

ЯДЕРНА та РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА

Науково-технічний журнал
Scientific and Technical Journal

NUCLEAR & RADIATION SAFETY

Журнал засновано в березні 1998 року Свідоцтво про державну реєстрацію КВ 3146 від 26. 03. 1998 р.

Том 12 Випуск 3. 2009

Співзасновники:

Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки Державного комітету ядерного регулювання України та Одеський національний політехнічний університет Міністерства освіти і науки України

Видавець:

ДНТЦ ЯРБ Держатомрегулювання України

Головний редактор: А. В. Носовський

Редколегія:

В. І. Богорад, В. А. Герлига,
В. О. Дубковський (заст. головного редактора),
Т. М. Зеленцова, В. В. Інюшев, О. О. Ключников,
С. М. Кондратьєв, О. В. Корольов, В. П. Кравченко,
Л. Л. Литвинський, І. А. Ліхтарьов,
А. С. Мазуренко, В. П. Малахов, Ю. І. Немчинов,
В. Н. Павлович, О. В. Печериця, Є. М. Письменний,
С. Ю. Саєнко, Г. М. Федоренко, В. А. Халімончук,
В. С. Харченко, М. О. Ястребенецький

Рекомендовано до друку науково-технічною радою ДНТЦ ЯРБ (протокол № 09-4 від 09.06.09 р.)

Адреса редакції:

03142 Київ, вул. Василя Стуса, 35/37
Державний науково-технічний центр
з ядерної та радіаційної безпеки
Тел.: (044) 422-49-72
Факс: (044) 452-89-90
E-mail: na_bilokrinicka@sstc.kiev.ua

Підписано до друку 20.07.2009. Формат 60×90 1/8. Папір крейдяний.
Друк офсет. Умов. друк. арк. 8,5. Тираж 300 прим. Зам. № 29-140

Віддруковано в ТОВ "Основа-Принт"
02002 Київ, вул. Луначарського, 2, к.5
Свідоцтво про внесення до державного реєстру України суб'єктів
видавничої справи ДК№2 від 10.02.2000

Відповідальний редактор: Н. О. Білокриницька
Художнє оформлення: В. С. Жиборовського
Комп'ютерна верстка: О. Д. Ткаченка

ЗМІСТ

<i>М. Х. Гашев, О. І. Лігоцький, Л. М. Печериця, А. В. Носовський.</i> Аналіз порушень в роботі АЕС України, які сталися протягом 2008 року.....	3
<i>А. В. Печериця, О. В. Зелёный, А. М. Дыбач.</i> Взаимосвязь детерминистических и вероятностных подходов при решении вопросов, связанных с безопасностью АЭС	9
<i>Д. І. Рижов, О-й П. Шугайло, О-р П. Шугайло, В. Б. Крицький, В. С. Бойчук, Р. Я. Буряк.</i> Аналіз доцільності перегляду національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій на основі їх порівнянь з сучасними європейськими стандартами	15
<i>О. І. Лігоцький, А. В. Носовський, І. О. Чемерис.</i> Порівняльний аналіз вимог міжнародних стандартів та нормативно-правових актів України стосовно безпеки дослідницьких реакторів	20
<i>А. С. Костромин, А. М. Абдуллаев, С. В. Марехин, С. Н. Слепцов.</i> Анализ аварии с разрывом паропровода для реакторной установки ВВЭР-1000/В-320	26
<i>И. М. Прохорец, С. И. Прохорец, Е. В. Рудычев, Д. В. Федорченко, М. А. Хажмуратов.</i> Исследование ядерной безопасности объектов методом Монте-Карло	32
<i>С. Ю. Саенко, Ж. С. Ажажа, Г. А. Холомеев, А. В. Пилипенко, С. В. Габелков, Р. В. Тарасов.</i> Капсулирование горячим изостатическим прессованием поврежденных твэлов: технологический подход и макетные эксперименты	36
<i>А. І. Бережний, О. Є. Севбо, І. О. Семенюк.</i> Розробка вимог до використання імовірнісних методів для оптимізації технічного обслуговування та ремонтів обладнання	40
<i>Ю. М. Лобач, М. В. Лисенко, В. М. Макаровський.</i> Обґрунтування вибору стратегії зняття з експлуатації дослідницького ядерного реактора ВВР-М	46
<i>В. М. Гавриш, Д. А. Ткачев.</i> Оценка затрат на обращение с радиоактивными отходами при снятии с эксплуатации энергоблоков Чернобыльской АЭС	52
<i>С. В. Клевцов, Н. П. Валігун, А. В. Носовський, І. С. Комаров.</i> Культура безпеки у сфері використання ядерної енергії	56

CONTENTS

<i>M. Gashev, O. Ligotskyy, L. Pecherytsa, A. Nosovsky.</i> Analysis of operational events of Ukrainian NPP in 2008	3
<i>A. Pecherytsa, O. Zeleny, A. Dybach.</i> Correlation of deterministic and probabilistic approaches at solving the problems related with the NPP safety	9
<i>D. Ryzhov, O-y Shugaylo, O-r Shugaylo, V. Krytskyy, V. Boychuk, R. Buryak.</i> Analysis of Reasonability of Revision of National Regulatory Standards Related to NNP's Localizing Safety Systems Based on their Comparative Analysis with European Standards	15
<i>A. Lygotsky, A. Nosovsky, I. Chemeris.</i> Comparative Analysis of International Standards and Ukrainian Regulations on the Safety of Nuclear Research Reactors	20
<i>A. Kostromin, A. Abdullaev, S. Maryokhin, S. Slyeptsov.</i> Steamline Break Analysis for VVER-1000/V320 reactor	26
<i>I. Prokhorets, S. Prokhorets, E. Rudichev, D. Fedorchenko, M. Khazhmuradov.</i> Safety Investigations of Nuclear Items by Monte-Carlo methods	32
<i>S. Sayenko, Zh. Azhazha, G. Kholomyeyev, A. Pilipenko, S. Gabelkov, R. Tarasov.</i> Encapsulation by hot isostatic pressing of the damaged fuel elements: technological approach and model experiments	36
<i>A. Berezhnyy, A. Sevbo, I. Semenjuk.</i> Development of requirements to application of probabilistic methods for optimisation of maintenance and equipment repairs	40
<i>Yu. Lobach, M. Lysenko, V. Makarovsky.</i> Substantiation of the Decommissioning Strategy Selection for the Research Nuclear Reactor WWR-M	46
<i>V. Gavrish, D. Tkachov.</i> Evaluation of Cost of Radioactive Waste Management During the Chernobyl NPP Decommissioning	52
<i>S. Klevtsov, N. Valigun, A. Nosovsky, I. Komarov.</i> Safety Culture in the Use of Nuclear Energy	56

М. Х. Гашев¹, О. І. Лігоцький²,
Л. М. Печериця², А. В. Носовський²

¹Державний комітет ядерного регулювання України

²Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки

Аналіз порушень в роботі АЕС України, які сталися протягом 2008 року

Наведено аналіз потоку порушень, які сталися на АЕС України протягом 2008 року, за рядом напрямків, що характеризують експлуатаційну безпеку.

М. Х. Гашев, А. І. Лігоцький, Л. М. Печериця, А. В. Носовський

Анализ потока нарушений в работе АЭС Украины, произошедших в 2008 году

Приведен анализ потока нарушений в работе АЭС Украины, произошедших в 2008 году, по ряду направлений, характеризующих эксплуатационную безопасность.

Аналіз порушень в роботі атомних електричних станцій (АЕС), що сталися протягом року, є складовою оперативного та технологічного аналізу порушень у роботі АЕС України, який щорічно (починаючи з 1993 р.) проводиться спеціалістами Державного підприємства «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки» (ДНТЦ ЯРБ) у рамках науково-дослідної роботи (НДР). Статистичні дані, отримані в результаті цього аналізу, дозволяють проводити як кількісну, так і якісну оцінку рівня експлуатаційної безпеки, простежувати тенденції щодо її негативних або позитивних змін, виявляти проблеми у забезпеченні належного рівня безпечної експлуатації, а також у забезпеченні та підтримці рівня культури безпеки. Крім того, завдяки накопиченню даних за попередні роки відкривається можливість проводити порівняння даних щодо кількості порушень в роботі АЕС, їх причин, розподілу за низкою критеріїв з аналогічними даними попередніх років.

Актуальність проведення аналізу порушень у роботі АЕС України зумовлена необхідністю оцінки поточного рівня експлуатаційної безпеки українських АЕС та спрямована в цілому на запобігання виникнення подій, підвищення ефективності використання досвіду експлуатації та підвищення рівня експлуатаційної безпеки АЕС.

У даній роботі використано методики експертної оцінки, статистичної обробки даних та аналізу корінних причин. У статті наведено аналіз порушень, які сталися протягом 2008 р., за рядом напрямків, які характеризують експлуатаційну безпеку, та надано рекомендації щодо удосконалення системи організації розслідування порушень в роботі АЕС і оптимізації системи зворотного зв'язку від досвіду експлуатації.

Статистична оцінка порушень у роботі АЕС України

У 2008 р. в Україні на 15 енергоблоках АЕС, що перебували у промисловій експлуатації, та на трьох енергоблоках Чорнобильської АЕС (з реакторами великої потужності каналними — РВПК), що працювали в режимі припинення експлуатації, сталося 22 порушення [1], зокрема:

- на Запорізькій АЕС (ЗАЕС, 6 енергоблоків) — 5;
- на Рівненській АЕС (РАЕС, 4 енергоблоки) — 7;
- на Хмельницькій АЕС (ХАЕС, 2 енергоблоки) — 5;
- на Чорнобильській АЕС (ЧАЕС, 3 енергоблоки) — 0;
- на Южно-Українській АЕС (ЮУАЕС, 3 енергоблоки) — 5.

Потік порушень — середня кількість порушень на один енергоблок — у роботі АЕС України за останні 5 років представлено на рис. 1.

Цей показник у 2008 р. є найнижчим серед показників останніх п'яти років (22 порушення в роботі АЕС на 18 енергоблоків), а середнє його значення за 2004–2008 рр. дорівнює 1,7 (жирна пряма на рис. 1).

Динаміку кількості порушень у роботі АЕС України за останні п'ять років наведено на рис. 2.

Останні три роки загальна кількість порушень поступово зменшується: у 2008 р. порівняно з 2007 р. — на 12 %, порівняно з 2006 р. — на 33 %, і є найменшою за останні п'ять років.

Розподіл потоку порушень по майданчиках АЕС України наведений на рис. 3. У 2008 р. зменшилася кількість порушень на ЗАЕС та РАЕС у порівнянні з минулим роком. На ЮУАЕС цей показник залишається незмінним протягом

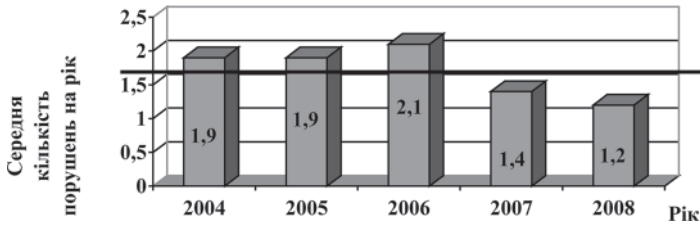


Рис. 1. Потік порушень у роботі АЕС України в 2004–2008 рр.



Рис. 2. Динаміка порушень у роботі АЕС України за 2004–2008 рр.

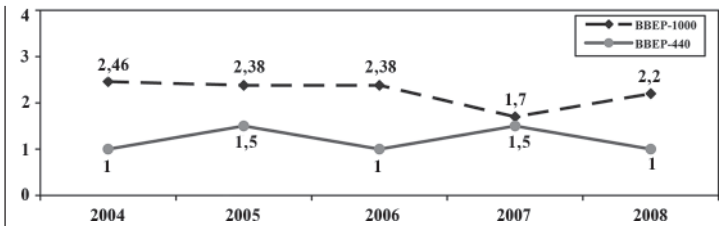


Рис. 4. Розподіл середньої кількості порушень на блок за типами реакторних установок

лась (у 1,3 раза) порівняно з 2007 р., а з реакторами типу ВВЕР-440 — зменшилась (у 1,5 раза).

У 2008 р. порушень меж та умов безпечної експлуатації на АЕС України не зареєстровано.

У звітному році не сталося жодного порушення, які за Міжнародною шкалою ядерних подій International Nuclear Event Scale (INES) [3] класифікуються рівнем «1» — «відхилення від дозволеного режиму експлуатації, що зумовлені відмовою обладнання, помилками персоналу або процедурними невідповідностями». З усіх порушень в роботі АЕС України у 2008 р. 77 % мали рівень «0» (не суттєво для безпеки), 23 % — рівень «поза шкалою» (рис. 5). Зазначимо, що в 2007 р. рівнем «0» за шкалою INES класифіковано 68 % порушень.

Розподіл кількості порушень у роботі АЕС України, що сталися протягом 2004–2008 рр., за шкалою INES представлено на рис. 6.

Розподіл порушень у роботі АЕС України за наслідками наведено на рис. 7.

Як і в попередні роки, переважна більшість порушень (68 % загальної кількості) у роботі АЕС у 2008 р. була пов'язана із зупиненням РУ, відключенням енергоблока від мережі чи розвантаженням РУ (категорії П05 та П08 за [1]).

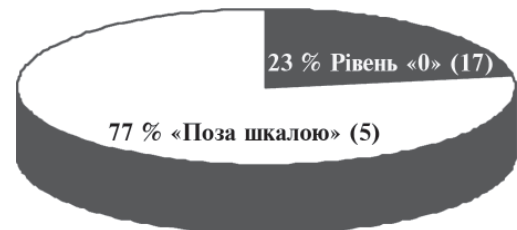


Рис. 5. Розподіл порушень у роботі АЕС за шкалою INES у 2008 р.

останніх п'яти років. На ХАЕС у 2008 р. зафіксовано на одне порушення більше, ніж у минулому році. Як у 2007, так і у 2008 р. на ЧАЕС не сталося жодного порушення.

Кількість порушень у перерахунку на один енергоблок залишається найвищою на ХАЕС (2,5 порушення на енергоблок). Керівництву ХАЕС слід звернути увагу на цей факт, проаналізувати його причини та вжити відповідних заходів.

Найбільша кількість порушень, які сталися протягом 2008 р., припадає на енергоблоки № 3 ЗАЕС, № 2 ХАЕС (по 4 порушення на кожний енергоблок); № 4 ЗАЕС, № 3 ЮВАЕС (по 3 порушення).

Серед діючих енергоблоків жодного порушення не зафіксовано на енергоблоках №№ 1, 3, 6 ЗАЕС та № 1 ЮВАЕС.

Розподіл порушень для окремих типів реакторних установок (РУ) діючих енергоблоків (рис. 4) демонструє, що середня кількість порушень на енергоблок з водо-водяними енергетичними реакторами типу ВВЕР-1000 збільши-

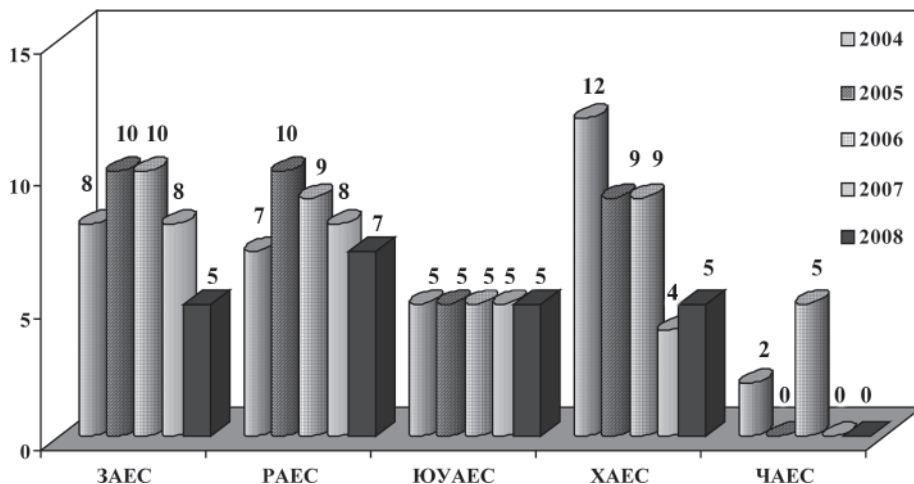


Рис. 3. Розподіл порушень по майданчиках АЕС у 2004–2008 рр.

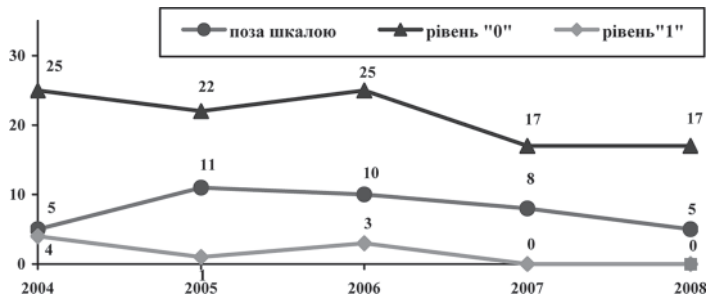


Рис. 6. Розподіл кількості порушень у роботі АЕС України за шкалою INES, 2004–2008 рр.

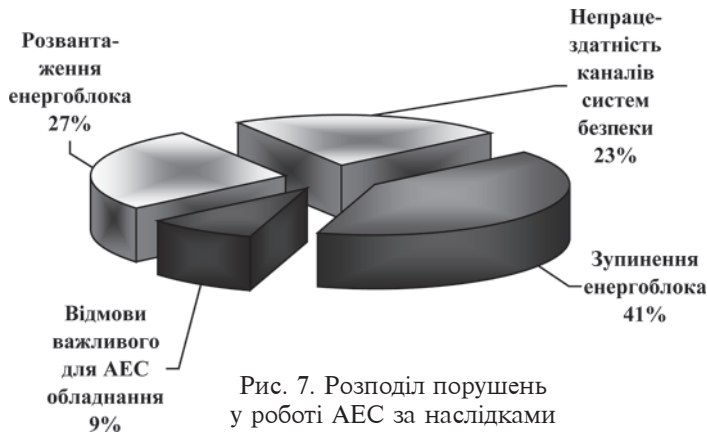


Рис. 7. Розподіл порушень у роботі АЕС за наслідками

У двох випадках (на блоках № 3 РАЕС та № 2 ХАЕС) сталися порушення, пов'язані з відмовою важливого для безпеки АЕС обладнання та трубопроводів (категорія П07). Значна частина (23 %) порушень спричинилася через непрацездатність каналу (каналів) систем безпеки протягом терміна, що не перевищує дозволений Технологічним регламентом (категорія П10). У 2008 р. цей показник зріс порівняно з 2007 р. (категорію П10 у 2007 р. мали 12 % порушень).

Під час 22 порушень у роботі АЕС України було зафіксовано 30 аномальних подій. Основними факторами, що зумовили їх виникнення, є відмови обладнання (рис. 8). Кількість аномальних подій, що виникли через недоліки процедур, збільшилася з 6 % у 2007 р. до 10 % у 2008 р. Дві аномальні події (7 % загальної кількості) сталися 08.05.08 р. під час порушення в роботі енергблока № 2 ЮУАЕС (звіт № 2 ЮУК-П05-03-05-08) через помилки персоналу (в 2007 р. таких подій не зафіксовано).



Рис. 8. Розподіл аномальних подій за факторами, що обумовили їх виникнення

У 2008 р. спостерігається майже рівномірний розподіл між порушеннями, що були викликані відмовами обладнання (рис. 9):

основних систем — 10 порушень, або 32,25 % загальної кількості (у 2007 р. — 50 %);

систем безпеки (СБ) — 11 порушень, або 35 % (у 2007 р. — 32,4 %);

допоміжних систем — 10 порушень, або 32,25 % (у 2007 р. — 17,6 %).

Отже, значно зменшилася кількість відмов основних систем, але внески відмов обладнання систем безпеки та допоміжних систем зросли. Серед систем безпеки найбільше відмов зафіксовано в системі управління захисними діями систем безпеки (три аномальні події, пов'язані з відмовою цієї

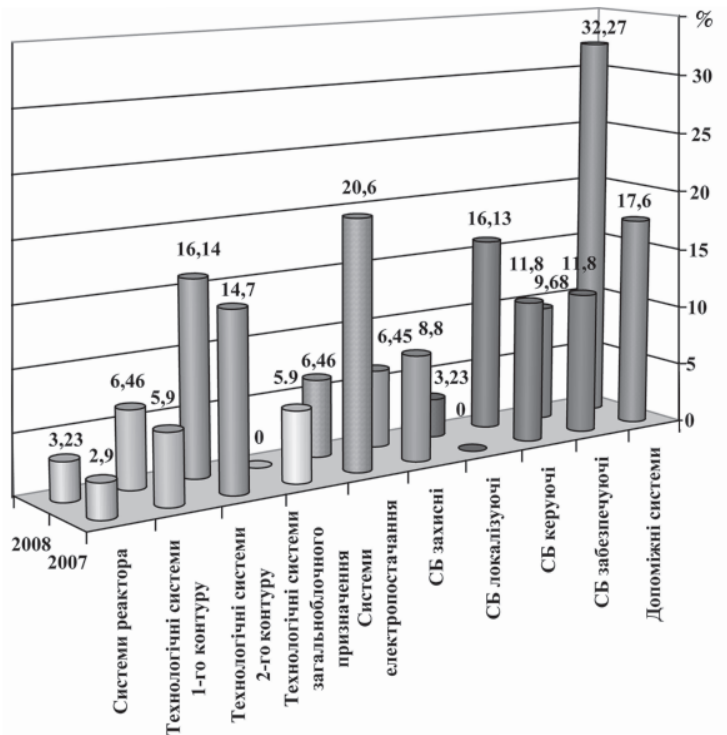


Рис. 9. Розподіл порушень за системами, що відмовили

системи) та по дві аномальні події, викликані відмовами в органах управління і захисту реактора, автоматичні системи управління і захисту реактору, системи надійного електропостачання споживачів власних потреб змінного струму (1 група надійності).

