного простою системи $t_{n\Sigma}$ складається із суми простоїв кожного елемента t_{ni} (адже відмова кожного з них викликає відмову системи в цілому). У такому випадку маємо

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{t_p}{t_p + \sum_{i=1}^n t_{ni}} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{1 - K_{\Gamma i}}{K_{\Gamma i}}} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{K_{Ai}}{K_{\Gamma i}}},$$

де n - кількість послідовно з'єднаних елементів.

Для системи, що складається із паралельно з'єднаних елементів (резервування), кожен з яких має коефіцієнт готовності $K_{\Gamma i}$, час простою системи та кожного елемента будуть однаковими t_{Π} , а час роботи системи складається з часів роботи кожного паралельного елемента t_{pi} . Отже,

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{pi}}{\sum_{i=1}^n t_{pi} + t_{\Pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 - K_{\Gamma i})}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 - K_{\Gamma i})} + 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{1}{K_{Ai}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{K_{Ai}} + 1}.$$

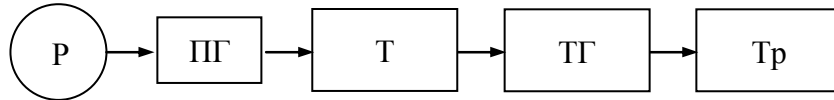


Рис. 9. Схема послідовного з'єднання обладнання енергоблока АЕС.

Енергоблок АЕС (рис. 9) за проектом повинен мати коефіцієнт готовності

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{K_{Ai}}{K_{\Gamma i}}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{AP}}{K_{\Gamma P}} + \frac{K_{АП}}{K_{\Gamma\Pi}} + \frac{K_{AT}}{K_{\Gamma T}} + \frac{K_{ATГ}}{K_{\Gamma TГ}} + \frac{K_{ATр}}{K_{\Gamma Tр}}} =$$

$$= \frac{1}{1 + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,005}{0,995} + \frac{0,005}{0,995} + \frac{0,005}{0,995}} = 0,983,$$

якщо коефіцієнти готовності реактора ($K_{\Gamma P}$), парогенераторів ($K_{\Gamma\Pi}$), турбіни ($K_{\Gamma T}$), турбогенератора ($K_{\Gamma TГ}$) і трансформатора ($K_{\Gamma Tр}$) дорівнюють 0,999, 0,999, 0,995, 0,995 і 0,995 відповідно.

У дійсності ж, як було зазначено вище, показники надійності турбогенератора виробництва АТ «Електросила» потужністю 1000 МВт значно менші ($K_{\Gamma T} < 0,9$). І тоді реальний коефіцієнт готовності блока

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{K_{Ai}}{K_{\Gamma i}}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{AP}}{K_{\Gamma P}} + \frac{K_{АП}}{K_{\Gamma\Pi}} + \frac{K_{AT}}{K_{\Gamma T}} + \frac{K_{ATГ}}{K_{\Gamma TГ}} + \frac{K_{ATр}}{K_{\Gamma Tр}}} =$$

$$= \frac{1}{1 + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,005}{0,995} + \frac{0,1}{0,9} + \frac{0,005}{0,995}} = 0,89.$$

Тобто реальний коефіцієнт аварійності блока ($K_A = 1 - K_{\Gamma} = 0,11$) в 6,5 разів перевищує проектний показник (0,017).

Для схеми дубль-блока (рис. 10) розрахуємо показники надійності для двох випадків: повного навантаження реактора й половинного, коли працює тільки один генератор із двох.

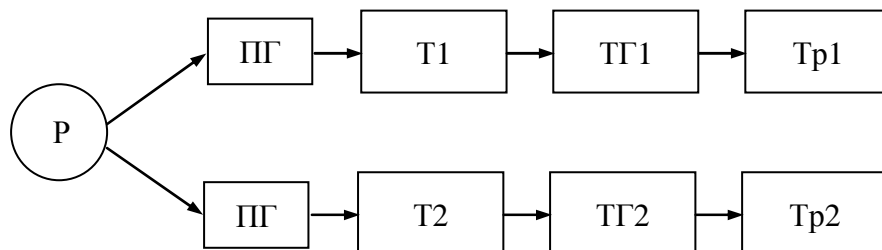


Рис. 10. Схема дубль-блока АЕС.