Найбільша кількість відмов серед систем припадає на:

допоміжні системи — 32,25 % (2007 р. — 17,6 %);

технологічні системи 2-го контуру — 16 % (2007 р. — 14,7 %);

систему управління захисними діями систем безпеки — 9,68 % (2007 р. — 5,88 %).

Значно зменшилася, у порівнянні з минулим роком, кількість відмов систем електропостачання: якщо в 2007 р. внесок у загальну кількість таких відмов становив 20,6 %, то в 2008 р. — 6,5 % (два порушення). Проте зросла кількість відмов технологічних систем 2-го контуру та системи управління захисними діями систем безпеки. Серед допоміжних систем, на які припадає 32,25 % усіх відмов, найбільша кількість відмов спостерігалася в ланцюгах управління, захисту і сигналізації (6 порушень, або 19,35 % загальної кількості порушень).

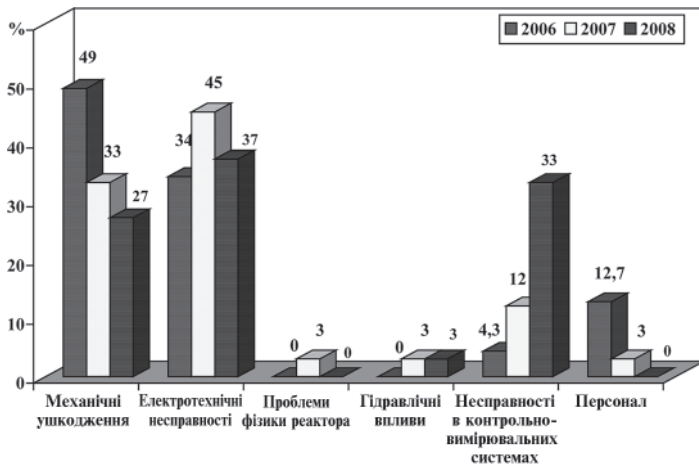


Рис. 10. Розподіл безпосередніх причин виникнення аномальних подій

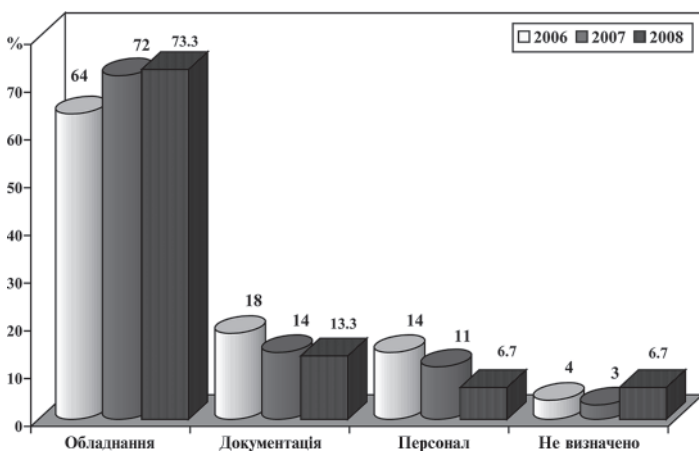


Рис. 11. Розподіл корінних причин виникнення аномальних подій

Крім того, якщо в 2007 р. на відмови елементів електронної схеми, логічного блока та реле припадала п'ята частина усіх відмов обладнання, то в 2008 р. кількість таких відмов зростає до 28 %.

Розподіл безпосередніх та корінних причин виникнення аномальних подій за їх типами наведено на рис. 10 та 11.

Серед безпосередніх причин аномальних подій можна виділити дві великі групи, яким традиційно належать перші місця: механічні ушкодження та несправності в електротехнічній частині. Однак останні три роки простежується тенденція до збільшення кількості безпосередніх причин, викликаних несправностями у контрольно-вимірювальних системах:

- хибний сигнал — 6 з 30 причин;
- неправильне показання параметра — 4 з 30 причин.

Отже, необхідно проаналізувати причини такого збільшення відмов обладнання контрольно-вимірювальних систем, ефективність, повноту та достатність заходів, що впроваджуються.

Серед корінних причин аномальних подій відповідно до словнику кодів [1] можна виділити три основні групи, пов'язані з обладнанням; документацією; персоналом. Розподіл корінних причин за цими групами наведено на рис. 11.

Як і в минулі роки, найбільша частина (73,3 % у 2008 р.) корінних причин виникнення аномальних подій пов'язана з обладнанням. При цьому кількісно ця група останні три роки поступово збільшується, а групи, пов'язані з докумен-

тацією та персоналом, навпаки, зменшуються. Зазначимо, що в 2008 р. зростає кількість порушень, корінні причини яких не встановлені. Ці порушення сталися на енергоблоці № 2 ХАЕС (звіти № 2ХМЕ-П07-01-02-08 — відмова органа регулювання системи управління та захисту реактору (СУЗ) та № 2ХМЕ-П10-04-7-08 — непрацездатність 3-го каналу забезпечуючої СБ через відмову на включення генераторного вимикача).

Серед корінних причин, пов'язаних з обладнанням, найбільший внесок склали недоліки конструювання (12 аномальних подій, або майже 39 % загальної кількості) та недоліки проектування (6 аномальних подій, або 19 %), тобто разом 58 % усіх аномальних подій. Усі 4 аномальні події, або 13,3 %, корінними причинами яких були недоліки документації, відбулися через недоліки станційної програми контролю за виявленням та усуненням непрацездатності систем (елементів).

Аналіз причин порушень та призначених коригувальних заходів

Після виникнення порушення в роботі АЕС комісія з розслідування проводить всебічний аналіз умов та причин виникнення порушення і призначає коригувальні заходи для усунення наслідків, а головне — причин виникнення порушення. В ідеалі результатом розслідування є розробка саме таких коригувальних заходів, котрі усувають як безпосередню, так і корінну причину порушення та запобігають виникненню його в подальшому. Тому дуже важливо правильно визначити всі причини та фактори, що сприяли виникненню порушення.

Реально відбувається так, що порушення повторюються з тих самих причин і навіть на тому ж самому обладнанні. Це говорить про низьку якість розслідування порушення, яка виразилася в неправильному визначенні причин порушення або призначенні неадекватних коригувальних заходів. Саме питанню аналізу причин порушення та оцінці адекватності коригувальних заходів, а також оцінці роботи станційної комісії з розслідування порушення й приділяється основна увага під час проведення оперативного та технологічного аналізу порушень в роботі АЕС, який регулярно виконується в ДНТЦ ЯРБ. Крім того, розробляються пропозиції щодо використання результатів розслідування в рамках системи зворотного зв'язку від досвіду експлуатації.

Для оцінки адекватності коригувальних заходів використовуються такі критерії:

- правильність визначення корінної причини аномальної події;
- ефективність призначеного коригувального заходу;
- мінімальний термін виконання коригувального заходу;
- можливість реалізації запропонованого коригувального заходу;
- відсутність аналогічних порушень у роботі АЕС після впровадження коригувального заходу.

Результати аналізу правильності визначення причин порушень та адекватності призначених коригувальних заходів для 22 порушень у роботі АЕС, які сталися протягом 2008 р., у порівнянні з аналогічними даними за 2004–2007 рр. наведено в табл. 1.

У 2008 р. більше половини від загальної кількості склали порушення, для яких правильно визначено їх причини та призначено відповідні коригувальні заходи. Цей показник покращився порівняно з попереднім роком на 11 %. Більш як для чверті порушень причини визначено неправильно,

Таблиця 1. Результати аналізу правильності визначення причин порушень та адекватності призначених коригувальних заходів

Показник	2004 р.	2005 р.	2006 р.	2007 р.	2008 р.
Загальна кількість проаналізованих порушень у роботі АЕС	34 100 %	34 100 %	38 100 %	25 100 %	22 100 %
Кількість порушень у роботі АЕС, для яких правильно визначено причини та призначено адекватні коригувальні заходи	19 55,9 %	18 52,9 %	10 26,3 %	12 48 %	13 59 %
Кількість порушень у роботі АЕС, для яких неправильно визначено причини	4 11,8 %	4 11,8 %	13 34,2 %	7 28 %	6 27 %
Кількість порушень у роботі АЕС, для яких призначено формальні коригувальні заходи	4 11,8 %	7 20,6 %	11 29 %	3 12 %	0 0 %
Кількість порушень у роботі АЕС, для яких неможливо оцінити адекватність коригувальних заходів	11 32,3 %	12 35,3 %	15 39,5 %	3 12 %	3 14 %

а це призводить до призначення малоефективних коригувальних заходів, які не спроможні запобігти виникненню аналогічних порушень у майбутньому. Порівняно з 2007 р. на 2 % збільшилася кількість порушень, для яких неможливо оцінити адекватність коригувальних заходів через неповноту інформації, наведену у звіті з розслідування порушення.

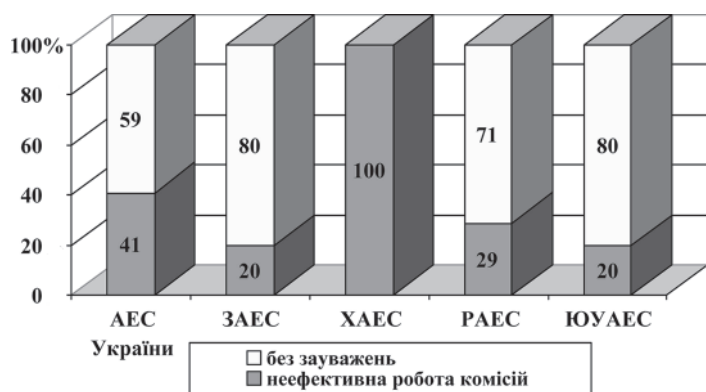


Рис. 12. Порівняльний аналіз ефективності роботи станційних комісій

Проведена за результатами оперативного аналізу (рис. 12) оцінка ефективності роботи станційних комісій показала, що 41 % порушень у роботі всіх АЕС, що сталися протягом 2008 р., розслідувано не належним чином, і звіти про ці порушення мали зауваження до роботи станційних комісій. Найкращий показник якості розслідування — на РАЕС (71 % звітів про порушення без зауважень), найгірший — на ХАЕС (в усіх звітах про розслідування порушення є суттєві зауваження). Основні виявлені недоліки роботи комісій — неправильно визначення аномальних подій, корінних причин порушень, призначення неадекватних коригувальних заходів. Інформація про порушення надається не в повному обсязі, не відповідає вимогам [1], призначені коригувальні заходи є неповними, що неодмінно призводить до виникнення аналогічних порушень.

Аналіз причин повторюваності порушень

Останніми роками кількість порушень на АЕС України постійно знижується. При цьому в середньому половина від усієї кількості порушень повторюються. Аналіз повторюва-

них подій показав, що розслідування станційними комісіями проводиться формально, визначаються не всі фактори, які мають безпосередній вплив на виникнення порушень.

На підставі інформації, представленої в звітах про розслідування порушень, з 22 порушень у роботі АЕС за 2008 р. 9 відбулися раніше (з них два повторилося вже в поточному році).

Найбільше повторюваних порушень сталося на ЗАЕС та ЮУАЕС — по три, що становить більше половини від загальної кількості подій на кожній із зазначених АЕС і свідчить про неефективне використання зворотного зв'язку від досвіду експлуатації на цих АЕС.

Не завжди правильність визначення причин порушення очевидна. Саме повторне виникнення аналогічного порушення говорить про те, що причини були визначені неправильно або впроваджені коригувальні заходи виявилися неефективними. Отже, питання повторюваності порушень займає важливе місце в аналізі порушень взагалі.



Рис. 13. Повторюваність порушень у роботі АЕС

Наведені на рис. 13 результати аналізу повторюваності порушень у роботі АЕС, що відбулися за звітний період, у порівнянні з аналогічними даними 2004–2007 рр. отримано на підставі звітів про порушення в роботі АЕС. Вони ілюструють стан використання досвіду експлуатації, а саме факт недостатньо ефективного засвоєння уроків з розслідування порушень у роботі АЕС. Кількість повторюваних порушень становить 41 % загальної кількості порушень у 2008 р., а 9 % загальної кількості порушень — ті, що повторилися у звітному році. Однак зазначимо, що жодного порушення у 2008 р. не повторилося на тому ж самому енергоблоці або навіть АЕС. Ця позитивна тенденція дає надію, що керівництво атомних станцій прикладає певних зусиль у цьому напрямку.

Статус реалізації коригувальних заходів

Несвоєчасне впровадження запланованих коригувальних заходів може стати причиною повторення порушення в роботі АЕС незважаючи на те, що причини порушення були встановлені правильно, а призначені коригувальні заходи — адекватні.

Важливим питанням під час розробки коригувальних заходів є термін їх реалізації. З одного боку, цей термін має бути реалістичним з погляду на можливе впровадження таких заходів. З іншого боку, з метою запобігання повторювання порушень у роботі АЕС, необхідно встановлювати найменші терміни впровадження коригувальних заходів. Комісії з розслідування порушень у роботі АЕС повинні проводити оцінку цих аспектів і призначати оптимальні терміни для впровадження коригувальних заходів або розробляти додаткові коригувальні заходи на той час, поки не буде усунуто корінної причини.

За даними аналізу інформації про впровадження коригувальних заходів у 2008 р. можна зробити висновок, що в цілому АЕС виконують коригувальні заходи, призначені за результатами розслідування порушень у роботі АЕС, але проблеми щодо дотримання термінів виконання деяких з них ще мають місце. Як правило, це стосується тих заходів, реалізація яких потребує залучення додаткових коштів. Ще одним фактором, який впливає на несвоєчасність впровадження коригувальних заходів, є потреба взаємодії АЕС з іншими організаціями (проектними, виробничими, ремонтними, науково-технічними тощо) та необхідність узгодження і затвердження прийнятих технічних рішень або змін в експлуатаційній документації з відповідними організаціями.

Ці фактори необхідно враховувати під час розробки коригувального заходу. Беручи до уваги, що термін його виконання може збільшитися, слід проаналізувати, як це може вплинути на безпечну експлуатацію АЕС, та, за необхідністю, розробити компенсуючі заходи, які б зменшили негативний вплив. Досвід експлуатації показує, що невчасно впроваджені коригувальні заходи призводять до появи аналогічних порушень. Тому важливо дотримуватися графіка впровадження коригувальних заходів. Використання цих рекомендацій допоможе підтримувати належний рівень експлуатаційної безпеки.

Висновки та рекомендації

Під час виконання даної роботи проведено статистичну оцінку потоку порушень у роботі АЕС України за 2008 р. і виконано їх аналіз. За результатами статистичної оцінки та розподілів порушень треба відмітити:

1) середня кількість порушень на один енергоблок знизилася порівняно з минулим роком та є найнижчою за останні п'ять років;

2) на АЕС України не зафіксовано жодного порушення, класифікованого рівнем «1» за шкалою INES;

3) переважна більшість порушень (68 %) пов'язана із зупиненням РУ, відключенням енергоблока від мережі чи розвантаженням РУ;

4) значно зросла кількість аномальних подій, що виникли через несправності в контрольно-вимірювальних системах (33 % — 2008 р., 12 % — 2007 р.);

5) до 41 % звітів з розслідування порушень виявлені зауваження щодо якості розслідування;

6) останні роки відмічається незначне зниження кількості порушень в роботі АЕС України, що відбувалися раніше, однак цей показник (41 %) залишається ще досить високим;

7) станції в цілому вчасно впроваджують призначені коригувальні заходи, але існують проблеми щодо дотримання призначених термінів реалізації окремих з них;

8) необхідно звернути увагу на удосконалення системи організації розслідування порушень в роботі АЕС і оптимізацію системи зворотного зв'язку від досвіду експлуатації.

З метою запобігання повторення порушень та зменшення загальної кількості порушень у роботі АЕС необхідно:

1) усунути існуючі недоліки в організації управління і експлуатації АЕС, зокрема забезпечити взаємозв'язок між підрозділами, що займаються безпосередньо розслідуванням порушень, та підрозділами, що займаються аналізом порушень, які відбуваються на інших АЕС України та світу;

2) впроваджувати сучасні методики аналізу порушень, які пройшли відповідну апробацію та рекомендовані Міжнародною агенцією з атомної енергії (МАГАТЕ);

3) провести на галузевому рівні всебічний комплексний аналіз порушень у роботі АЕС України, які мали місце протягом останніх років, і на його підставі розробити та надати до Держатомрегулювання рекомендації щодо попередження повторюваності порушень у роботі однотипних енергоблоків АЕС, підвищення якості розслідування та визначення корінних причин;

4) забезпечити впровадження галузевої системи обліку результатів розслідування порушень та моніторингу виконання коригувальних заходів по галузі в цілому;

5) проводити семінари з обміну досвідом щодо аналізу подій та призначення коригувальних заходів із залученням спеціалістів з боку експлуатуючої організації та Держатомрегулювання.

Список літератури

1. Положення про порядок розслідування та обліку порушень в роботі атомних електричних станцій (НП 306.2.100-2004). — Затверджено наказом Держатомрегулювання від 1 грудня 2004 р. № 184 та зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.12.2004, за № 1594\10193.

2. Звіти про розслідування порушень у роботі АЕС України, що сталися протягом 2008 року.

3. IAEA-INES-INES. Международная шкала ядерных событий. Руководство для пользователей. — Вена: МАГАТЭ, 2001.

4. Звіт про науково-дослідну роботу «Оперативний та технологічний аналіз порушень в роботі АЕС України в 2007–2008 рр.». Етап заключний «Оперативний та технологічний аналіз порушень в роботі АЕС України за 2008 рік».

Надійшла до редакції 06.06.2009.

А. В. Печерица¹, О. В. Зеленый¹,
А. М. Дыбач²

¹Государственный научно-технический центр
по ядерной и радиационной безопасности

²Государственный комитет ядерного
регулирования Украины

Взаимосвязь детерминистических и вероятностных подходов при решении вопросов, связанных с безопасностью АЭС

Представлены основные элементы детерминистического и вероятностного подходов исследования безопасности АЭС с указанием их достоинств и недостатков. Осуществлено сравнение данных подходов и показаны преимущества интегрального подхода решения вопросов, влияющих на безопасность, позволяющего комплексно учитывать вероятностные и детерминистические аспекты.

О. В. Печерица, О. В. Зеленый, О. М. Дибач

Взаємозв'язок детерміністичних та імовірнісних підходів під час вирішення питань, пов'язаних з безпекою АЕС

Представлено основні елементи детерміністичного та імовірнісного підходів дослідження безпеки АЕС з визначенням їх сильних сторін та недоліків. Здійснено порівняння цих підходів та показано переваги інтегрального підходу до вирішення питань, що впливають на безпеку, якій дозволяє комплексно враховувати імовірнісні та детерміністичні аспекти.

Вероятностный анализ безопасности (ВАБ) уже достиг того уровня развития, когда результаты его применения непосредственно и весомо влияют на процесс проектирования и эксплуатации АЭС. В мировой ядерной отрасли существует ясное понимание того, что результаты выполнения ВАБ должны учитываться наряду с традиционным детерминистическим анализом безопасности (ДАБ). Согласованность вероятностных и детерминистических оценок является фундаментом для принятия взвешенных решений вопросов, связанных с безопасностью АЭС. В прошлом в практике ядерного регулирования детерминистический подход применялся в качестве основы принятия решений по вопросам, важным для безопасности, и последующей реализации данных решений, которая осуществлялась путём обеспечения глубокоэшелонированной защиты и установления адекватных запасов безопасности. Необходимость соблюдения данных детерминистических требований служит основой большинства регуляторных документов и руководств различных уровней, применяемых в настоящее время. Вместе с тем, на протяжении последних пятнадцати лет для большинства АЭС мира выполнен вероятностный анализ безопасности, результаты которого сейчас всё шире используются в дополнение к детерминистическим анализам. Таким образом, создаются условия для применения интегрированного подхода, который представляет собой комбинацию детерминистических и вероятностных аспектов проведения исследования и решения вопросов, связанных с безопасностью АЭС.

Детерминистический анализ

Согласно [1], «детерминистический анализ — анализ, при котором для важнейших параметров используются единственные численные значения (с предполагаемой вероятностью, равной 1), что приводит к единственному значению результата. Это подразумевает сосредоточение внимания на типах аварий, выбросов и последствий без учёта вероятностей различных последовательностей событий».

Сущность детерминистического подхода при решении вопросов, связанных с безопасностью АЭС, заключается в определении и реализации консервативных принципов и требований при проектировании и эксплуатации АЭС. Благодаря соблюдению этих принципов с высокой степенью доверия обеспечивается приемлемый уровень риска от эксплуатации АЭС. Обеспечение глубокоэшелонированной защиты и предусмотрение адекватных запасов безопасности являются детерминистическими принципами высокого уровня, которые, в свою очередь, реализовываются за счёт принципов уровня более низкого, таких как принцип единичного отказа, предотвращение отказа по общей причине, квалификация оборудования, запрет на вмешательство в действия автоматики и др. Консервативные принципы высокого уровня кратко описаны ниже.

Обеспечение глубокоэшелонированной защиты. Одним из краеугольных принципов обеспечения ядерной и радиационной безопасности является принцип обеспечения глубокоэшелонированной защиты (ГЭЗ). Целью реализации данного принципа являются предотвращение возникновения отклонений от нормальной эксплуатации, своевременное выявление их причин, устранение их последствий и недопущение их перерастания в более серьезные нарушения. Реализация стратегии ГЭЗ на этапах проектирования

и эксплуатации АЭС достигается обеспечением наличия физических барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ, а также многоуровневой системы технических мер, направленных на выполнение функций безопасности и обеспечение целостности указанных барьеров в условиях нормальной эксплуатации и при её нарушениях. Пять уровней ГЭЗ и четыре физических барьера для удержания радиоактивных материалов определены в [2]:

- Барьер 1* Топливная матрица
- Барьер 2* Оболочка тепловыделяющего элемента
- Барьер 3* Границы контура теплоносителя
- Уровень 1* Предотвращение нарушения нормальной эксплуатации и отказов
- Уровень 2* Контроль нарушения нормальной эксплуатации и обнаружение отказов
- Уровень 3* Контроль аварии в пределах проектных основ
- Барьер 4* Герметичное ограждение
- Уровень 4* Контроль тяжёлых условий на площадке, включая предотвращение развития аварии и смягчение последствий тяжёлой аварии
- Уровень 5* Смягчение радиологических последствий значительных выбросов радиоактивных материалов

Обеспечение адекватных запасов безопасности. Универсального определения термина «запас безопасности» в процессе подготовки данной статьи не найдено. Наиболее удачное, с точки зрения авторов статьи, определение данного термина представлено в [3]: «запас безопасности — выраженная в единицах измерения определённой физической величины разница между значением отказа системы либо компонента и действительным (расчётным) значением данной величины в условиях нормальной эксплуатации (в условиях аварии)». Реализация принципа обеспечения адекватных запасов безопасности направлена на то, чтобы при проектировании АЭС были обеспечены большие запасы до фактиче-

ских отказов физических барьеров безопасности. Например, контейнмент (4-й физический барьер) должен быть спроектирован таким образом, чтобы был обеспечен адекватный запас между значением отказа контейнмента и расчётными значениями той или иной физической величины, рассматриваемой в документации, обосновывающей безопасность АЭС. Данный пример проиллюстрирован на рис. 1 [4].

Учёт и анализ неопределённостей при выполнении детерминистического анализа безопасности. Факт присутствия неопределённостей, связанных с применением детерминистического подхода при выполнении анализов, общеизвестен. Данные неопределённости существуют в аналитических моделях и расчётных кодах, которые используются для прогнозирования поведения энергоблока в эксплуатационных и аварийных условиях. Неопределённости присутствуют также в различных аппроксимационных кривых, которые используются, например, для определения способности сооружений, систем и компонентов противостоять различным опасным воздействиям.

Традиционным способом учёта неопределённостей в ДАБ является принятие консервативных допущений и использование консервативных моделей и данных. Например, при выполнении анализа проектных аварий:

- постулируется возникновение исходного события;
- выбираются наихудшие с точки зрения того или иного исходного события начальные условия;
- не рассматриваются и не моделируются действия оперативного персонала;
- моделируется наихудший с учётом того или иного исходного события единственный отказ элемента защитной системы безопасности;
- консервативно выбирается критерий приемлемости, на предмет соблюдения которого собственно и выполняется анализ.

Данные консервативные допущения принимаются для демонстрации того, что необходимые запасы безопасности

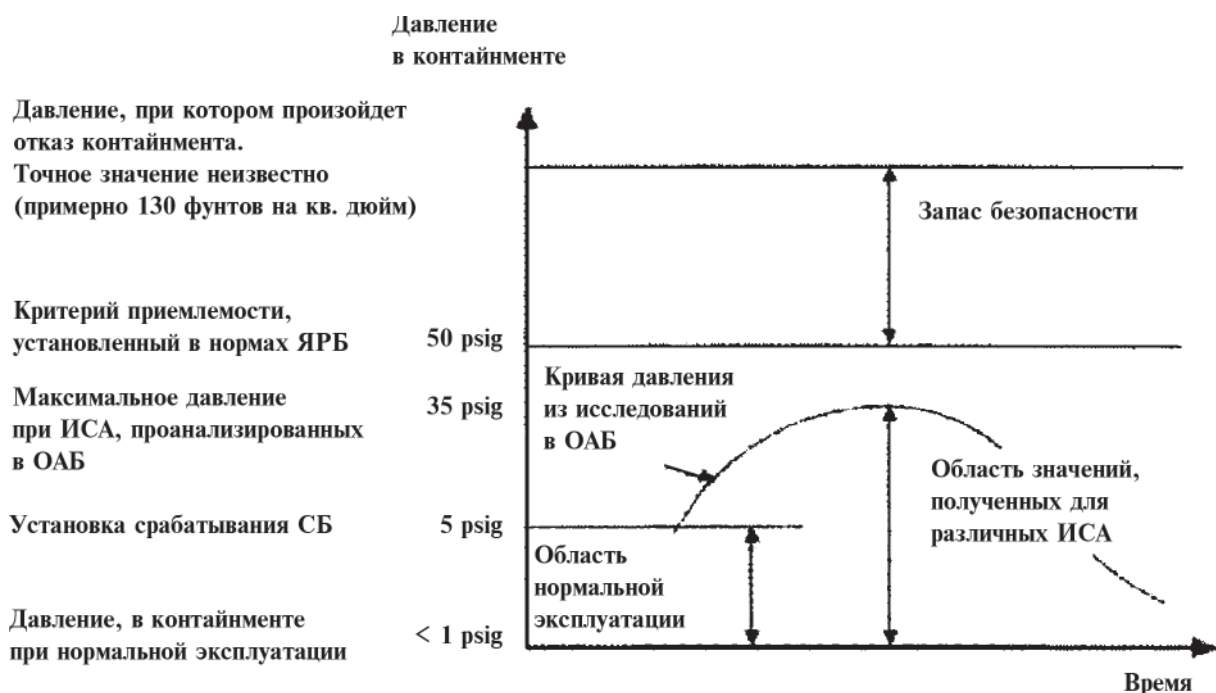


Рис. 1. Физический смысл запаса безопасности по давлению отрыва контейнмента при проектировании АЭС

существуют и с высокой степенью уверенности можно утверждать, что условия деградации физических барьеров безопасности не будут достигнуты.

Преимущества использования детерминистического подхода. Основным достоинством детерминистического подхода является наличие большой методологической базы и огромного опыта его применения во всём мире, для всех типов реакторных установок. Именно с его помощью осуществлялась и осуществляется демонстрация ядерной безопасности и обеспечение её высокого уровня с первых дней развития атомной энергетики.

Недостатки использования детерминистического подхода. Ряд недостатков использования детерминистического подхода, о которых необходимо знать, включает в себя следующие аспекты:

исследования безопасности детерминистическими методами больше сфокусированы на рассмотрении огибающих аварийных сценариев (таких как максимальная проектная авария), чем на событиях с более высокой частотой (например, малые течи первого контура), которые зачастую вносят большой вклад в риск;

при использовании детерминистического подхода происходит аппроксимация частот ИСА и вероятностей отказа элементов систем, что не позволяет выполнить оценку сбалансированности проекта. Возникают случаи, когда по результатам исследований безопасности детерминистическими методами обеспечивается высокая защищённость энергоблока от одних типов ИСА и недостаточная защищённость от других типов событий;

в случае выявления дефицитов безопасности по результатам выполнения исследования, весьма затруднительно определить значение и важность реализации тех или иных модернизаций с точки зрения максимального влияния их на выявленные проблемы и, таким образом, весьма затруднительно определиться с приоритетностью реализации указанных модернизаций.

Использование только детерминистического подхода для анализа вопросов, связанных с безопасностью АЭС, будет недостаточным для демонстрации достижения высокого уровня безопасности с учётом необходимой сбалансированности энергоблока АЭС в части способности противостоять всем исходным событиям. Это заключение можно сделать по результатам ВАБ, которые демонстрируют, что некоторые важные вкладчики в риск не могут быть оценены и контролируются с применением детерминистических методов.

Вероятностный анализ

Общие положения. Согласно [1], «вероятностный анализ безопасности — всесторонний структурированный подход к определению сценариев отказов, представляющий собой концептуальное и математическое средство для получения численных оценок риска».

Общепризнанными являются три уровня вероятностного анализа безопасности. ВАБ уровня 1 определяет последовательности отказов элементов систем и ошибок персонала при возникновении того или иного ИСА, которые могут привести к повреждению активной зоны реактора, и оценивает частоту данного события. При выполнении ВАБ уровня 2 определяются пути возможных радиоактивных выбросов в случае отказа контейнмента, а также оценивается частота реализации таких выбросов. ВАБ уровня 3 оце-

нивает радиологические последствия аварии на энергоблоке за пределами площадки АЭС. Оцениваются влияние на здоровье населения и иные общественные риски (например, загрязнение территории).

На сегодняшний день вероятностный анализ безопасности выполнен для подавляющего большинства АЭС мира. В общем случае, в объёме исследования безопасности энергоблока АЭС вероятностными методами должны быть учтены все возможные эксплуатационные состояния энергоблока (номинальная мощность, пониженная мощность, останов) и весь спектр исходных событий и воздействий (внутренние ИСА, внутренние пожары и затопления, внешние воздействия — сейсмические события и неблагоприятные погодные условия) [5]. Однако отметим, что в реальности для большинства атомных станций ВАБ выполнен в гораздо меньшем объёме. Накладываемые в этом случае ограничения на область применения ВАБ должны быть известны и учтены (особенно при использовании результатов ВАБ в практике регуляторной деятельности).

Вероятностные критерии. На основании исследований с применением ВАБ могут быть установлены следующие вероятностные критерии безопасности:

- частота повреждения активной зоны (ВАБ уровня 1);
- частота конкретного выброса радиоактивных веществ (количество, изотопы) либо частота реализации аварийных последовательностей, приводящих к отказу контейнмента (ВАБ уровня 2);
- частота определённых последствий для здоровья населения и/или для окружающей среды.

Основываясь на мировом опыте, МАГАТЭ [5], [7] определило численные значения указанных вероятностных критериев безопасности.

По частоте повреждения активной зоны (ЧПАЗ) предлагается использовать следующие критерии:

ЧПАЗ $< 10^{-4}$ реактор/год — для действующих энергоблоков АЭС;

ЧПАЗ $< 10^{-5}$ реактор/год — для новых энергоблоков АЭС.

Большой выброс радиоактивных веществ, который может иметь тяжёлые последствия для населения и потребовать применения внешних контрмер (за пределами площадки АЭС), определяется в различных странах по-разному:

- как абсолютное значение выброса наиболее значимых нуклидов;

- как доля содержимого активной зоны;

- как определённая доза «наиболее облучённого человека» за пределами площадки АЭС;

- как выброс, дающий «неприемлемые последствия».

По частоте большого выброса радиоактивных веществ предлагается использовать следующие критерии:

- частота большого выброса $< 10^{-5}$ реактор/год — для действующих энергоблоков АЭС;

- частота большого выброса $< 10^{-6}$ реактор/год — для новых энергоблоков АЭС.

Универсального определения того, что представляет собой «большой выброс радиоактивных веществ», не существует. Однако во многих странах приняты аналогичные численные критерии по частотам выброса радиоактивных веществ (в том числе и в Украине по частоте предельного аварийного выброса — ЧПАВ) [8].

В документе [7] не приводятся численные критерии по последствиям для здоровья населения. В некоторых странах целевой критерий безопасности по результатам ВАБ уровня 3 (риск смерти лиц из населения) составляет $1 \cdot 10^{-6}$ на реактор в год [6].

В ряде стран с развитой атомной энергетикой, например в США, существуют отдельные вероятностные критерии, используемые при принятии решения регулирующим органом по вопросам, связанным с безопасностью (выполнение модернизаций) [9]:

разрешается реализовывать изменения в проекте и/или эксплуатации АЭС, если показано, что эти изменения приводят к снижению ЧПАЗ, ЧПАВ;

разрешается реализовывать изменения в проекте и/или эксплуатации АЭС, приводящие к повышению ЧПАЗ меньше чем 10^{-5} , а ЧПАВ меньше чем 10^{-6} , если показано, что даже после таких изменений ЧПАЗ и ЧПАВ остаются на приемлемом уровне (ЧПАЗ $< 10^{-4}$ реактор/год; ЧПАВ $< 10^{-5}$ реактор/год);

реализация изменений в проекте и/или эксплуатации АЭС, которые приводят к повышению ЧПАЗ больше чем $1 \cdot 10^{-5}$, а ЧПАВ больше чем $1 \cdot 10^{-6}$, является недопустимой.

Учёт и анализ неопределённостей при выполнении вероятностного анализа безопасности. Предметом учёта и анализа являются неопределённости двух видов: статистическая и системная. Статистическая неопределённость имеет место в силу случайной, стохастической природы событий, моделируемых при выполнении ВАБ и принимаемых во внимание в вероятностных моделях. Системная неопределённость проявляется вследствие наличия ограничений в уровне знаний и развития технологий при выполнении ВАБ. Системная неопределённость разбивается в свою очередь на три класса: параметрическая неопределённость; неопределённость, связанная с моделированием, и неопределённость, связанная с полной выполненностью анализа.

Неопределённость исходных данных (частоты ИСА; показатели надёжности оборудования; вероятности ошибки персонала), используемых при выполнении ВАБ, обуславливает наличие параметрической неопределённости, которая обычно характеризуется распределением соответствующих статистических величин. Программное обеспечение, используемое для количественной оценки при выполнении ВАБ, позволяет проанализировать и оценить влияние параметрической неопределённости на результаты ВАБ.

Допущения, сделанные при выполнении анализов и разработке расчётных моделей, обуславливают наличие следующего вида неопределённости. Одним из таких допущений может быть, например, временной интервал наступления течи первого контура через уплотнения ГЦН вследствие потери их охлаждения. Отдельный набор аналогичных по своей природе допущений используется при моделировании действий (ошибок) персонала в рамках ВАБ. Обычным подходом по учёту неопределённостей, связанных с моделированием, является проведение анализа чувствительности результатов ВАБ к сделанным допущениям.

И наконец, неопределённость, связанная с полной анализом, обусловлена необходимостью оценки вклада в оцениваемую величину риска классов событий, воздействий, режимов эксплуатации, не включённых в объём анализа. Пример такого вида неопределённости — неучёт в процессе анализа факторов старения либо некоторых организационных факторов вследствие отсутствия общего понимания, как корректно учитывать такие аспекты в ВАБ. Неопределённости подобного вида обычно документируются как ограничения конкретных выполненных исследований.

Преимущества использования вероятностного подхода. Среди преимуществ необходимо выделить три:

1. Демонстрация сбалансированности проекта по всему спектру исходных событий. С использованием ВАБ можно

определить, имеет ли какая-либо группа (категория) исходных событий гораздо больший, по сравнению с остальными категориями ИСА, вклад в риск, и таким образом охарактеризовать сбалансированность проекта конкретного энергоблока в части возможности противостоять всему рассматриваемому спектру событий. Оценку сбалансированности проекта при помощи детерминистического подхода можно выполнить только приблизительно и косвенно.

2. Демонстрация сбалансированности проекта по всем уровням глубокоэшелонированной защиты. При помощи ВАБ можно учесть и проанализировать взаимозависимости между различными уровнями глубокоэшелонированной защиты и представить информацию об относительной деградации каждого из них и, в общем случае, информацию об общем уровне реализации концепции глубокоэшелонированной защиты.

3. Определение значимости систем, оборудования и сооружений. Исходные события, воздействия и системы, оборудования и сооружения представляются в одной, единой модели ВАБ, что делает возможным определить относительное значение каждого из этих элементов. Такое подробное ранжирование нельзя выполнить с помощью детерминистического подхода, поскольку при его использовании каждое событие или воздействие рассматривается отдельно.

Недостатки использования вероятностного подхода. Недостатки, о которых речь пойдёт далее, обусловлены, в основном, объёмом и уровнем детализации конкретных выполненных исследований безопасности вероятностными методами. При использовании ВАБ важно осознать данный факт для гарантии того, что та или иная модель ВАБ используется в границах области её применения. Несмотря на наличие достаточного количества показательных примеров использования ВАБ, существуют следующие аспекты, накладывающие ограничения на данное использование:

невозможно продемонстрировать, что абсолютно все исходные события аварий и аварийные последовательности, имеющие вклад в риск, учтены при выполнении анализа;

существуют большие (несколько порядков) неопределённости в некоторых областях ВАБ;

затруднительно убедиться в корректности исходных данных, используемых в дальнейшем в рамках ВАБ, особенно в случае использования обобщённых данных;

существуют затруднения, связанные с субъективизмом, при моделировании некоторых аспектов, например моделировании зависимостей между единичными ошибками персонала.

Взаимосвязь детерминистического и вероятностного анализа

Существующая взаимосвязь между вероятностным и детерминистическим анализами безопасности может быть продемонстрирована на примере их симбиоза при обеспечении глубокоэшелонированной защиты и адекватных запасов безопасности.

При выполнении детерминистического анализа безопасности (например, анализа проектных аварий) обычно рассматриваются исходные события, затрагивающие один или несколько физических барьеров, при этом в качестве единичного отказа рассматривается отказ в системах безопасности, который влияет на один или несколько уровней

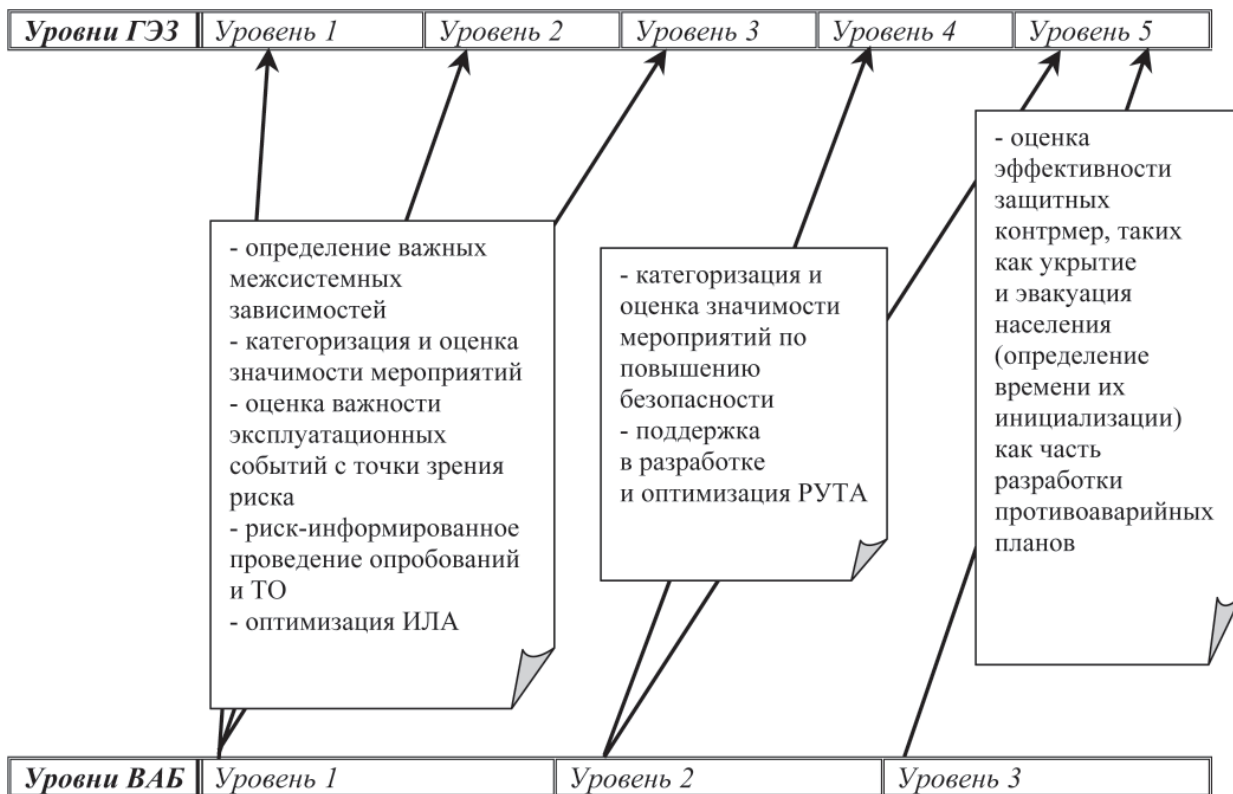


Рис. 2. Использование инструментов ВАБ для усиления уровней глубокоэшелонированной защиты

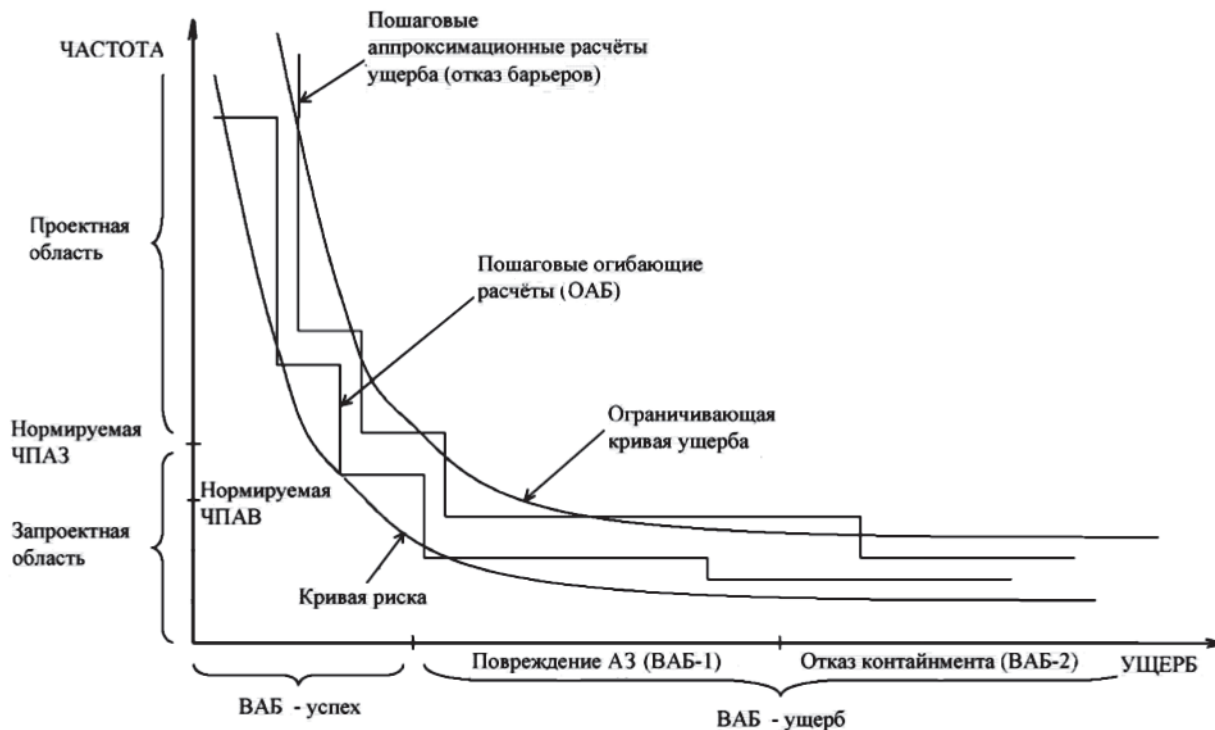


Рис. 3. Взаимодополнение ВАБ и ДАБ

глубокоэшелонированной защиты. Назначением данного анализа является демонстрация того, что количество работоспособных физических барьеров и уровней ГЭЗ достаточно для успешного противостояния энергоблока АЭС любому событию, рассматриваемому в проектных основах.