У першому випадку

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^2 \frac{K_{Ai}}{K_{\Gamma i}}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{A1}}{K_{\Gamma 1}} + \frac{K_{A2}}{K_{\Gamma 2}}} = \frac{1}{1 + \frac{0,017}{0,983} + \frac{0,017}{0,983}} = 0,966,$$

де коефіцієнт готовності кожного ланцюга перетворення енергії

$$K_{\Gamma 1,2} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{K_{Ai}}{K_{\Gamma i}}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{AP}}{K_{\Gamma P}} + \frac{K_{АП}}{K_{\Gamma П}} + \frac{K_{AT}}{K_{\Gamma T}} + \frac{K_{ATГ}}{K_{\Gamma TГ}} + \frac{K_{ATp}}{K_{\Gamma Tp}}} =$$

$$= \frac{1}{1 + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,001}{0,999} + \frac{0,005}{0,995} + \frac{0,005}{0,995} + \frac{0,005}{0,995}} = 0,983.$$

І для випадку половинного навантаження (працює тільки один генератор)

$$K_{\Gamma\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{K_{Ai}}}{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{K_{Ai}} + 1} = \frac{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{K_{Ai}}}{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{K_{Ai}} + 1} = \frac{\frac{1}{0,017} + \frac{1}{0,017}}{\frac{1}{0,017} + \frac{1}{0,017} + 1} = 0,991.$$

Таким чином, дубль-блок, створений на базі розроблених турбогенераторів ДП "Завод "Електроважмаш", має показники надійності вищі, ніж у сьогодишніх ядерних енергоблоків.

До того ж необхідно додати, що в наведеному розрахунку показники надійності турбінного обладнання в обох випадках прийняті однаковими. На справді ж усе, що говорилося про турбогенератори, стосується й турбінного обладнання. Тобто із збільшенням потужності турбіни коефіцієнт готовності зменшується, і використання турбін меншої потужності дозволить ще збільшити показники надійності.

Маючи в Україні розвинену електромашинобудівну промисловість, було б доцільним у майбутньому створювати нові ядерні енергоблоки із залученням власної електротехнічної бази. Ядерний енергоблок пропонується створювати на основі потужного реактора, власного виготовлення за ліцензією або закордонного, та двох паралельних ланцюгів перетворення теплової енергії в електричну, кожен з яких розрахований на половину електричної потужності реактора (дубль-блок, рис. 11).

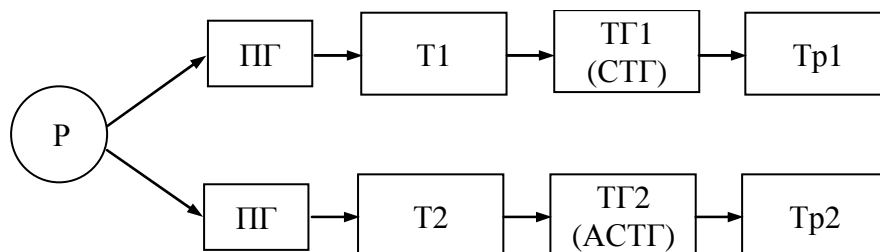


Рис. 11. Принципова схема перспективного енергоблока АЕС підвищеної надійності, безпеки та подовженого ресурсу.

Блок включає два паралельно працюючих турбогенератори з повітряним охолодженням, один з яких – асинхронізованого типу.

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

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

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

Висновки

1. Атомна енергетика займає провідне місце в паливно-енергетичному комплексі України. За більш як 20-річну історію експлуатації АЕС в Україні накопичено великий досвід поводження із реакторами різних конструкцій, створено науково-технічний та промисловий потенціал світового рівня.

2. Сьогоднішній стан атомної енергетики країни ставить перед енергетиками завдання розробки концепції переозброєння підгалузі з максимально можливим залученням вітчизняного науково-промислового потенціалу. Особливо це стосується електротехнічної промисловості. Уже сьогодні в Україні створено розробки, що за своїми характеристиками не поступаються кращим зарубіжним аналогам.