При выполнении ВАБ рассматриваются как проектные, так и запроектные аварии, и оценивается способность энергоблока АЭС обеспечить приемлемо низкую частоту тяжёлых последствий указанных событий. Результаты ВАБ предоставляют информацию о том, насколько эффективно и адекватно реализуется концепция ГЭЗ на энергоблоке АЭС. Данная информация может быть использована для обеспечения и усиления уровней глубокоэшелонированной защиты (рис. 2).

При определении запасов безопасности ВАБ и ДАБ являются взаимодополняющими в следующих аспектах.

Данные подходы фокусируются на различных областях кривой риска (рис. 3):

ДАБ: область малых последствий и высокой частоты;

ВАБ: область тяжёлых последствий и низкой частоты.

Данные подходы акцентируют внимание на различных аспектах риска:

ДАБ в большей степени концентрируется на расчёте *последствий событий*, частота которых определена, в основном, качественным путём;

ВАБ в большей степени концентрируется на расчёте *частот событий*, последствия которых определены, в основном, качественным путём.

Данные подходы сфокусированы на различных составляющих анализа оценки безопасности энергоблока АЭС:

ДАБ является инструментом, используемым для верификации безопасности проекта энергоблока АЭС;

ВАБ является инструментом, используемым для верификации достигнутого (текущего) уровня безопасности энергоблока АЭС.

Выводы

Подводя итоги, необходимо отметить следующее. Детерминистический и вероятностный подходы являются системными подходами, применяемыми при принятии решений, связанных с безопасностью на различных этапах жизненного цикла энергоблока АЭС, с использованием

различных методологий оценки, различных граничных условий, что обуславливает наличие у каждого из этих подходов своих уникальных достоинств и ограничений. Мировой опыт проектирования и эксплуатации АЭС показывает, что существует достаточно большое количество вопросов, связанных с безопасностью АЭС, которые могут быть решены и важность которых может быть оценена только с применением подхода, интегрирующего сильные стороны ДАБ и ВАБ. Применение такого интегрированного подхода в практике деятельности как регулирующего органа, так и эксплуатирующей организации позволяет обеспечивать необходимую взвешенность решений вопросов, связанных с безопасностью АЭС.

Список литературы

1. Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности. Терминология, используемая в области ядерной безопасности и радиационной защиты. — Вена: МАГАТЭ, 2008. — 303 с.
2. Глубокоэшелонированная защита в ядерной безопасности. Серия ИНСАГ. № 10. — Вена: МАГАТЭ, 1998. — 48 с.
3. Safety margins for operating reactors. TECDOC-1332. — Vienna: IAEA, 2003. — 143 p.
4. I. Vbranic. Relationship between the deterministic analysis and the PSA in addressing safety margins and defence in depth. Regional Technical Meeting on Combining Probabilistic Safety Assessment and Deterministic Analysis. RER/9/095. — Budapest, Hungary, 11 — 15 May 2009. — (Материалы презентации).
5. Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants. TECDOC DS394. Draft2. — Vienna: IAEA, 2007. — 166 p.
6. Оценка безопасности и независимая проверка для атомных электростанций. Руководство МАГАТЭ по безопасности NS-G-1.2. — Вена: МАГАТЭ, 2004. — 109 с.
7. Basic safety principles for nuclear power plants. 75-INSAG-3. — Vienna: IAEA, 1999. — 105 p.
8. Общие положения безопасности атомных станций (НП 306.2.141-2008). — Утверждено приказом Гос. комитета ядерного регулирования Украины 19.11.2007 № 162. — К., 2008. — 72 с.
9. An approach for using probabilistic risk assessment in risk-informed decisions on plant-specific changes to the licensing basis, Regulatory Guide 1.174, Revision 1, US NRC, Rockville, MD. — 2002. — 30 p.

Надійшла до редакції 08.06.2009.

Д. І. Рижов¹, О-й П. Шугайло¹,
О-р П. Шугайло¹, В. Б. Крицький¹,
В. С. Бойчук², Р. Я. Буряк¹

¹ Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки

² Державний комітет ядерного регулювання України

Аналіз доцільності перегляду національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій на основі їх порівнянь з європейськими стандартами

Наведено основні результати порівняльного аналізу положень чинних в Україні нормативних документів стосовно локалізуючих систем безпеки АЕС із сучасними стандартами МАГАТЕ, ЄС та Російської Федерації. Проаналізовано доцільність перегляду чинних українських норм і правил та розробки нових стандартів, сформульовано відповідні рекомендації щодо удосконалення сучасної національної нормативної бази з проектування, виготовлення, будівництва (монтажу), улаштування та експлуатації локалізуючих систем безпеки АЕС.

Д. И. Рыжов, А-й П. Шугайло, А-р П. Шугайло,
В. Б. Крицкий, В. С. Бойчук, Р. Я. Буряк

Анализ целесообразности пересмотра национальных регулирующих документов относительно локализующих систем безопасности атомных станций на основе их сравнения с европейскими стандартами

Приведены результаты сравнительного анализа положений действующих в Украине нормативных документов относительно локализующих систем безопасности АЭС с современными стандартами МАГАТЭ, ЕС и Российской Федерации. Проанализирована целесообразность пересмотра действующих украинских норм и правил, разработки новых стандартов, сформулированы соответствующие рекомендации по усовершенствованию современной национальной нормативной базы относительно проектирования, изготовления, строительства (монтажа), устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности АЭС.

Н а даний час в Україні стосовно локалізуючих систем безпеки (ЛСБ) атомних станцій діють такі нормативні документи (НД), в яких наведено вимоги до проектування та експлуатації ЛСБ АЕС:

НП 306.2.141-2008 «Загальні положення безпеки атомних станцій» [1];

ПНАЭ Г-10-021-90 «Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций» [2]¹;

ПНАЭ Г-10-007-89 «Нормы проектирования железобетонных сооружений локализующих систем безопасности атомных станций» [3];

ПНАЭ Г-10-012-89 «Нормы расчета на прочность стальных защитных оболочек атомных станций» [4].

НП 306.2.141-2008 [1] містить розділ 8.7, в якому встановлено загальні вимоги до ЛСБ АЕС.

В ПНАЭ Г-10-021-90 [1] встановлено вимоги до виготовлення, будівництва (монтажу), улаштування ЛСБ та їх елементів, випробувань ЛСБ та їх елементів, процедури реєстрації ЛСБ, контролю ЛСБ в процесі експлуатації.

Документ ПНАЭ Г-10-007-89 [3] встановлює розрахункові та конструкційні вимоги до проектування залізобетонних конструкцій захисних оболонок (ЗО) і герметичних приміщень, виготовлених з важкого бетону, що мають герметизуюче облицювання.

Документ ПНАЭ Г-10-012-89 [4] регламентує перелік основних навантажень та впливів, що мають розглядатися при виконанні розрахунків на міцність сталевих ЗО, допустимі напруження, порядок проведення розрахунків з вибору основних розмірів, на статичну та циклічну міцність, стійкість, опір крихкому руйнуванню, динамічні впливи, а також містить правила визначення параметрів пневматичних випробувань сталевих ЗО.

У статті наведено результати порівняльного аналізу положень діючих в Україні НД стосовно ЛСБ АЕС із сучасними стандартами МАГАТЕ, ЄС та Російської Федерації, проаналізовано доцільність перегляду діючих українських НД та розробки нових стандартів і сформульовано відповідні рекомендації з удосконалення сучасної національної нормативної бази щодо проектування, виготовлення, будівництва (монтажу), улаштування та експлуатації ЛСБ АЕС. Детальний аналіз із вказаних питань міститься в звітах ДНТЦ ЯРБ про виконання науково-дослідної роботи [8], [9].

Порівняльний аналіз національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій з сучасними європейськими стандартами

Для проведення аналізу вибрано такі міжнародні документи:

Серія норм МАГАТЭ по безпеці «Безопасность атомных электростанций: Проектирование». Требования № NS-R-1 [10];

Серія норм МАГАТЭ по безпеці «Проектирование систем защитной оболочки реактора для атомных электростанций». Руководство № NS-G-1.10 [11];

«Pilot Study on Harmonisation of Reactor Safety in WENRA Countries». WENRA Working Group on Reactor Harmonisation, March 2003 («Пілотна стадія з гармонізації

¹ Документи [2] — [4] є документами колишнього СРСР, які чинні на даний час в Україні.

вимог з безпеки реакторів в країнах-членах WENRA», документ робочої групи WENRA з гармонізації, березень 2003) [12];

НП-010-98 «Правила устройства и эксплуатации локализуемых систем безопасности атомных станций» [7];

ПНАЭ Г-10-031-92 «Основные положения по сварке элементов локализуемых систем безопасности атомных станций» [13];

ПНАЭ Г-10-032-92 «Правила контроля сварных соединений элементов локализуемых систем безопасности атомных станций» [15].

Документ МАГАТЕ № NS-R-1 [11] встановлює вимоги до проектування конструкцій, систем та елементів, важливих для безпеки, які мають бути дотримані в процесі проектування з метою забезпечення безпечної експлуатації АЕС та запобігання або пом'якшення наслідків подій, що можуть являти загрозу для безпеки персоналу, населення та навколишнього середовища.

Документ МАГАТЕ № NS-G-1.10 [12] доповнює вимоги документа № NS-R-1 [10] і має за основну мету розробку рекомендацій із здійснення та виконання вимог щодо проектування систем ЗО, які встановлені в [10, розділ 6].

У документі WENRA [12] представлено результати діяльності робочої групи WENRA з визначення принципів відмінностей та подібностей змісту зазначених вимог з безпеки реакторів у країнах ЄС з ядерними програмами та рекомендаціями МАГАТЕ.

Російські НД вибрано для аналізу тому, що конструкції ВВЕР російських і українських і АЕС аналогічні (оскільки і перші, і другі будувалися за подібними проектами), а також з урахуванням накопиченого в РФ багатого досвіду експлуатації АЕС з реакторами ВВЕР-1000, ВВЕР-440, до складу яких входять ЛСБ.

Аналіз згаданих документів показав, що велику кількість їх положень, котрі стосуються вимог до проектування, улаштування та експлуатації ЛСБ АЕС, у той чи інший спосіб відображено в чинних в Україні документах щодо ЛСБ [2]–[4], зокрема це вимоги до:

- розрахунку елементів ЛСБ на міцність;
- випробувань системи герметичного огороження надлишковим тиском, розрідженням;
- проектування проходок, шлюзів та внутрішніх конструкцій ЗО;
- проектування ізолюючих пристроїв;
- улаштування елементів відведення тепла із ЗО;
- облицювання ЗО.

Водночас виявлено низку положень розглянутих міжнародних документів та документів РФ, які відрізняються або є новими по відношенню до вимог чинних в Україні документів [2]–[4], на чому й зупинимося далі.

Вимоги і рекомендації МАГАТЕ

Новою по відношенню до норм та правил України стосовно ЛСБ є інформація, котра міститься в документах МАГАТЕ № NS-R-1 [10], NS-G-1.10 [11] щодо проектування двох систем захисних оболонок (первинної та вторинної) для встановлення контролю за викидами та утримання радіоактивних матеріалів у просторі між двома оболонками під час та після проектної аварії (ПА).

На відміну від вимог МАГАТЕ № NS-R-1 [10], ПНАЭ Г-10-021-90 [2] не дозволяє використання проходок із сальниковими ущільненнями.

Згідно з документом МАГАТЕ № NS-G-1.10 [11], при проектуванні систем ЗО слід враховувати зміни, які з'являються внаслідок старіння конструкцій, систем і елементів.

Комп'ютерні програми, які використовуються для виконання оцінки ПА, слід документувати, перевіряти їх придатність, а в разі розробки нових комп'ютерних програм — використовувати визнані стандарти забезпечення якості.

Розглядаючи системи ЗО з подвійними стінками, необхідно оцінювати можливість розривів енергонапружених трубопроводів в просторі між стінками або встановлювати перевірені захисні пристрої.

Конструкції, системи та елементи систем ЗО мають бути атестовані на виконання своїх функцій безпеки в усьому діапазоні оточуючих умов, які можуть виникнути під час ПА та після неї. У процесі атестації треба враховувати всі механізми старіння, які є важливими і значимими в очікуваних умовах. Для елементів, що піддаються впливу різних механізмів старіння, слід установити термін служби і, за необхідності, — частоту заміни деталей.

У документі МАГАТЕ № NS-G-1.10 [11] встановлено рівні прийнятності з точки зору забезпечення конструктивної цілісності та герметичності ЗО. МАГАТЕ рекомендує вказувати ці рівні прийнятності для кожної комбінації навантажень, включеної до проектних основ систем захисної оболонки.

Новою по відношенню до чинних в Україні нормативних документів є рекомендація щодо використання системи льодових конденсаторів, вакуумованої будівлі, системи двох ЗО для поглинання енергії під час аварій.

У чинних в Україні НД [2]–[4] відсутні конкретні вимоги щодо встановлення контрольно-вимірювальної апаратури в ЗО. Відповідна інформація міститься в рекомендаційному документі [17], а також в інструкціях [18], [19]. Рекомендації з проектування контрольно-вимірювальних приладів у ЗО наведено в документі № NS-G-1.10 [11].

У документі № NS-G-1.10 [11, п. 5.11] наведено рекомендації з визначення швидкості витоку із ЗО в навколишнє середовище розрахунковим методом у разі використання подвійної системи ЗО.

Рекомендації WENRA

Практично всі технічні аспекти щодо функцій безпеки ЛСБ, виявлені робочою групою WENRA в рамках діяльності з гармонізації регулюючих вимог щодо безпеки реакторів в країнах ЄС з ядерними програмами та рекомендаціями МАГАТЕ [12], представлені в чинному в Україні документі ПНАЭ Г-10-021-90 [2] за винятком питання про необхідність передбачення в складі ЛСБ засобів для запобігання виходу із контайнменту розплаву активної зони.

Вимоги нормативних документів Держатомнагляду Російської Федерації

Результати порівняння чинного в Україні нормативного документа ПНАЭ Г-10-021-90 [2] і НП-010-98 [7] свідчать про наявність в НП-010-98 додаткових (нових) вимог і положень, а також вилучення з нього низки вимог (положень) ПНАЭ Г-10-021-90 [2]. Але ці відмінності не можна вважати значними, за винятком інформації щодо проектування подвійних ГО, проте їх рекомендується взяти до уваги в разі перегляду в Україні документа ПНАЭ Г-10-021-90 [2]. Більш детально з результатами порівняльного аналізу можна ознайомитися в розділі 2.1 Звіту ДНТЦ ЯРБ про НДР [8].

За існуючою практикою, яка склалася з часів колишнього СРСР, зазвичай для зварних з'єднань незалежно від їх розташування (герметичне облицювання або обладнання та трубопроводи) розробляють та використовують два основні документи, а саме: «Основні положення із зварювання» та «Правила контролю зварних з'єднань». Такий підхід використовується в Україні для зварних з'єднань обладнання та трубопроводів (ПНАЭ Г-7-009-89 в редакції 1989 р. [20]) та ПНАЭ Г-7-010-89 (в редакції 1989 р. [21]), а також в Російській Федерації: ПНАЭ Г-7-009-89 (зі змінами 1999 р.) та ПНАЭ Г-7-010-89 (зі змінами 1999 р.) — для зварних з'єднань обладнання та трубопроводів; ПНАЭ Г-10-031-92 [13] та ПНАЭ Г-10-032-92 [15] — для зварних з'єднань герметичного сталюого облицювання.

Зазначимо, що в чинних в Україні ПНАЭ Г-10-021-90 [2] містяться посилання на «Основные положения по сварке элементов локализующих систем безопасности атомных станций» та «Правила контроля сварных соединений элементов локализующих систем безопасности атомных станций», проте ці документи так і не були введені в дію в Україні. На українських АЕС при виконанні, ремонті та контролі зварних з'єднань герметизуючого облицювання керуються документами колишнього СРСР ВУ-1С-83 [14] та ВУ-2С-83 [16]. При виконанні та контролі зварних з'єднань елементів ЛСБ, на які поширюються вимоги ПНАЭ Г-7-008-89 [22] (обладнання та трубопроводи), керуються чинними в Україні ПНАЭ Г-7-009-89 [20] та ПНАЭ Г-7-010-89 [21], підстав для перегляду яких немає.

Аналіз доцільності перегляду національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій

Документ ПНАЭ Г-10-021-90 «Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций» [2] потребує перегляду з метою приведення його у відповідність рекомендаціям МАГАТЕ та сучасним європейським стандартам:

у цьому документі не встановлено вимог до гермооб'єму (надаль — ГО), що виконується у вигляді подвійних ЗО. Оскільки згідно з розділом IV «Стратегія розвитку ядерної енергетики» Енергетичної стратегії України на період до 2030 року [6], схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 р. № 145-р, планується будівництво нових потужностей АЕС, а передбачуваний рівень одиначної потужності має становити від 1000 до 1500 МВт, проекти нових блоків можуть передбачати будівництво двох ЗО для підвищення безпеки експлуатації АЕС. Тому при перегляді [2] потрібно встановити вимоги до проектування, улаштування та експлуатації подвійних ЗО. Вимоги до улаштування ГО, виконаних у вигляді подвійних ЗО, доцільно включити в підрозділ «Вимоги до улаштування системи герметичних огорожень» документа ПНАЭ Г-10-021-90;

слід встановити вимогу щодо аналізу функціонування ЛСБ під час важких аварій при проектуванні для встановлення відповідних попереджувальних або пом'якшуючих засобів;

у документі [2] зазначено, що «Для каждой ЛСБ в проекте должен быть определен коэффициент оперативной неготовности $Q_{ОН}$, его значение не должно быть более $Q_{ОН} \leq 10^{-3}$. Коэффициент оперативной неготовности рассчитывается на основании требований “Норм расчета надежности важных для безопасности систем на этапе проектирования”». Однак згадані норми не діють в Україні.

Згідно з документом РФ НП-010-98 [7] показники надійності елементів систем локалізації аварій (СЛА) мають підтверджувати неперевищення значень імовірності граничного аварійного викиду, встановлених в «Общих положениях обеспечения безопасности атомных станций». Розрахунки показників надійності виконуються для кожної ЛСБ. Наведений підхід треба розповсюдити на розрахунок показників надійності СЛА АЕС України з урахуванням того, що в НП 306.2.141-2008 [5] встановлено критерії неперевищення частоти граничного аварійного викиду радіоактивних речовин в навколишнє середовище для діючих АЕС та АЕС, що проєктуються;

у розділі, що визначає проєктні основи ЛСБ та їх елементів, доцільно навести вимоги щодо:

— використання для розрахунків елементів ЛСБ верифікованих та атестованих комп'ютерних програм;

— атестації конструкцій, систем та елементів ЛСБ (передусім неметалевих) на предмет старіння;

при перегляді [2] потрібно вимоги до улаштування елементів систем зниження тиску, відведення тепла та видалення водню доповнити вимогами документа РФ НП-010-98 [7] стосовно:

— обов'язковості герметизуючого сталюого облицювання для водозбірників спринклерної системи, конструкція яких виконується із залізобетону;

— обов'язковості визначення в проєкті АЕС необхідності роботи системи вентиляції в кільцевому просторі в разі проєктування двох ЗО в різних експлуатаційних та аварійних режимах;

при перегляді [2] треба включити до нього вимогу п. 4.18 документа МАГАТЕ № NS-G-1.10 [11], згідно з яким в разі використання неметалічних (наприклад, еластомірних) ущільнень їх слід атестувати на старіння;

у п. 6.2 [2] зазначено: «Для изготовления, монтажа и ремонта элементов ЛСБ должны применяться основные материалы, указанные в обязательном Приложении 1 настоящих Правил ... Для элементов ЛСБ, указанных в таблице, п. 3 (см. пункт 1.1.2) должны применяться материалы по “Нормам проектирования железобетонных сооружений локализующих систем безопасности”». Слід врахувати, що в Додатку 1 документа [2] наведено матеріали, які потрібно використовувати при виготовленні, монтажі та ремонті сталюого облицювання та вузлів приварювання до нього елементів функціональних систем, а також для резервуарів (баків). Доцільно доповнити розділ «Матеріали» [2] такими вимогами:

— для сталевих ЗО необхідно використовувати матеріали відповідно до ПНАЭ Г-10-012-89 [4];

— для інших елементів ЛСБ (наведених у п. 1 таблиці п. 1.1.2 [2]) необхідно використовувати матеріали відповідно до ПНАЭ Г-7-008-89 [22];

— вимоги до зварювання та контролю елементів ЛСБ слід доповнити інформацією, що елементи ЛСБ, які підпадають під дію ПНАЭ Г-7-008-89 [22] (див. п. 1 таблиці п. 1.1.2 [2]), мають зварюватися згідно з вимогами ПНАЭ Г-7-009-89 [20], а контроль їх зварних з'єднань повинен відповідати вимогам ПНАЭ Г-7-010-89 [21];

— при перегляді [2] також доцільно додати до вимог щодо випробувань елементів ЛСБ вимогу з урахуванням ПНАЭ Г-7-008-89 [22] при гідралічних (пневматичних) випробуваннях елементів ЛСБ, що підпадають під дію цих норм (див. п. 1 таблиці п. 1.1.2 [2]);

у п. 8.2.8 ПНАЭ Г-10-021-90 [2] наведено загальну вимогу щодо використання спеціальних контрольно-вимірювальних

приладів (КВП) для вимірювання зусиль у ненапруженій арматурі бетону ЗО та армоканатах, деформацій та температури в бетоні, нахилів конструкцій. У чинних в Україні НД [2]—[4] відсутні конкретні вимоги про встановлення КВП у ЗО, а також визначення параметрів, які вони мають вимірювати, допустимої похибки вимірювань тощо. Відповідна інформація міститься в рекомендаційному документі [17], а також інструкціях [18], [19]. Зазначимо, що в даний час на українських АЕС з реакторами ВВЕР-1000 розроблюється та готується до впровадження система дистанційного контролю зусиль (СДКЗ) в армоканатах (АК) системи переднапруження захисної оболонки (СПЗО) для оперативного відслідковування зміни зусиль у часі з урахуванням втрат (повзучості бетону, релаксації напруг у дроті АК), змін температурного стану споруди та зміни тиску всередині ЗО. В документі [2] доцільно або навести інформацію із зазначених питань, або зробити посилання на відповідні документи;

— оскільки роль біологічного захисту можуть виконувати як залізобетонні конструкції СГО, так і сталеві конструкції, п. 8.7 [2] доцільно розповсюдити і на випробування сталевих ГО.

Як зазначалося вище, в ПНАЭ Г-10-021-90 [2] містяться посилання на документи «Основные положения по сварке элементов локализирующих систем безопасности атомных станций» та «Правила контроля сварных соединений элементов локализирующих систем безопасности атомных станций», проте такі документи не були введені в дію в Україні (на відміну від Російської Федерації, де вони є чинними на цей час [13], [15]). Замість тимчасових ВУ-1С-83 та ВУ-2С-83 необхідно розробити нові основні положення щодо зварювання та правила контролю зварних з'єднань елементів ЛСБ для елементів герметизуючого облицювання СГО. При розробці вказаних документів доцільно використовувати експлуатаційний досвід з вказаних питань, накопичений службами контролю металу українських АЕС, а також НД РФ ПНАЭ Г-10-031-92 [13], ПНАЭ Г-10-032-92 [15].

У переглянутому ПНАЭ Г-10-021-90 [2] з питань зварювання герметизуючого облицювання ЛСБ мають бути зроблені посилання на нові розроблені «Основні положення щодо зварювання елементів локалізуючих систем безпеки атомних станцій» та «Правила контролю зварних з'єднань елементів локалізуючих систем безпеки атомних станцій».

Документ ПНАЭ Г-10-007-89 «Нормы проектирования железобетонных сооружений локализирующих систем безопасности атомных станций» [3] містить низку посилань на НД з будівельного проектування (ПиН АЭ-5.6 [23], СНиП), які слід використовувати при проектуванні залізобетонних конструкцій ЛСБ АЕС, зокрема при розрахунку їх на міцність, якщо в цих документах наведені відповідні більш детальні та конкретні вимоги. Переважна більшість таких документів є наразі чинними в Україні, а замість деяких скасованих (наприклад, ОПБ-88, СНиП П-7-81, СНиП П-11-77*) розроблено та введено в дію документи [5], [24], [25]. Однак дія ДБН В.1.1-12:2006 «Будівництво в сейсмічних районах України» [24] не поширюється на проектування АС, про що зазначено у вступній частині цього документа. Тому питання про визначення сейсмічних навантажень у процесі проектування залізобетонних споруд ЛСБ АЕС потребує негайного вирішення, а ПНАЭ Г-10-007-89 [3], можливо, потребуватиме відповідних змін та доповнень.

За результатами порівняльного аналізу не відмічено невідповідностей ПНАЭ Г-10-007-89 [3] вимогам сучасних стандартів МАГАТЕ та ЄС. Зазначимо, що цей документ

є чинним у Російській Федерації, в цілому відповідає сучасному рівню науки та техніки і його перегляд неактуальний. В той же час актуальним є питання встановлення сейсмічних навантажень при проектуванні залізобетонних споруд ЛСБ АЕС з урахуванням накопиченого досвіду та набуття чинності документа ДБН В.1.1-12:2006 [24], а також рекомендацій МАГАТЕ про необхідність урахування мінімального значення пікового прискорення ґрунту майданчика АЕС на рівні не менше за 0,1g [27], [28].

Не відмічено невідповідностей документа ПНАЭ Г-10-012-89 «Атомные станции. Стальные защитные оболочки. Нормы расчета на прочность» [4] вимогам сучасних стандартів МАГАТЕ та ЄС. Необхідно також відмітити, що НД ПНАЭ Г-10-012-89 [4] не був скасований в РФ і продовжує діяти. Можна зазначити, що документ ПНАЭ Г-10-012-89 [4] в цілому є на даний час таким, що відповідає сучасному рівню науки та техніки і його перегляд не є актуальним. В той же час при проектуванні СЗО також актуальним є питання встановлення сейсмічних навантажень з урахуванням набутого досвіду та набуття чинності документа ДБН В.1.1-12:2006 [24], а також рекомендацій МАГАТЕ щодо необхідності врахування мінімального значення пікового прискорення ґрунту майданчика АЕС на рівні не менше 0,1g [27], [28].

Висновки та пропозиції

За результатами виконаного аналізу відповідності положень діючих в Україні НД стосовно ЛСБ АЕС сучасним стандартам МАГАТЕ, ЄС та Російської Федерації можна зробити висновок, що з урахуванням накопиченого досвіду та набуття чинності документа ДБН В.1.1-12:2006 [24] для вирішення питання встановлення сейсмічних навантажень при проектуванні залізобетонних споруд ЛСБ АЕС документи ПНАЭ Г-10-007-89 [3], ПНАЭ Г-10-012-89 [4] можуть потребувати в майбутньому відповідних змін та доповнень, та сформулювати наступні пропозиції:

— розробити та ввести в дію в Україні новий НПА «Правила улаштування та експлуатації локалізуючих систем безпеки атомних станцій» на заміну НД ПНАЭ Г-10-021-90 [2];

— розробити нові НПА «Основні положення щодо зварювання елементів локалізуючих систем безпеки атомних станцій» та «Правила контролю зварних з'єднань елементів локалізуючих систем безпеки атомних станцій», а документи ВУ-1С-83 [14], ВУ-2С-83 [16] скасувати.

Список літератури

1. НП 306.2.141-2008. Загальні положення безпеки атомних станцій.
2. ПНАЭ Г-10-021-90. Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных станций.
3. ПНАЭ Г-10-007-89. Нормы проектирования железобетонных сооружений локализирующих систем безопасности атомных станций.
4. ПНАЭ Г-10-012-89. Атомные станции. Стальные защитные оболочки. Нормы расчета на прочность.
5. НП 306.2.141-2008. Загальні положення безпеки атомних станцій.
6. Энергетична стратегія України на період до 2030 року: схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 р. № 145-р.
7. НП-010-98. Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных станций.

8. Звіт по етапу 1 договору № 03/1.ІН2008/08-14 від 06.08.2008 р. між ДКЯРУ та ДНТЦ ЯРБ на виконання НДР «Проведення порівняльного аналізу з сучасними стандартами МАГАТЕ та ЄС, аналізу застосування та підготовка технічного завдання та плану розробки національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій. Аналіз стандартів МАГАТЕ, NEA, WENRA та інших міжнародних організацій щодо проектування та експлуатації локалізуючих систем безпеки АЕС, здійснення порівняльного аналізу між окремими вимогами міжнародних стандартів та чинними в Україні нормативно-правовими актами». — К.: ДНТЦ ЯРБ, 2008.

9. Звіт по етапу 2 договору № 03/1.ІН2008/08-14 від 06.08.2008 р. між ДКЯРУ та ДНТЦ ЯРБ на виконання НДР «Проведення порівняльного аналізу з сучасними стандартами МАГАТЕ та ЄС, аналізу застосування та підготовка технічного завдання та плану розробки національних регулюючих документів стосовно локалізуючих систем безпеки атомних станцій. Підготовка проектів технічних завдань на розробку нових чи перегляд існуючих нормативних актів та планів удосконалення нормативно-правової бази». — К.: ДНТЦ ЯРБ, 2008.

10. Серія норм МАГАТЭ по безпеки «Безопасность атомных электростанций: Проектирование». Требования № NS-R-1.

11. Серія норм МАГАТЭ по безпеки «Проектирование систем защитной оболочки реактора для атомных электростанций». Руководство № NS-G-1.10.

12. Pilot Study on Harmonisation of Reactor Safety in WENRA Countries/ WENRA Working Group on Reactor Harmonisation, March 2003.

13. ПНАЭ Г-10-031-92. Основные положения по сварке элементов локализующих систем безопасности атомных станций.

14. ВУ-1С-83. Временные указания по подготовке производства к проведению работ по сварке и контролю сварных соединений герметизирующих облицовок защитных оболочек и помещений системы локализации аварии АЭС, подконтрольных Госгортехнадзору СССР.

15. ПНАЭ Г-10-032-92. Правила контроля сварных соединений элементов локализующих систем безопасности атомных станций.

16. ВУ-2С-83. Временные указания по методам и нормам контроля сварных соединений герметизирующих облицовок защитных оболочек и помещений системы локализации аварий АЭС, подконтрольных Госгортехнадзору СССР.

17. Рекомендации по наблюдениям за напряженным состоянием защитных оболочек АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

18. Инструкция по техническому обслуживанию системы преднапряжения защитных оболочек АЭС с унифицированными энергоблоками ВВЭР-1000 типа В-320.

19. Инструкция по техническому обслуживанию системы предварительного напряжения защитных оболочек головной серии и модернизированной конструкции для АЭС с энергоблоками ВВЭР-1000 типов 302, 338 и 187.

20. ПНАЭ Г-7-009-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения.

21. ПНАЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля.

22. ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.

23. ПИН АЭ-5.6. Нормы строительного проектирования АС с реакторами различного типа.

24. ДБН В.1.1-12:2006. Будівництво в сейсмічних районах України.

25. ДБН В 2.2.5-97. Захисні споруди цивільної оборони.

26. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.

27. Серія норм МАГАТЭ по безпеки «Проектирование и аттестация сейсмостойких конструкций для атомных электростанций». Руководство по безопасности № NS-G-1.6.

28. Серія норм МАГАТЭ по безпеки «Оценка сейсмического риска для атомных электростанций». Руководство по безопасности № NS-G-3.3.

Надійшла до редакції 02.03.2009.

О. І. Лігоцький, А. В. Носовський,
І. О. Чемерис

Державний науково-технічний центр з ядерної
та радіаційної безпеки

Порівняльний аналіз вимог міжнародних стандартів та нормативно-правових актів України стосовно безпеки дослідницьких реакторів

Проведено аналіз регулюючих вимог та рекомендацій міжнародних стандартів щодо безпеки дослідницьких реакторів. Проаналізовано положення вітчизняних регулюючих документів стосовно дослідницьких ядерних реакторів, які потребують перегляду та додаткового включення до нових нормативних документів з урахуванням міжнародного досвіду та сучасного рівня науки і техніки. Визначено підходи до вдосконалення нормативно-правової бази України у сфері ядерної та радіаційної безпеки стосовно дослідницьких ядерних реакторів.

А. І. Лігоцький, А. В. Носовський, І. А. Чемерис

Сравнительный анализ требований международных стандартов и нормативно-правовых актов Украины по безопасности исследовательских реакторов

Проведен анализ регулирующих требований и рекомендаций международных стандартов по безопасности исследовательских реакторов. Проанализированы положения отечественных регулирующих документов по исследовательским ядерным реакторам, требующие пересмотра и дополнительного включения в новые нормативные документы с учетом международного опыта и современного уровня науки и техники. Определены подходы к усовершенствованию нормативно-правовой базы Украины в сфере ядерной и радиационной безопасности исследовательских ядерных реакторов.

В Україні на даний час діють нормативні документи [1–5], в яких встановлені вимоги до дослідницьких ядерних реакторів. Так, у документі «Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации» [1] (ОПБ ИР) встановлено загальні вимоги щодо забезпечення безпеки під час проектування, будівництва та експлуатації дослідницьких реакторів і основні принципи та критерії безпеки. Даний документ є основним документом, який регламентує безпеку дослідницьких ядерних реакторів.

Документ «Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов» [1] встановлює вимоги та умови забезпечення ядерної безпеки дослідницьких реакторів, містить основні технічні й організаційні вимоги щодо забезпечення ядерної безпеки під час проектування, будівництва та експлуатації, вимоги до організації робіт, підготовки та кваліфікації персоналу.

Документ «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских ядерных реакторов» [2] встановлює порядок розслідування та обліку порушень у роботі дослідницьких ядерних реакторів, класифікацію порушень, порядок повідомлення про порушення.

Ці документи створено у колишньому СРСР і на даний момент не в повній мірі відповідають сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів. Тому робота з аналізу та визначення підходів до удосконалення нормативно-правової бази у сфері ядерної та радіаційної безпеки дослідницьких ядерних реакторів згідно з вимогами міжнародних стандартів, яка виконувалась наприкінці 2008 — на початку 2009 рр. за договором між Державним підприємством «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки» та Державним комітетом ядерного регулювання України, є актуальною.

При виконанні науково-дослідної роботи проведено аналіз міжнародних стандартів МАГАТЕ та Російської Федерації стосовно безпеки дослідницьких реакторів. За результатами цього аналізу відзначено, що ряд положень документів, які стосуються вимог забезпечення безпеки дослідницьких реакторів, тим чи іншим чином відображені у діючих в Україні нормативних документах (НД). В той же час виявлено, що значна частина положень розглянутих міжнародних документів є новими по відношенню до вимог, чинних в Україні. Визначено положення вітчизняних регулюючих документів стосовно дослідницьких ядерних реакторів, які потребують перегляду та включення до нових НД з урахуванням міжнародного досвіду та сучасного рівня науки і техніки.

Аналіз міжнародних норм та рекомендацій

Документ МАГАТЕ Safety Standards Series SF-1 «Fundamental Safety Principles» [6] встановлює основну мету безпеки і десять відповідних принципів безпеки, на підставі яких мають бути розроблені вимоги з безпеки та застосовані заходи з її забезпечення для досягнення основної мети безпеки. До основних принципів безпеки відповідно до [6] відносяться: відповідальність за забезпечення безпеки, роль Уряду, керівництво та управління в інтересах забезпечення безпеки, обґрунтування установок та діяльності, оптимізація захисту, обмеження ризику у відношенні до фізичних осіб, захист теперішнього та наступних поколінь,

запобігання аваріям, аварійна готовність та реагування, захисні заходи зі зменшення існуючих або нерегульованих радіаційних ризиків. За результатами аналізу документа [6] зазначимо, що перелічені вище принципи безпеки не в повній мірі відображено в ОПБ ИР [1] та ПБЯ-03-75 [2]. Тому доцільно розглянути можливість включення зазначених вимог до нормативних документи України стосовно дослідницьких реакторів.

Документ «Кодекс поведінки по безпеки исследователских реакторов» [7] (надалі — Кодекс) призначений для застосування як керівництво під час розробки та погодження законів, регулюючих положень та політики, що стосуються безпеки дослідницьких реакторів. Кодекс містить керівні матеріали із «зразкової практики» та спирається на роль держав, регулюючих органів та експлуатуючих організацій в управлінні та забезпеченні безпеки дослідницьких реакторів, розглядає фундаментальні аспекти безпеки дослідницьких реакторів. За результатами аналізу документа [7] необхідно констатувати, що частину вищезгаданих положень частково або повністю відображено в ОПБ ИР [1] та ПБЯ-03-75 [2]. Проте принципи, викладені в [7], доцільно взяти до уваги при розробці нових національних НД.

У документі МАГАТЕ «Оценка безопасности исследователских реакторов и подготовка документации по техническому обоснованию безопасности» [8] розглянуто дві взаємозалежні теми: оцінка безпеки дослідницького реактора та підготовка документації з технічного обґрунтування безпеки (ДТОБ). У [8] також містяться загальні керівні матеріали відносно етапів ліцензування дослідницького реактора, розглядається загальна оцінка безпеки дослідницького реактора, встановлюються конкретні вимоги та наводяться керівні матеріали, які розділено на три основні розділи: вимоги до оцінки безпеки в процесі ліцензування для дослідницького реактора; підготовка документації по технічному обґрунтуванню безпеки; розгляд та оцінка ДТОБ. Ці вимоги та керівні матеріали значно розширені і доповнені матеріалами, представленими у відповідних доповненнях та додатках. Так, згідно з [8], у ДТОБ повинно бути наведено докладний опис загальних принципів і критеріїв безпеки, проаналізовано потенційні небезпеки, пов'язані з експлуатацією дослідницького реактора, аналіз безпеки послідовностей розвитку аварій та засобів безпеки, включених у проект, з метою запобігання або зведення до мінімуму аварії, пом'якшення їх наслідків за допомогою проектних та експлуатаційних процедур.

Доповнення до [8] є всебічним керівництвом з підготовки ДТОБ для дослідницького реактора. У ньому наводяться рекомендації відносно стандартного змісту ДТОБ та встановлюється конкретна основа для підготовки експлуатуючою організацією документів, пов'язаних з безпекою, та для їх розгляду, оцінки й затвердження регулюючим органом. Значну увагу приділено оцінці безпеки модифікацій та експериментів у зв'язку з використанням реактора. Наведено відомості та керівні матеріали щодо основного підходу до проведення аналізу безпеки дослідницького реактора з використанням детерміністичних методів аналізу аварій, включаючи їх радіологічні наслідки. Розглянуто конкретні аспекти реактора, які повинні бути описані у ДТОБ, та наведено перелік типових радіоактивних джерел у дослідницькому реакторі, які мають бути розглянуті та описані у ДТОБ. Відмітимо, що в Україні відсутні вимоги, які регламентують зміст і наповнення документів з технічного обґрунтування безпеки та вимоги до оцінки й переоцінки безпеки дослідницьких реакторів, тому інфор-

мацію, яку наведено у [8], необхідно врахувати під час розробки нових сучасних НД.

Документ «Свод положений по безопасности ядерных исследовательских реакторов: эксплуатация» [9] містить основні принципи та вимоги, що стосуються безпеки дослідницьких реакторів та критичних збірок. Зведення положень з безпеки [9] присвячено головним чином експлуатації, однак до нього також включено основні формулювання та рекомендовані вимоги, які стосуються регулюючого нагляду, вимоги щодо забезпечення якості, котрі мають гарантувати безпечну експлуатацію установки. Розглянуто загальні вимоги, рекомендовані для використання регулюючим органом по відношенню до експлуатації дослідницького реактора. Підкреслено важливу роль, яку відіграє Звіт з аналізу безпеки (в ньому має міститися інформація, достатня для проведення незалежної оцінки безпеки дослідницького реактора). Наведено загальні рекомендації про розробку меж, умов безпечної експлуатації та уставок систем безпеки. Так, відповідно до [9], межі безпеки визначаються у вигляді максимальних та мінімальних значень, нижче або вище яких повинні підтримуватися характеристики або параметри під час усіх експлуатаційних станів. Наведено загальні рекомендації з розробки експлуатаційних процедур, опис загальних та конкретних вимог, які є обов'язковими до розгляду експлуатуючою організацією і регулюючим органом, для забезпечення безпечної експлуатації дослідницького реактора при всіх експлуатаційних станах та аварійних умовах. Вимоги та рекомендації, наведені в [9], можуть скласти основу для розробки правил та критеріїв безпеки дослідницьких реакторів.

Аналіз норм та правил Російської Федерації

Держатомнагляд Російської Федерації вже декілька разів переглядав загальні положення забезпечення безпеки дослідницьких реакторів, останній раз — у 2002 р. Так, з червня 2002 р. набрали чинності вимоги НП-033-01 «Общие положения обеспечения безопасности исследовательских ядерных установок» [10]. Відмінною рисою [10] є встановлення загальних вимог до забезпечення безпеки дослідницьких ядерних установок, які включають дослідницькі реактори, критичні та підкритичні стенди. Раніше у Російській Федерації використовувалися три різні документи. Загальні положення забезпечення безпеки дослідницьких ядерних установок містять вимоги щодо: основних принципів забезпечення безпеки; класифікації систем та елементів дослідницьких ядерних установок; проекту дослідницьких ядерних установок; спорудження та введення в експлуатацію дослідницьких ядерних установок; експлуатації дослідницьких ядерних установок; заходів із захисту працівників та населення у випадку аварії на дослідницьких ядерних установках; виведення з експлуатації дослідницьких ядерних установок. У [10] також встановлено вимоги, які повинні бути відображені у проекті систем нормальної експлуатації, систем безпеки, пунктів керування, експериментальних пристроїв, радіаційного захисту, вимоги до організаційної структури, порядку підготовки персоналу, режимів пуску та роботи на потужності, режиму тимчасової зупинки, режиму тривалої зупинки, режиму остаточної зупинки. Вимоги, які наведено у [10], значно ширші за вимоги, наведені в [9]. Разом з [9] вони можуть скласти основу розробки правил та критеріїв безпеки для дослідницьких реакторів України.

«Правила ядерної безпеки дослідницьких реакторів» [11] встановлюють вимоги до конструкції реактора, технічного виконання систем і елементів, важливих для безпеки дослідницьких реакторів, та до організаційно-технічних заходів із забезпечення ядерної безпеки дослідницьких реакторів. У [11] встановлено загальні вимоги до проекту, вимоги до активної зони та систем нормальної експлуатації, важливих для безпеки, захисних систем безпеки, керуючих систем безпеки. Відповідно до загальних вимог під час проектування дослідницького реактора має існувати перевага систем та елементів, дія яких заснована на пасивному принципі. Під час роботи дослідницького реактора на потужності необхідно керуватися вимогами, які встановлено в технологічному регламенті, а експериментальні досліди проводити за затвердженою програмою. У програмі експериментів повинні бути наведені вихідний стан реактора і технологічних систем, порядок досягнення критичного стану реактора, необхідний рівень потужності та часу роботи реактора на цій потужності, заходи із забезпечення ядерної безпеки, котрі мають враховувати специфіку експериментів. Наведено вимоги до режиму тимчасової зупинки та тривалої зупинки. Положення [11] частково відображені в ПБЯ-03-75 [2]. Принципи, викладені в [11], доцільно прийняти при розробці нових НД.