3. Створення ядерного дубль-енергоблока на основі виготовлених за кордоном або частково на вітчизняних підприємствах реактора та внутріреакторного обладнання, власного електротехнічного та турбінного устаткування дасть змогу вивести атомну енергетику на якісно новий етап свого розвитку, який би відповідав сучасним вимогам щодо безпеки, надійності та ефективності, задачам забезпечення енергетичної незалежності України.

4. Використання в складі одного енергоблока синхронних та асинхронізованих машин дає змогу вирішити проблему регулювання потоків реактивної потужності ядерними енергоблоками з підвищенням їх безпечності, надійності та подовженням ресурсу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Шидловский А.К., Федоренко Г.М.* Безопасность, надежность и эффективность - ключевые направления эксплуатации и дальнейшего развития атомной энергетики // Новини енергетики. - 2003. - № 6. - С. 19 - 23.
2. *Barre B., Girard P., Tinturier B., Vieillard-Baron B.* Nuclear Power: a Factor for Long-term Stability in Energy Prices // 18-th World Energy Congress (CD). Rep. 1-05-01. - Buenos Aires, 2001.
3. *Stoffaës C., Kuninobu S., Morimoto H.* Global Nuclear Energy in a Sustainable Development Perspective // 18-th World Energy Congress (CD). Rep. 1-02-17. - Buenos Aires, 2001.
4. *Спадаро Дж.В., Лангуа Л., Гамильтон Б.* Выбросы парниковых газов от цепочек выработки электричества. Оценка различий // Бюллетень МАГАТЭ. - 2000. - Т. 42, № 2. - С. 19 - 24.
5. *Tosato G.C., Contaldi M., Pistacchio R.* Implications of Different Command and Control Schemes in the Energy Sector: a Long Term Economic Equilibrium Analysis with the New Markal Model for Italy // 17-th World Energy Congress. Rep. 4-02-16. - Houston, 1998. - P. 485 - 500.

6. Федоренко Г.М., Саратов В.А., Чевычелов В.А., Канунникова Р.Е. Обеспечение безопасности и эффективной работы АЭС в маневренных режимах по реактивной мощности // Новини енергетики. - 2002. - № 6. - С. 50 - 57.
7. Голоднова О.С., Ростик Г.В. О критическом поведении торцевых зон сердечников статоров турбогенераторов и мерах по их предупреждению // Энергетик. - 2005. - № 1. - 17 с.
8. Kitajima T., Ito H., Nagano S., Kazao Y. The World's Largest Capacity Turbine Generators with Indirect Hydrogen-Cooling // CIGRE-2004 (CD), Rep. A1-106.
9. Кади-Оглы И.А., Мамиконянц Г., Шакарян Ю.Г., Винницкий Ю.Д. Разработка в России турбогенераторов с двухосным возбуждением, отвечающим современным требованиям электроэнергетики // CIGRE-2004 (CD), Rep. A1-103.
10. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. - М.: Советское радио, 1975. - 472 с.
11. Ермолин Н.П., Жерихин И.П. Надежность электрических машин. - Л.: Энергия, 1976. - 248 с.
12. Кудинов В.В., Преображенская Л.Б. Состояние и прогноз развития ядерной энергетики // Энергетик. - 2005. - №7.

Надійшла до редакції 11.04.06

**НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ –
НЕОТЪЕМЛЕМАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС**

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

Проанализировано влияние технического состояния электротехнического и теплоэнергетического оборудования на показатели безопасности и надежности энергоблока АЭС. Предложены и обоснованы новые технические решения по их повышению

**THE RELIABILITY OF ELECTRICAL AND HEAT EQUIPMENT AS A CRUCIAL REQUIREMENT
FOR MAINTAINING THE NUCLEAR POWER PLANT SAFETY**

A. L. Derkach, O. G. Kensitsky, A. A. Kluchnikov, G. M. Fedorenko

The influence of technical state of electrotechnical and heat power equipment on safety and reliability of NPP is being analysed. New technical solutions allowing for the increase in safety have been suggested.