У документі «Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности исследовательских ядерных установок» [12] встановлено вимоги до структури та змісту звіту з обґрунтування безпеки дослідницьких ядерних установок, який подається до регулюючого органу Росії у складі комплексу документів з обґрунтування безпеки на стадії розміщення, спорудження та експлуатації дослідницької ядерної установки. У цьому ж документі встановлено вимоги щодо підготовки персоналу, розробки технологічного регламенту та іншої експлуатаційної документації. Відповідно до [12] інформація, котра міститься у звіті з обґрунтування безпеки, повинна забезпечувати можливість оцінки достатності організаційно-технічних заходів та технічних рішень, які використовуються для забезпечення безпеки, та відповідність їх вимогам норм і правил з безпеки. Має бути відображено, що розрахункове обґрунтування безпеки виконано із застосуванням атестованих програмних засобів. Наведено перелік вихідних подій для розрахункового аналізу проектних аварій. В Україні відсутні вимоги, які регламентують зміст і наповнення документів з технічного обґрунтування безпеки та вимоги до оцінки і переоцінки безпеки дослідницьких реакторів, тому інформацію, яку наведено у [12] доцільно взяти до уваги при удосконаленні вітчизняної нормативної бази.

Аналіз положень регулюючих документів України

На сьогоднішній день існуюча в Україні ієрархічна піраміда нормативно-правових актів у сфері ядерної та радіаційної безпеки є результатом застосування жорсткого регламентуючого підходу, прийнятого в колишньому СРСР, та за деякими аспектами скоригованого західними підходами до нормативного регулювання. У 2007 р. Держатомрегулюванням України схвалено концепцію ієрархічної піраміди законодавчих і НД у сфері ядерної та радіаційної безпеки. Відповідно до прийнятої концепції структура ієрархічної піраміди «Регулювання безпеки ядерних установок» виглядає так:

I рівень — закони України («Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку», «Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії») та ін.;

II рівень — нормативно-правові акти з питань регулювання безпеки ядерних установок, прийняті Урядом України (Постанова КМУ від 12.10.2000 № 1553 «Про невідкладні заходи щодо підвищення безпеки та надійності функціонування ядерної енергетики», Постанова КМУ від 06.12.2000 № 1782 «Про затвердження Порядку ліцензування окремих видів діяльності у сфері використання ядерної енергії», Постанова КМУ від 08.11.2000 № 1683 «Про затвердження переліків посад та спеціальностей персоналу для експлуатації ядерних установок, підготовка якого підлягає ліцензуванню, і посад персоналу, який безпосередньо здійснює управління реакторною установкою атомної електростанції»);

III рівень — нормативно-правові акти з питань регулювання безпеки ядерних установок, прийняті органами державного регулювання з питань ядерної та радіаційної безпеки та іншими центральними органами виконавчої влади;

IV рівень — документи, прийняті органами державного регулювання з питань ядерної та радіаційної безпеки і експлуатуючою організацією, які мають рекомендаційний характер.

НД [1–5], в яких встановлено вимоги щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів, відносяться до III рівня ієрархічної піраміди законодавчих актів і НД у сфері ядерної та радіаційної безпеки.

В Україні діє низка нормативно-правових актів, котрими встановлено загальні вимоги до ядерних установок, дія яких поширюється і на дослідницькі реактори. До цих документів відносяться: закони України «Про дозвільну діяльність» [13], «Про використання ядерної енергії і радіаційну безпеку» [14], «Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення» [15] та ін.; НД «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» ПНАЭ Г-7-008-89 [16], «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» ПНАЭ Г-7-002-86 [17], «Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики» ПНАЭ Г-14-029-91 [18], «Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки» НП 306.2.106-2005 [19] та ін. Аналіз доцільності перегляду таких документів має проводитися на галузевому рівні та враховувати вимоги як до дослідницьких ядерних реакторів, так і до атомних електричних станцій та інших ядерних установок. Тому в даній статті проаналізовано доцільність перегляду діючих НД [1–5], тобто тих, які безпосередньо встановлюють вимоги до дослідницьких ядерних реакторів, та необхідність розробки нових НД України щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів.

Нормативний документ «Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации» [1] є документом колишнього СРСР, чинним на даний час в Україні. У документі встановлено загальні вимоги щодо забезпечення безпеки під час проектування, будівництва та експлуатації дослідницьких реакторів, а також основні принципи і критерії безпеки. Це основний документ, що регламентує безпеку дослідницьких ядерних реакторів. Він містить загальні організаційні та технічні вимоги, виконання яких є необхідною умовою забезпечення безпеки дослідницьких реакторів, але не містить опису заходів, які повинні бути використані для досягнення мети. Вимоги поширюються на установки,

що проєктуються, будуються, вводяться в експлуатацію, експлуатуються та виводяться з експлуатації. За результатами порівняльного аналізу документа [1] з документами МАГАТЕ [6–9] та Російської Федерації [10–12] стосовно дослідницьких ядерних реакторів необхідно відмітити, що документ [1] на даний момент не в повній мірі відповідає сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів, а значна частина розглянутих положень міжнародних документів є новими по відношенню до діючих вимог в Україні. Тому документ [1] потребує перегляду за низкою аспектів: принципи та критерії безпеки; рівні системи технічних та організаційних заходів глибокоेशелюваного захисту; заходи із захисту працівників та населення у випадку аварії на дослідницьких ядерних установках; вимоги щодо виведення з експлуатації дослідницьких ядерних реакторів; вимоги щодо забезпечення якості тощо. До ОПБ ИР [1] слід включити такі нові вимоги, як вимоги до проєкту дослідницького ядерного реактора; вимоги зі спорудження та зняття з експлуатації дослідницького ядерного реактора; вимоги до класифікації систем та елементів дослідницького ядерного реактора; обладнання та ін.

«Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов» (ПБЯ) [2], які були затверджені у 1975 р., встановлюють технічні вимоги до конструкції реактора, експериментальних пристроїв та систем, які забезпечують ядерну безпеку, регламентують введення дослідницького реактора в експлуатацію та встановлюють вимоги до безпосередньої експлуатації таких установок, а також до транспортування і зберігання свіжого та відпрацьованого палива, до персоналу дослідницького реактора, дій при виникненні аварійної ситуації, регламентують перевірки та інспекції стану ядерної безпеки. На підставі результатів порівняльного аналізу ПБЯ [2] з документами МАГАТЕ [6–9] та Російської Федерації [10–12] стосовно дослідницьких ядерних реакторів слід зазначити, що документ [2] на даний момент не в повній мірі відповідає сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів і потребує перегляду за низкою аспектів: загальні положення; вимоги до проєкту (в документах МАГАТЕ та Російської Федерації вони значно розширені та конкретизовані); вимоги до експлуатації дослідницького реактора (необхідно розширити та конкретизувати вимоги до експлуатації дослідницького реактора в залежності від його режиму роботи); вимоги до поводження з ядерними матеріалами (розділ «Транспортування та зберігання свіжого та відпрацьованого палива» потрібно розширити, а вимоги більш конкретизувати) вимоги до форми паспорту дослідницького ядерного реактора та ін. Також при перегляді потрібно включити нові вимоги щодо виконання розрахунків, впливу експериментальних пристроїв на реактивність; вимоги щодо проведення перевірок експериментальних пристроїв; загальні вимоги щодо забезпечення безпеки під час введення в експлуатацію дослідницького ядерного реактора тощо.

У документі «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских ядерных реакторов» [3] встановлено вимоги до порядку розслідування та обліку порушень у роботі дослідницького ядерного реактора, класифікації порушень, порядок повідомлення про порушення, а також обов'язки з усунення виявлених порушень. Даний документ, введений в дію за часів СРСР на початку 1990-х років, ще жодного разу не переглядався. Досвід аналізу порушень, які відбуваються на дослідницьких

реакторах та на АЕС, показує, що в документі [3] використовуються підходи, які не відповідають міжнародним рекомендаціям з аналізу порушень (наприклад [20, 21]). Документ [3] потребує перегляду за низкою аспектів: загальні положення; класифікація порушень; порядок повідомлення про порушення; форма звітності про порушення та ін. Нові вимоги, які мають бути включені до Положення про розслідування порушень: порядок обліку порушень; вимоги до звіту про розслідування порушень; словник кодів тощо. Під час перегляду Положення про розслідування порушень [3] доцільно використати досвід проведення розслідувань порушень, що відбуваються на АЕС [22], досвід розслідування порушень у Російській Федерації [23], рекомендації МАГАТЕ [20, 21] та ін.

Нормативний документ НП 306.2.02./1.004-98 [4] «Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів» визначає загальні положення щодо забезпечення безпеки при знятті з експлуатації блоків АЕС та дослідницьких ядерних реакторів, які не зазнали запроєктних аварій. У цьому документі не розділяються підходи до зняття з експлуатації АЕС та дослідницьких реакторів. За результатами порівняльного аналізу з міжнародними документами [6–9] та [10–12] стосовно дослідницьких ядерних реакторів зазначимо, що вимоги, наведені в НП [4], загалом відповідають сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів. Необхідність перегляду має бути визначена за результатами комплексного аналізу міжнародних підходів до зняття з експлуатації АЕС та дослідницьких реакторів.

У документі «Вимоги до структури та змісту звіту з аналізу безпеки зняття з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів» НП 306.3.02/3.040-00 [5] встановлено вимоги до структури та змісту звіту з аналізу безпеки, який подається експлуатуючою організацією до органу державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України у складі пакета документів для отримання ліцензії на провадження діяльності зі зняття з експлуатації блоків АЕС або дослідницьких ядерних реакторів, які не зазнали запроєктних аварій, а також для одержання окремих письмових дозволів на здійснення визначених умовами ліцензії видів робіт чи операцій. Результати порівняльного аналізу НП [5] з міжнародними документами стосовно дослідницьких ядерних реакторів свідчать, що вимоги, наведені в ньому, загалом відповідають сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів. Необхідність перегляду має бути визначена за результатами комплексного аналізу міжнародних підходів до ЗАБ, які стосуються зняття з експлуатації АЕС та дослідницьких ядерних реакторів.

Проаналізувавши закони України та НПА, які діють у сфері безпеки дослідницьких ядерних реакторів на різних етапах життєвого циклу, необхідно зазначити:

відповідно до вимог [1] у проєкті дослідницького реактора має бути розроблено «Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации исследовательского реактора». Однак на даний час в Україні відсутній НПА, який би встановлював вимоги до змісту і наповнення документів з обґрунтування безпеки дослідницьких реакторів;

в Україні відсутній окремих документ, який би встановлював вимоги до введення в експлуатацію дослідницького ядерного реактора, проте в ОПБ ИР [1] та ПБЯ [2] встановлено чіткі вимоги до цього етапу життєвого циклу, тому розробка нового окремого документа не потрібна;

досвід проведення робіт щодо ліцензування подовження експлуатації дослідницького ядерного реактора ВВР-М Інституту ядерних досліджень Національної академії наук України після завершення дії ліцензії на експлуатацію показав, що в Україні відсутні нормативні документи, які визначають вимоги до подовження терміну експлуатації дослідницьких ядерних реакторів по завершенні дії ліцензії [24, 25];

в Україні відсутні вимоги до звітності експлуатуючої організації щодо стану ядерної та радіаційної безпеки за результатами роботи дослідницького ядерного реактора протягом року. Такі вимоги повинні бути включені до [1] під час його перегляду; також необхідно розробити документ, який би встановлював вимоги до структури та змісту звіту з оцінки стану експлуатаційної безпеки дослідницького ядерного реактора.

Виходячи з вищезазначеного, в Україні потрібно розробити такі нормативні документи щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів, які будуть включені до III рівня ієрархічної піраміди регулювання безпеки:

вимоги до структури та змісту звіту з обґрунтування безпеки дослідницького ядерного реактора;

вимоги до структури та змісту звіту з оцінки стану експлуатаційної безпеки дослідницького ядерного реактора;

вимоги до подовження експлуатації дослідницьких ядерних реакторів.

Висновки

Порівняльний аналіз національних нормативних документів стосовно безпеки дослідницьких реакторів з сучасними міжнародними стандартами показав, що на даний час в Україні діють нормативні документи, які не в повній мірі відповідають сучасним міжнародним вимогам щодо забезпечення безпеки дослідницьких ядерних реакторів. Виявлено, що значна частина положень розглянутих міжнародних документів є новими по відношенню до вимог, діючих в Україні. За результатами виконаного аналізу перегляду чинних НПА щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів підлягають:

Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации;

Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов ПБЯ-03-75;

Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских ядерных реакторов РД-7-1.

Необхідність перегляду «Загальних положень забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів» НП 306.2.02/1.004-98 і «Вимог до структури та змісту звіту з аналізу безпеки зняття з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів» НП 306.3.02/3.040-00 має визначитися за результатами комплексного аналізу міжнародних підходів до ЗАБ, які стосуються зняття з експлуатації АЕС та дослідницьких реакторів.

До переліку нових норм та правил щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів, які потребують розробки, слід віднести:

Вимоги до структури та змісту звіту з обґрунтування безпеки дослідницького ядерного реактора;

Вимоги до структури та змісту звіту з оцінки стану експлуатаційної безпеки дослідницького ядерного реактора;

Вимоги до структури та змісту звіту з переоцінки безпеки дослідницького ядерного реактора.

Результати виконаної роботи можуть бути використані Державним комітетом ядерного регулювання України для удосконалення нормативно-правової бази щодо безпеки дослідницьких ядерних реакторів.

Список літератури

1. Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации (ОПБ ИР)/ Госатомнадзор СССР. — М., 1988.

2. Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов (ПБЯ-03-75). — Утв. Госатомнадзором СССР 19.12.1975. — М., 1975.

3. Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских ядерных реакторов (РД-7-1)/ Госатомнадзор СССР.

4. Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів (НП 306.2.02/1.004-98). — Затверджено та надано чинності наказом Мінекобезпеки України від 1998-01-09 № 2; За реєстр. Мінюстом України 23.01.1998 р. за № 47/2487.

5. Вимоги до структури та змісту звіту з аналізу безпеки зняття з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів (НП 306.3.02/3.040-00). — Затверджено наказом Мінекобезпеки України 31.10.2000 р. № 177; Зареєстр. Мінюстом України 21.11.2000 р. за № 842/5063.

6. Fundamental Safety Principles. — Vienna: IAEA, 2007. — (Safety Standards Series SF-1).

7. Кодекс поведения по безопасности исследовательских реакторов. — Вена: МАГАТЕ, 2006.

8. Оценка безопасности исследовательских реакторов и подготовка документации по техническому обоснованию безопасности. — Вена: МАГАТЕ, 2003. — (Серия изданий по безопасности № 35-G1).

9. Свод положений по безопасности ядерных исследовательских реакторов: эксплуатация. — Вена: МАГАТЭ, 1992. — (Серия изданий по безопасности № 35-S2).

10. Общие положения обеспечения безопасности исследовательских ядерных установок (НП-033-01). — Утв. постановлением Госатомнадзора России от 16.05.2002 г. № 2; введ. с 01.07.2002. — М., 2002.

11. Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов (НП 009-04). — Утв. постановлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.12.04 № 11; введ. с 01.07.2005.

12. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности исследовательских ядерных установок (НП-049-03). — Утв. постановлением Госатомнадзора России от 31.12.03 № 10; введ. с 25.05.2004. — М., 2003.

13. Закон України «Про дозвільну діяльність».

14. Закон України «Про використання ядерної енергії і радіаційну безпеку».

15. Закон України «Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення».

16. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-008-89)/ Госатомнадзор СССР. — 2-е изд. — Введ. 01.01.90. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

17. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-002-86)/ Госатомнадзор СССР. — Введ. 01.07.87 с изм. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

18. Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики (ПНАЭ Г-14-029-91). — Утв. постановлением Госпромаатомнадзора СССР от 31.10.91 № 12; введ. 01.07.92. — М.: ЦНИИатоминформ, 1992.

19. Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки (НП 306.2.106-2005). — Введ. 10.01.2005. — К.: Держатомрегулювання України, 2005.

20. ИНЕС: Международная шкала ядерных событий. Руководство для пользователей. — Вена: МАГАТЭ, 2001.

21. Guide on Incident reporting system for research reactors. — Vienna: IAEA, 2000.

22. Положення про порядок розслідування та обліку порушень в роботі атомних електричних станцій (НП 306.2.100-2004). — Затверджено та введено в дію наказом Держатомрегулювання від 01.12.2004 р. № 184; Зареєстровано в Мінюсті України 17.12.2004 за № 1594\10193. — К.: Держатомрегулювання України, 2005.

23. Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских ядерных установок (НП-027-01). — Утв. постановлением Госатомнадзора России от 30.03.2001 г. № 2; введ. с 01.10.2001. — М., 2001.

24. Лист Держатомрегулювання від 18.08.2008 р. № 15-33/6-4642 про результати розгляду Звіту з переоцінки безпеки ВВР-М ІЯД.

25. Попередній звіт про виконання державної експертизи ЯРБ «Звіту з переоцінки безпеки дослідницького ядерного реактора ВВР-М ІЯД НАН України № ЗПБ.5-010-08/09» №09-09-4812/ДНТЦ ЯРБ. — К., 2009.

Надійшла до редакції 12.05.2009.

А. С. Костромин, А. М. Абдуллаев,
С. В. Марехин, С. Н. Слепцов

Национальный научный центр
«Харьковский физико-технический институт»,
НАН Украины, Центр проектирования активных зон

Анализ аварии с разрывом паропровода для реакторной установки ВВЭР-1000/В-320

Выполнен сравнительный анализ различных сценариев прохождения аварии с разрывом паропровода с целью определения наиболее представительного для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии ядерного топлива компании «Вестингауз» на энергоблоке № 3 Южно-Украинской АЭС.

А. С. Костромин, А. М. Абдуллаев, С. В. Марехин, С. М. Слепцов

Аналіз аварії з розривом паропроводу для реакторної установки ВВЕР-1000/В-320

Виконано порівняльний аналіз різних сценаріїв проходження аварії з розривом паропроводу з метою визначення найбільш представницького для обґрунтування безпеки завантаження та експлуатації перевантажувальної партії ядерного палива компанії «Вестингауз» на енергоблоці № 3 Южно-Української АЕС.

На энергоблоке № 3 Южно-Украинской АЭС в 21-ю топливную кампанию планируется использование перегрузочной партии, состоящей из тепловыделяющих сборок (ТВС) производства компании «Вестингауз». В ходе работ по обоснованию безопасности загрузки и эксплуатации данной перегрузочной партии выполнен анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий.

В группе исходных событий (ИС), приводящих к увеличению теплоотвода через второй контур, наиболее тяжелым (представительным) с точки зрения минимального запаса до кризиса теплоотдачи является ИС с гильотинным разрывом паропровода до быстродействующего запорного отсекающего клапана (БЗОК). Данное ИС характеризуется несимметричным захлаживанием активной зоны и локальным увеличением коэффициентов неравномерности энерговыделения, особенно при застревании наиболее эффективного кластера органа регулирования системы управления и защиты (ОР СУЗ) над сектором захлаживания. Для такой аварии опасность с точки зрения повреждения топлива представляет рост локальной мощности, которая в отдельных местах может существенно превосходить среднюю по активной зоне, тем более с учетом застрявшего ОР СУЗ. Рост локальной мощности может привести к снижению коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи (КЗКТ) ниже допустимого предела и повреждению топлива.

Представленные ранее для энергоблоков ВВЭР-1000 АЭС Украины расчетные анализы данного ИС [1, 2, 3] в качестве исходного состояния реакторной установки, как правило, использовали состояние «работа на мощности», а также предполагалось наложение обесточивания [1, 3]. Однако исходное состояние «горячий останов» характеризуется более высоким уровнем котловой воды в парогенераторах (ПГ) и отсутствием остаточного тепловыделения. Данные факторы создают более негативные предпосылки для протекания аварии с захлаживанием теплоносителя первого контура и определяют необходимость сравнительного анализа прохождения аварии при вышеуказанных исходных состояниях реакторной установки (РУ) ВВЭР-1000.

Кроме этого, проведенный анализ различных сценариев данной аварии для реакторов PWR [4] показал, что

Таблица 1. Перечень расчетных сценариев

№ п/п	Исходное состояние реакторной установки	Проектное отключение ГЦН при низком давлении в паропроводе	Наложение обесточивания энергоблока
1	Работа на мощности	Есть	Нет
2	Горячий останов	Есть	Нет
3	Работа на мощности	Нет	Нет
4	Горячий останов	Нет	Нет
5	Работа на мощности	Нет	Есть
6	Горячий останов	Нет	Есть

сценарий с исходным состоянием «горячий останов» является более лимитирующим по сравнению с состоянием «работа на мощности» с учетом наложения отказа на отключение главного циркуляционного насоса (ГЦН).

Таким образом, представляет интерес изучение влияния нахождение аварии исходного состояния РУ («работа на мощности» или «горячий останов»), отказа на отключение ГЦН при снижении давления в паропроводе и сценария с наложением обесточивания энергоблока. Перечень расчетных сценариев, исследованных в данной работе, приведен в табл. 1.

Целью выполненного сравнительного анализа является определение расчетного сценария, при котором достигается минимальная величина КЗКТ, который в дальнейшем определяется как наиболее представительный для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии.

1. Общая характеристика исходного события, начальные и граничные условия

Разрыв паропровода постулируется как аварийная ситуация с двухсторонним разрывом главного паропровода Ду 600 между парогенератором и отсечным клапаном (рис. 1, А).

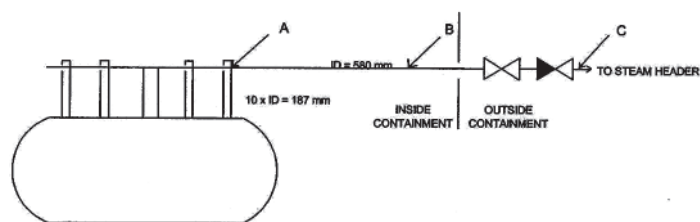


Рис. 1. Местоположение разрыва паропровода

При разрыве паропровода по совпадению сигналов: давление в паропроводе менее 50 кгс/см^2 (4,9 МПа); разность температур насыщения первого и второго контуров более $75 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура в горячей нитке циркуляционной петли более $200 \text{ }^\circ\text{C}$;

формируются сигнал «Защита САОЗ», приводящий к срабатыванию аварийной защиты (АЗ), и сигнал на закрытие БЗОК.

Проектом РУ предусмотрено отключение ГЦН аварийной петли и закрытие клапанов подачи основной и аварийной питательной воды в данный ПГ при перепаде давления на обратном клапане более 2 кгс/см^2 (0,2 МПа) или при совпадении следующих условий для аварийного ПГ:

давление в паропроводе ниже 45 кгс/см^2 (4,41 МПа);

разность температур насыщения первого и второго контуров более $75 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура в горячей нитке циркуляционной петли более $200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Вследствие разрыва паропровода увеличивается расход пара из аварийного парогенератора, что приводит к увеличению теплосъема данным парогенератором от теплоносителя первого контура. Это, в свою очередь, приводит к снижению температуры теплоносителя данной петли на входе в реактор. Из-за неполного перемешивания теплоносителя в напорной камере реактора возникает неоднородное распределение температур теплоносителя на входе

в активную зону. При захолаживании и соответственном увеличении плотности теплоносителя из-за отрицательных коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя и топлива увеличивается плотность нейтронного потока, возможны возврат в критическое состояние и увеличение мощности реактора.

В качестве начального рассматриваются два состояния реакторной установки: работа на мощности и горячий останов. Оба состояния соответствуют концу топливной кампании с характерными максимальными обратными связями (наиболее отрицательными коэффициентами реактивности по температуре теплоносителя и температуре топлива).

Начальные условия выбраны так, чтобы получить наиболее неблагоприятные последствия данного ИС по отношению к минимальному КЗКТ:

начальная мощность РУ с учетом точности определения и поддержания в состоянии «работа на мощности» — максимальная, для состояния «горячий останов» подкритичность остановленного реактора — минимальная;

давление в первом контуре — минимальное, во втором — максимальное;

расход теплоносителя — минимальный проектный для работы реактора на четырех петлях;

уровень теплоносителя в компенсаторе давления — минимальный в соответствии с [5, прил. 10.2];

уровень котловой воды в парогенераторах — максимальный, а температура питательной воды — минимальная.

Консервативно предполагалась нулевая концентрация борной кислоты. Использовались параметры точечной нейтронной кинетики реактора, консервативно выбранные по отношению к характерным значениям для состояний активной зоны на конец топливной кампании.

Для проведения расчетного анализа в качестве граничных условий для всех расчетных сценариев, за исключением отдельно оговоренных случаев, приняты следующие допущения и предположения:

действия оперативного персонала не учитывались;

консервативно предположено, что площадь разрыва равна $0,275 \text{ м}^2$, т. е. сумме площадей 10 труб отвода пара, каждая внутренним диаметром 187 мм. Так как не существует ограничителей потока на главных паропроводах, гильотинный разрыв в месте А на рис. 1 мог бы представлять эффективную площадь истечения размером в $0,275 \text{ м}^2$ для аварийного парогенератора. В местах В и С эффективная площадь истечения меньше ($0,264 \text{ м}^2$), даже если пренебречь уменьшением потока при прохождении через отсечной и обратный клапан при гильотинном разрыве в месте С. Для главного парового коллектора площадь поперечного сечения больше ($0,353 \text{ м}^2$), но до изоляции паропровода она распределяется между четырьмя парогенераторами, а после изоляции делится между парогенераторами, оставшимися неизолрованными. При этом у каждого максимальная площадь истечения ограничивается поперечным сечением главного паропровода ($0,264 \text{ м}^2$). С учетом вышесказанного, в анализе разрыв паропровода принимается в месте А. Кроме истечения из аварийного парогенератора предполагалось наличие истечения из остальных трех парогенераторов до момента отсечения с помощью БЗОК по причине двухстороннего разрыва паропровода. Работа обратных клапанов не учитывалась. Площадь разрыва, приходящаяся на каждый из трех парогенераторов, установлена равной $1/3$ площади поперечного сечения общего парового коллектора;

коэффициент истечения пара в течь принят максимальным согласно соотношению Moody для критического

потока и равным 1,0, потери на гидравлическое сопротивление не учитывались;

предположено застревание наиболее эффективного ОР СУЗ на верхнем концевом выключателе (ВКВ) над сектором захолаживания;

впрыск бора происходит при снижении давления первого контура до консервативно низкого значения 8,8 МПа (90 кгс/см²);

в качестве отказа, относящегося к работе системы аварийного охлаждения активной зоны (CAOЗ), предположена потеря одного канала CAOЗ при одном выведенном на обслуживание. Таким образом, из трех в работе остается только один канал CAOЗ;

предположен отказ в срабатывании отсечного клапана на паропроводе аварийной петли;

отсечение основной питательной воды происходит по сочетанию сигналов высокой разности температур насыщения первого и второго контуров и низкого давления в паропроводе, а также высокой температуры в горячей нитке петли. Консервативно выбрана задержка на отключение основной питательной воды (ПВ), равная 99 с;

принята подача аварийной ПВ с начала исходного события, что является консервативным допущением, так как не учитывается проектное время достижения полного расхода насосов аварийной питательной воды (АПЭН);

предположен отказ на отключение подачи аварийной ПВ по сочетанию сигналов низкого давления в паропроводе и высокой разности температур насыщения первого и второго контуров, а также высокой температуры в горячей нитке петли;

не рассматривались работа электронагревателей и системы впрыска в компенсатор давления, работа автоматического регулятора мощности, регулятора ограничения мощности и ускоренной разгрузки блока;

для всех расчетных сценариев, за исключением первого и второго, предполагается отказ на отключение ГЦН по совокупности сигналов «Давление в паропроводе < 45 кгс/см²», «Разность температур насыщения 1- и 2-го контуров > 75 °С» и «Температура теплоносителя 1-го контура > 200 °С». Для вариантов с наложением обесточивания отключение всех ГЦН происходит в момент возникновения ИС.

2. Компьютерные коды и расчетная модель

Анализ аварии с разрывом паропровода проводился по методологии компании «Вестингауз» [4] с использованием компьютерных кодов LOFTRAN, VIPRE-W и ANC-H.

Код LOFTRAN моделирует четырехпетлевую систему, состоящую из корпуса реактора, горячих и холодных ниток трубопроводов, парогенератора (со стороны трубчатки и корпуса) и компенсатора давления. При моделировании активной зоны используется точечное приближение нейтронной кинетики реактора с учетом 6 групп запаздывающих нейтронов и учетом эффектов реактивности замедлителя, топлива, бора и ПС СУЗ. При моделировании ПГ со стороны второго контура используется однородная насыщенная смесь. Моделирование работы ГЦН выполнено с использованием четырехквadrантных гомологических кривых. Также моделируются системы управления, защиты реактора и системы аварийного охлаждения реактора.

Многоканальный теплогидравлический код VIPRE-W реализован на основе метода ячеек и предназначен для расчета коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи, тем-

ператур топлива и оболочки, а также трехмерных полей скорости, давления и энтальпии для однофазного и двухфазного потока теплоносителя.

ANC-H представляет собой трехмерный нодальный код, используемый для нейтронно-физических расчетов активных зон реакторов с водой под давлением и гексагональными топливными сборками типа ВВЭР.

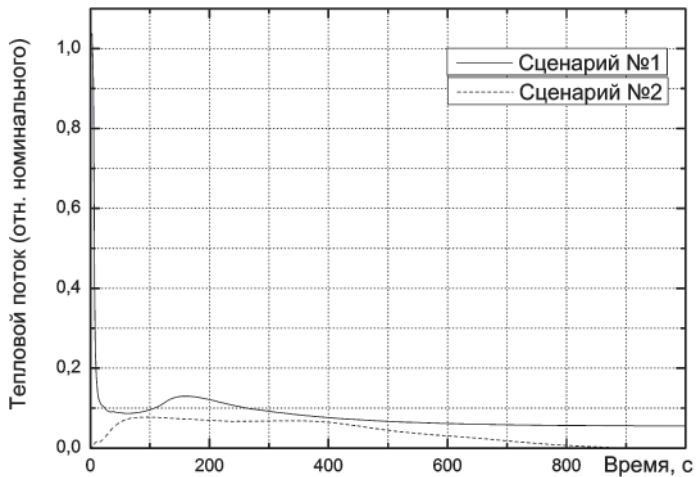
Методика анализа аварии с разрывом паропровода состоит из нескольких этапов. С помощью кода LOFTRAN рассчитываются значения параметров РУ (мощность, давление, расход, температура теплоносителя и др.) для стационарного состояния и их изменение в течение переходного процесса. Значения теплового потока в активной зоне, давления над активной зоной, реактивности, расхода и распределение температур теплоносителя на входе в активную зону для момента времени, соответствующего максимальному тепловому потоку в активной зоне, передаются в ANC-H для трехмерного расчета параметров активной зоны. В случае отличия значений мощностей РУ, рассчитанных в точечном и трехмерном приближении, производятся итерации кодами ANC-H и LOFTRAN с уточненными коэффициентами реактивности до получения удовлетворительного согласия. Рассчитанные коэффициенты неравномерности полей энерговыделений, давление, мощность РУ и распределение температур теплоносителя на входе в активную зону передаются далее для расчета кодом VIPRE-W минимального запаса до кризиса теплоотдачи. При расчете КЗКТ в горячем канале ТВС использовалась W-3 корреляция [4]. Корреляционный предел W-3 корреляции равен 1,3 для давления выше 6,9 МПа и 1,45 для давления ниже 6,9 МПа [4].

В расчетах использовались теплогидравлическая и нейтронно-физическая модели реакторной установки с реактором ВВЭР-1000/В-320, состоящие из входных данных и моделей, реализованных в соответствующих компьютерных кодах. При составлении входных данных для выполнения расчетов использовалась информация, представленная в технической документации энергоблока № 3 Южно-Украинской АЭС и энергоблоков, имеющих идентичное оборудование [1, 5, 6, 7].

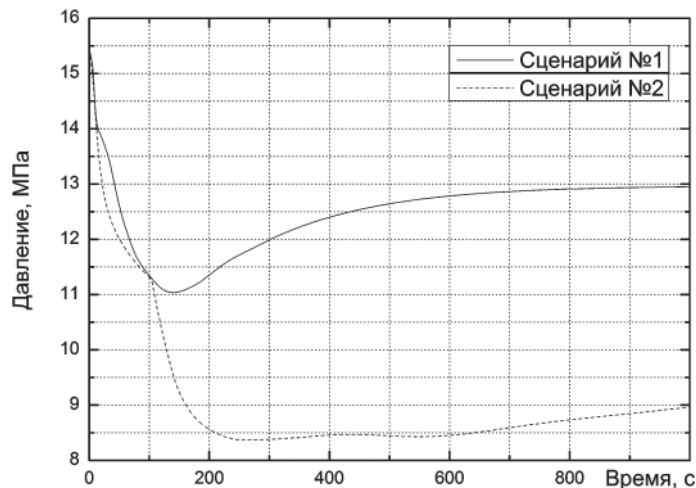
3. Результаты анализа

В данной работе было проанализировано шесть расчетных сценариев, разделенных на три группы. В первой группе (варианты 1 и 2) рассматривалось прохождение аварии для исходных состояний РУ «работа на мощности» и «горячий останов» с проектным срабатыванием систем безопасности (учитывая допущения, изложенные в разделе 1 статьи), при котором не предполагалось наложение обесточивания. Во второй группе (варианты 3 и 4) исследовалось влияние отказа на отключение ГЦН (как аварийной, так и неаварийных петель) при достижении низкого давления в паропроводе. В третьей группе (варианты 5 и 6) предполагалось обесточивание энергоблока в момент возникновения исходного события.

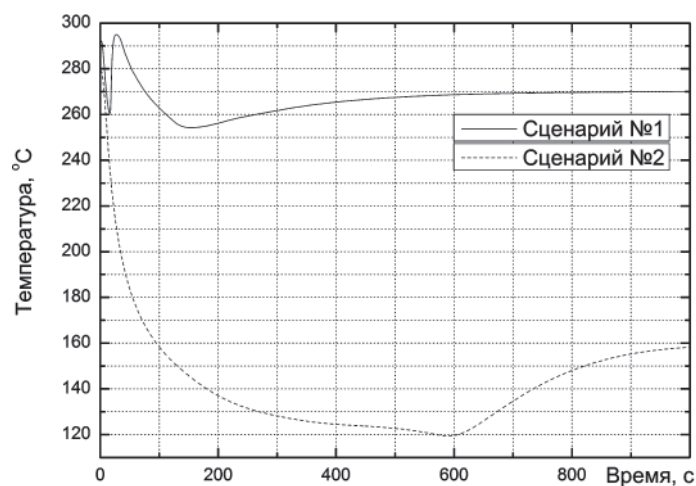
В вариантах 1 и 2 при снижении давления в аварийном парогенераторе происходит отключение ГЦН аварийной петли, а также закрытие клапанов подачи в аварийный парогенератор основной и аварийной питательной воды. Закрытие отсечных клапанов предотвращает истечение пара только из неаварийных парогенераторов. В расчете предполагается консервативно малая степень перемешивания теплоносителя аварийной петли с соседними петлями на входе в активную зону. Данное, а также приведенные в разделе 1



а



б



в

Рис. 2. Разрыв паропровода до БЗОК, проектное отключение ГЦН, сценарии 1 и 2:

а — средний по активной зоне тепловой поток; *б* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

статьи допущения и предположения в сочетании с застреванием наиболее эффективного ОР СУЗ над сектором захлаживания обуславливают возврат в критическое состояние и увеличение мощности РУ.

В сценарии варианта 1 АЗ срабатывает по низкому давлению в паропроводе в сочетании с сигналами, указанными в разделе 1. В состоянии «горячий останов» данные сигналы проходят, однако срабатывания АЗ не происходит, так как все ОР СУЗ, за исключением наиболее эффективного, находятся на нижнем концевом выключателе (НКВ). В обоих вариантах захлаживание теплоносителя в аварийной петле приводит к возврату РУ в критическое состояние и увеличению мощности (рис. 2, *а*). В дальнейшем происходит уменьшение расхода пара в разрыв и снижение мощности. Характерной особенностью аварии с разрывом паропровода являются высокие значения коэффициентов неравномерности энерговыделения ($k_r \approx 11$).

В первом расчетном сценарии впрыска бора не происходит по причине высокого давления первого контура. Во втором сценарии бор подается после 300-й секунды переходного процесса, его подача не влияет на значение минимального КЗКТ.

В расчетном сценарии 2 давление в парогенераторах неаварийных петель снижается с большей скоростью, чем в сценарии 1, что приводит к отключению оставшихся в работе ГЦН. Из-за отключения ГЦН снижается скорость теплоотбора от первого контура и истечение пара в разрыв происходит с небольшим расходом на протяжении длительного времени.

Для сценариев 1 и 2, а также для представленных далее, выполнен расчет минимального коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи (КЗКТ):

№ сценария	1	2	3	4	5	6
Минимальный КЗКТ	3,42	4,91	3,24	2,05	6,21	4,77

Показано, что повторное увеличение мощности не приводит к возникновению кризиса теплоотдачи. Необходимо отметить, что для исходного состояния РУ «работа на мощности» КЗКТ в ходе всего переходного процесса превышает значение для начального момента времени несмотря на снижение при увеличении мощности. Строго говоря, минимум достигается в $t = 1,5$ с, незначительно отличаясь от исходного значения, однако выше приведено минимальное значение, получаемое после возвращения РУ в критическое состояние. Для варианта 2 отключение всех ГЦН на первых секундах процесса обуславливает высокое значение минимального КЗКТ.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 1 и 2 показаны на рис. 2, *а–в*.

В третьем и четвертом расчетных сценариях (см. табл. 1) рассматривалось прохождение аварии с наложением отказа на отключение ГЦН (как в аварийной, так и в неаварийных петлях) при снижении давления в паропроводе. Данное предположение в сочетании с застреванием наиболее эффективного ОР СУЗ над сектором захлаживания является ключевым в методологии компании «Вестингауз», что приводит к наибольшему росту мощности (рис. 3).

Сравнительный анализ показывает, что для сценария 3 рост мощности происходит более быстрыми темпами, чем в сценарии 1, и достигается большее значение повторной мощности. Для сценария 4 («горячий останов») получено максимальное значение мощности, а также показано, что

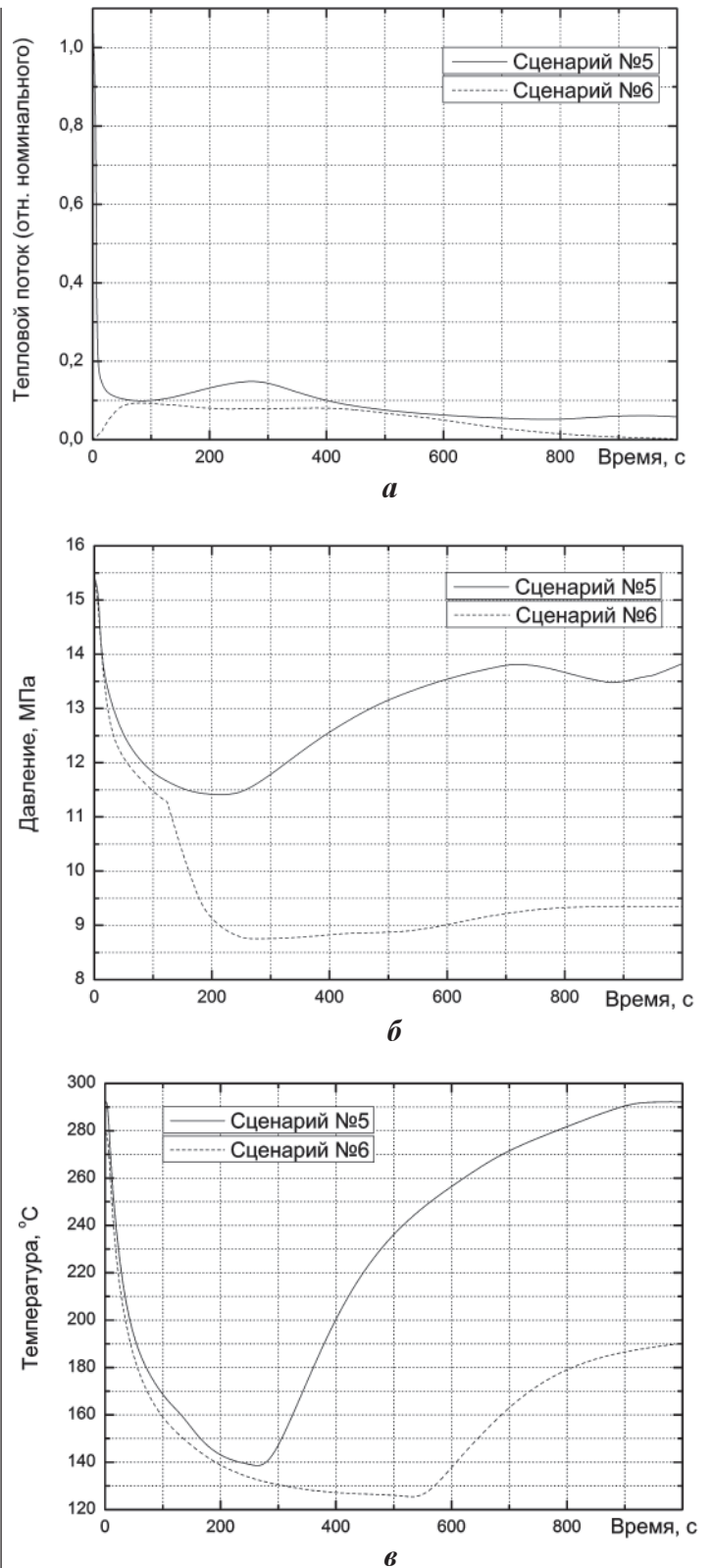
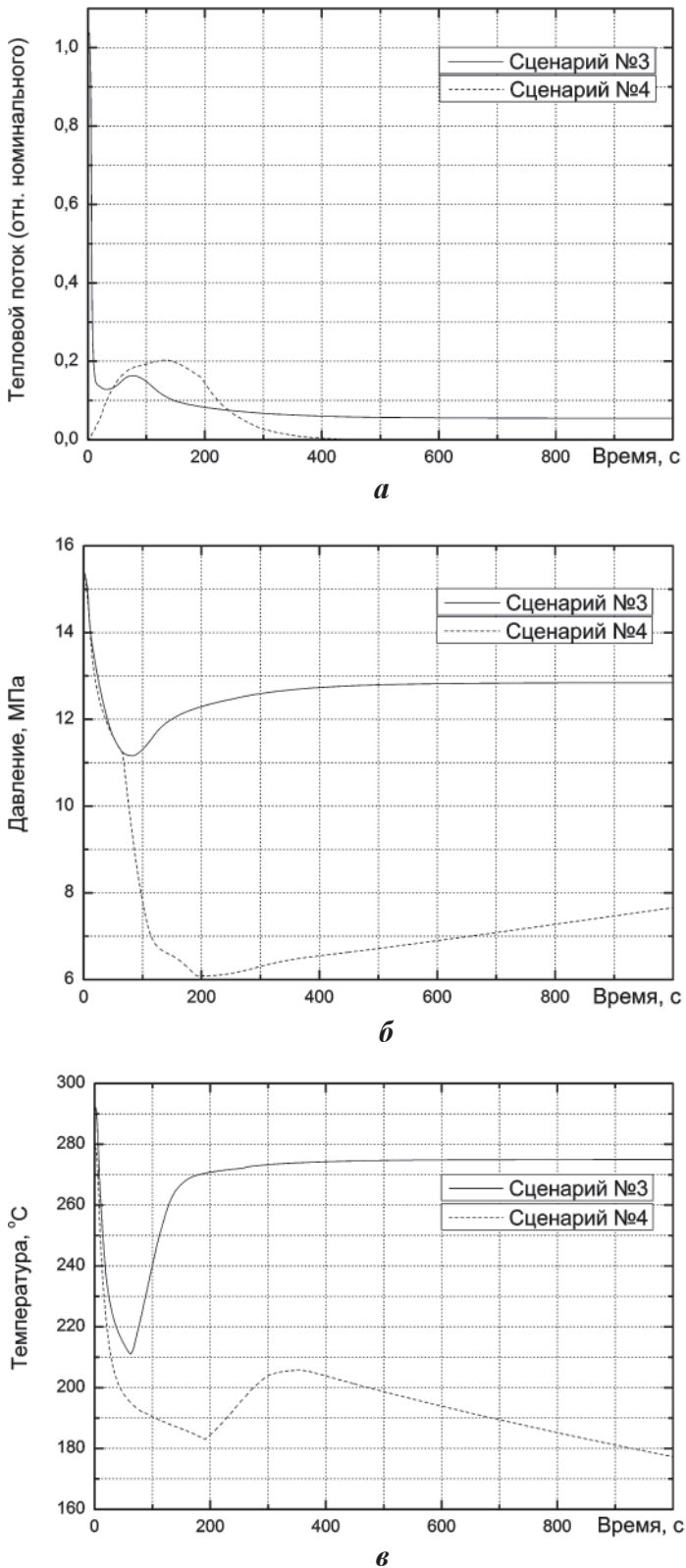


Рис. 3. Разрыв паропровода до БЗОК, отказ на отключение ГЦН, сценарии 3 и 4:

a — средний по активной зоне тепловой поток; *b* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

Рис. 4. Разрыв паропровода до БЗОК, обесточивание энергоблока, сценарии 5 и 6:

a — средний по активной зоне тепловой поток; *b* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

имеет место более длительное и интенсивное захлаживание по сравнению с предыдущими сценариями. Таким образом, отказ на отключение ГЦН создает предпосылки для существенно худших последствий аварии с разрывом паропровода.

Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи при повторном возврате на мощность для сценария 3 превышает КЗКТ для сценария 4 (см. выше), который, в свою очередь, меньше значения для сценария 2. Результаты расчета для исходного состояния «горячий останков» с отказом на отключение ГЦН показывают, что данный сценарий характеризуется длительным снижением КЗКТ, в ходе которого достигается наименьшее из всех рассмотренных сценариев значение.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 3 и 4 показаны на рис. 3, а–в.

Представляет интерес также исследование влияния наложения обесточивания энергоблока на прохождение данной аварии. В расчетных сценариях 5 и 6 рассматривалось прохождение аварии с наложением обесточивания энергоблока в момент возникновения исходного события.

Вследствие отключения всех ГЦН оба сценария характеризуются малым расходом в течь, что в случае исходного состояния «работа на мощности» приводит к медленному росту мощности, который не превышает 5 % (рис. 4, а). В случае нахождения РУ в состоянии «горячий останков» (сценарий б) прохождение аварии аналогично сценарию 2.

Расчет минимального коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи показывает (см. с. 29), что для сценария на полной мощности достигается его максимальное значение из всех рассмотренных сценариев. Для сценария б величина КЗКТ близка значению для сценария 2. Таким образом, показано, что сценарии с наложением обесточивания менее консервативны по сравнению со сценариями с наложением отказа на отключение ГЦН.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 5 и 6 показаны на рис. 4, а–в.

Заключение

Сравнительный анализ расчетных сценариев 1–6 (см. табл. 1) прохождения аварии с разрывом паропровода показал, что наиболее консервативным является сценарий 4,

при котором РУ изначально находится в состоянии «горячий останков» и предполагается отказ на отключение ГЦН по сигналу низкого давления в паропроводе. Для данного варианта получено минимальное значение коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи, равное 2,05.

Таким образом, расчетный сценарий 4 выбран как наиболее представительный для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии.

Список литературы

1. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС. Энергоблок № 3 ЮУАЭС. — ХНИИПКИ «Энергопроект», 1991.
2. ОП «Хмельницкая АЭС» НАЭК «Энергоатом». Окончательный отчет по анализу безопасности. Материалы главы 15 «Анализ проектных аварий». 43-923.203.254.ОБ.15.02.01. — Ред. 1. — ОАО Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Энергопроект», 2005.
3. Реакторная установка В-320. Техническое описание и информация по безопасности. 320.00.00.00.000.Д61, Глава 31 «Обоснование безопасной эксплуатации реакторной установки В-320 с активной зоной с тепловыделяющими сборками альтернативными на энергоблоках АЭС Украины и Болгарии» (с извещением об изменении № 320.3590). — ОКБ «Гидропресс», 2003.
4. WCAP-9226-P-A, “Reactor Core response to Excessive Secondary Steam Releases”, Revision 1, Westinghouse Electric Company, 1998.
5. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 3 ЮУАЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320). РГ.3.3810.0009. — Южноукраинск, 2004.
6. Проект углубленного анализа безопасности энергоблока № 5 ЗАЭС. База данных по ядерной паропроизводящей установке. 10044DL12R. — НАЭК «Энергоатом», ОП Запорожская АЭС, 2000.
7. Технический отчет по теме «Подготовка базы данных по характеристикам систем и оборудования энергоблока № 3 ЮУАЭС для выполнения анализа НЭ, ННЭ и ПА для активной зоны, содержащей ТВС-W/W2», 12-3-068. — Ред. 0. — ЦПАЗ, 2008.

Надійшла до редакції 21.05.2009.

И. М. Прохорец, С. И. Прохорец,
Е. В. Рудычев, Д. В. Федорченко,
М. А. Хажмурадов

Национальный научный центр
«Харьковский физико-технический институт» НАН Украины

Исследование ядерной безопасности объектов методом Монте-Карло

Представлены результаты исследования безопасности объектов, которые состоят из тепловыделяющих сборок реактора ВВЭР-1000 в транспортном контейнере и мишенного устройства нейтронного источника, управляемого ускорителем электронов. Методика исследований — математическое моделирование с использованием программных кодов MCNP4C и MCNPX.

І. М. Прохорец, С. І. Прохорец, Є. В. Рудичев, Д. В. Федорченко, М. А. Хажмурадов

Дослідження ядерної безпеки об'єктів методом Монте-Карло

Надано результати дослідження безпеки об'єктів, що складаються з тепловидільних збірок реактора ВВЕР-1000 в транспортному контейнері та мішенного пристрою джерела нейтронів, керованого прискорювачем електронів. Методика досліджень — математичне моделювання з використанням програмних кодів MCNP4C та MCNPX.

Украина является развитым в промышленном отношении государством, в котором широко используется атомная энергия для производства электроэнергии. Принимая во внимание принятую энергетическую стратегию Украины до 2030 года, в Украине ожидается появление новых объектов с ядерной и радиационной опасностью.

При эксплуатации АЭС образуются отработанное ядерное топливо в виде тепловыделяющих сборок и радиоактивные отходы. Радиоактивные отходы АЭС — это активированные радиоизотопы конструкционных материалов, замедлителя, охладителя и т. д. Радиоактивные материалы образуются не только в результате работы АЭС, но и в результате применения радиационных технологий в промышленности и научных исследованиях. Источником опасного излучения может стать ядерное топливо, отработанное в мишенном устройстве, управляемом ускорителем заряженных частиц. Отработанное ядерное топливо и радиоактивные отходы подлежат долговременному хранению или захоронению. Коренным отличием хранилищ от захоронений можно считать возможность использования находящихся в них материалов спустя длительное время. Свежее ядерное топливо, поставляемое на площадку АЭС, также является объектом ядерной опасности как в транспортном устройстве, так и в процессе хранения. Кроме того, ядерную и радиационную опасность представляют остатки ядерного топлива после аварии на Чернобыльской АЭС.

Из неполного перечня объектов с ядерной и радиационной опасностью вытекает актуальность и цель исследований — определение безопасности объектов с делящимися веществами. В работе приведены результаты исследований безопасности объектов, состоящих из тепловыделяющих сборок реактора ВВЭР-1000 в транспортном контейнере и мишенного устройства нейтронного источника, управляемого ускорителем электронов.

Методика исследования названных выше объектов — математическое моделирование с использованием программных кодов MCNP4C и MCNPX.

Оценка ядерной опасности объектов с делящимися веществами. Ядерную опасность любого объекта можно характеризовать коэффициентом размножения нейтронов — отношением нейтронов в последующем поколении к нейтронам в предыдущем. Если K_{eff} — коэффициент размножения нейтронов в одном поколении, то количество нейтронов в единице объема моделируемого объекта, в качестве которого можно рассматривать ядерный реактор, сборку с тепловыделяющими элементами, гомогенный объем с делящимся материалом и т. д., растет в геометрической прогрессии и стремится к предельному значению $N = n_0 / (1 - K_{eff})$, где n_0 — начальное количество нейтронов.

Для подкритических, другими словами, безопасных систем, $K_{eff} < 1$, что свидетельствует о том, что реакция деления прекращается со временем. Если число нейтронов деления, возникающих в одном поколении, равно числу нейтронов в предыдущем, система находится в критическом состоянии с $K_{eff} = 1$.

Для определения K_{eff} необходимо знать среднее число нейтронов деления, возникающих в одном поколении, относительно одного захваченного нейтрона. Под поколением нейтронов понимают жизнь нейтрона от его рождения в процессе деления до его смерти в результате паразитного захвата, поглощения или выхода из моделируемого

объема. Наиболее известными программными кодами, в которых заложена возможность определения K_{eff} , являются коды SCALE [1], MCNP4C [2], MCNPX [3]. В коде MCNP, который использовался авторами для создания программы расчета K_{eff} , эквивалентом генерации нейтронов деления является цикл (K_{eff} cycle). Для этого все нейтроны деления отслеживают в каждом цикле, чтобы определить источник нейтронов для следующего цикла. Для расчета K_{eff} в MCNP используются последовательные циклы, поэтому источник нейтронов изменяется в каждом цикле. Кроме этого, начальный источник нейтронов деления может быть задан в виде равномерно распределенных в объеме точек или файлом с ранее полученными с помощью MCNP данными. Энергия частиц первоначального источника берется из спектра Ватта, если не указано другое энергетическое распределение. В MCNP K_{eff} находится из интегрального транспортного уравнения Больцмана, которое фиксирует скорость рождения и убыль нейтронов в результате упругих и неупругих взаимодействий.

Ниже приводятся примеры расчетов K_{eff} для разных объектов с использованием метода математического моделирования на основе программного кода MCNP.

Расчет коэффициента размножения нейтронов для однородной подкритической сборки. Результаты расчета K_{eff} подкритической сборки с однородным ядерным делящимся материалом приведены в табл. 1 и 2.

При моделировании такой сборки предполагалось, что она имеет высоту H , диаметр D и заполнена UO_2 в алюминиевой матрице, а точечный источник нейтронов, характеризующийся спектром Ватта, расположен в ее центре. В работе выполнены расчеты для подкритической сборки со слабым обогащением ^{235}U (LEU) на уровне 20 % и с большим процентом обогащения ^{235}U (HEU) на уровне 90 %. Сборка с таким ядерным материалом окружена замедлителем-отражателем из бериллия.

Параметры подкритической сборки с элементами типа WWR-2М. Топливные элементы типа WWR-2М входят в подкритическую ядерную сборку, предложенную амери-

Таблица 1. Параметры подкритической сборки с LEU

Параметры	LEU			UO_2
	2,0	3,0	7,0	
Плотность U, г/см ³	2,0	3,0	7,0	
K_{eff}	0,9769	0,9753	0,9741	0,9779
Поток нейтронов, н/см ²	8,78e-4	1,08e-3	3,67e-4	1,07e-3
H/D	1,286	1,186	1,56	1

Таблица 2. Параметры подкритической сборки с HEU

Параметры	HEU						UO_2
	1,0	2,0	4,0	5,0	7,0	9,0	
Плотность U, г/см ³	1,0	2,0	4,0	5,0	7,0	9,0	
K_{eff}	0,9759	0,9799	0,9756	0,9771	0,9766	0,9763	0,9741
Поток нейтронов, н/см ²	1,47e-3	1,13e-3	5,76e-4	3,46e-4	6,41e-4	3,97e-4	5,06e-4
H/D	1	1	1	1	0,815	0,815	0,778

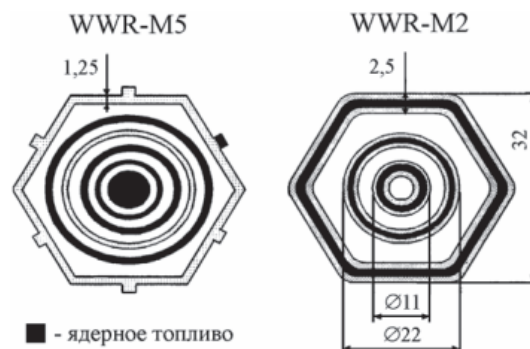


Рис. 1. Поперечные сечения топливных сборок WWR-M

канскими специалистами для источника нейтронов в НИЦ ХФТИ, который управляется ускорителем электронов. Данный топливный элемент был создан в Советском Союзе в конце 1950-х годов, прошел многолетние испытания и модернизацию и сейчас поставляется за границу. Он используется в Венгрии, Вьетнаме, Украине и России (Институт ядерной физики в Санкт-Петербурге).

Поперечное сечение топливных элементов типа WWR показано на рис. 1. Характеристики серийных топливных сборок с элементами WWR-M2 и WWR-M5 приведены в табл. 3.

На рис. 2 показан один из поперечных разрезов сборки с 24 топливными элементами WWR-M2, замедлителем — водой и отражателем — графитом.

Результаты расчетов коэффициента размножения нейтронов в таких сборках с 24, 27 и 30 топливными элементами представлены в табл. 4. Они совпадают с данными,

Таблица 3. Сравнительные характеристики серийных топливных сборок

Параметр	WWR-M2 (серийная)	WWR-M2 LEU	WWR-M5 HEU (серийная)
Обогащение, %	36	19,75	90
Масса ^{235}U в топливном элементе, г	32,4	41,7	66
Толщина топливного элемента, мм	2,5	2,5	1,25
Плотность урана в элементе, г/см ³	1,4	2,5	1,21
Толщина оболочки, мм	0,9	0,72	0,43
Топливо	U+A1	UO ₂ +Al	UO ₂ +Al
Концентрация ^{235}U , г/л	61	79	125

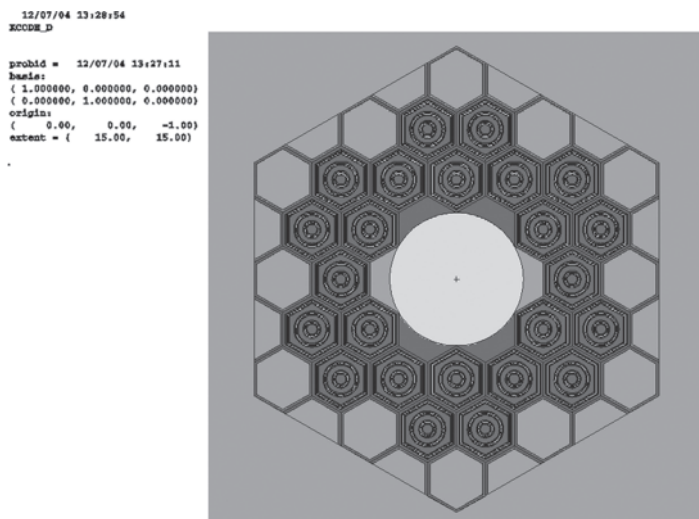


Рис. 2. Сборка с 24 топливными элементами WWR-M2 (поперечный разрез)

Таблица 4. Параметры сборки с топливными элементами WWR-2M

Количество сборок	24	27	27	30	30
K_{eff}	0,97636	0,99476	0,97664	1,00796	0,97129
H/D	1,30	1,30	1,36	1,30	1,43

представленными на научно-техническом семинаре американско-украинской группы в ННЦ ХФТИ в 2005 г.

Так, по данным американских физиков, для сборки с 24 элементами $K_{eff} = 0,9612$, для сборки с 27 элементами $K_{eff} = 0,9913$. По расчетам нашей группы для сборки с 24 элементами $K_{eff} = 0,97636$, для сборки с 27 элементами $K_{eff} = 0,99476$.

Результаты расчета коэффициента размножения нейтронов в транспортном контейнере с тепловыделяющими элементами. В табл. 5 приведены результаты расчета K_{eff} в объектах, состоящих из тепловыделяющих сборок реактора ВВЭР-1000 в транспортном контейнере, в котором они поставляются на площадку АЭС [4].

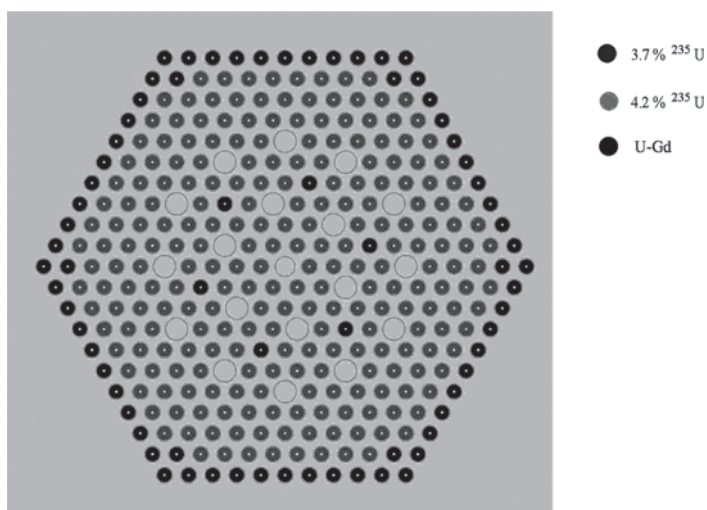


Рис. 3. Поперечное сечение сборки

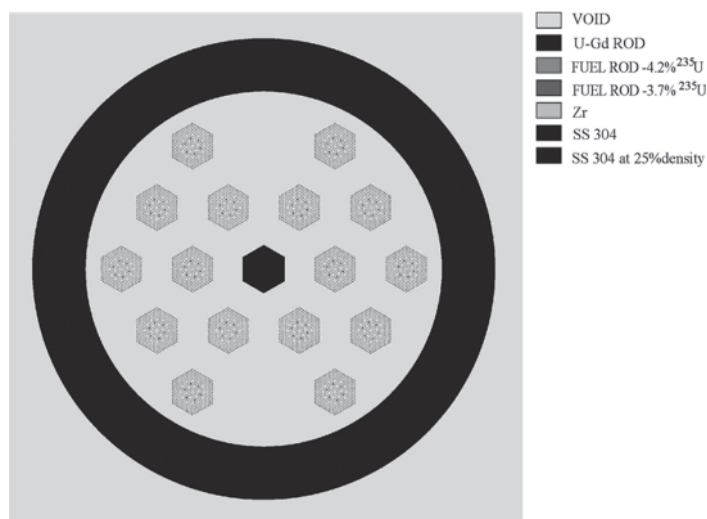


Рис. 4. Поперечное сечение транспортного устройства с 16 свежими тепловыделяющими сборками

Тепловыделяющая сборка представляет собой в разрезе шестигранник, содержащий 331 стержень. Длина сборки 457 см. В каждой сборке смонтировано 312 топливных элементов, 18 контрольных стержней и один монтажный. Каждый тепловыделяющий элемент имеет форму цилиндра, оболочку из циркония и заполнен топливом с внутренним и внешним диаметром 0,15 и 0,755 см соответственно. Высота активной зоны топливного элемента составляет 353 см.

Тепловыделяющая сборка состоит из тепловыделяющих элементов с обогащением 3,7 % и 4,2 %. Контрольные стержни состоят из урана-235 с обогащением 3,6 % по массе. Гадолиний в этих стержнях находится в виде Gd_2O_3 и составляет 4 % массы топлива в стержне.

Поперечное сечение тепловыделяющей сборки реактора ВВЭР-1000 представлено на рис. 3, а ее геометрические параметры таковы:

Топливные элементы:

- количество топливных элементов 312
- количество контрольных стержней 18
- количество монтажных стержней 1
- шаг решетки, см 1,275
- внутренний диаметр таблетки, см 0,15
- внешний диаметр таблетки, см 0,755
- внешний диаметр оболочки, см 0,772
- внутренний диаметр оболочки, см 0,910
- материал оболочки Zr
- высота топлива, см 353,0

Контрольные стержни:

- внутренний диаметр, см 1,090
- внешний диаметр, см 1,265
- Материал Zr

Центральная монтажная трубка:

- внутренний диаметр, см 0,960
- внешний диаметр, см 1,125
- материал Zr

Размер сборки (шаг элементов), см 23,6

На рис. 4 показано поперечное сечение транспортного устройства с 16 свежими тепловыделяющими сборками. Транспортное устройство имеет внутренний диаметр 200 см

Таблица 5. Результаты моделирования ТВС

Описание	SCALE		MCNPX	
	K_{eff}	σ	K_{eff}	σ
Одна ТВС в транспортном устройстве; вода с естественной плотностью в транспортном устройстве и в ТВС	0,8488	0,0008	0,8722	0,0013
Одна ТВС в транспортном устройстве; вода с пониженной плотностью ($0,2 \text{ г/см}^3$) в транспортном устройстве и в ТВС	0,3872	0,0006	0,40175	0,0011
16 ТВС в транспортном устройстве; без воды	0,2805	0,0002	0,2798	0,00036
16 ТВС в транспортном устройстве; вода (1 г/см^3) в транспортном устройстве и в ТВС	0,8704	0,0007	0,90566	0,00098
16 ТВС в транспортном устройстве; вода с пониженной плотностью ($0,2 \text{ г/см}^3$) в транспортном устройстве и в ТВС	0,9342	0,0007	0,9734	0,00109
16 ТВС в транспортном устройстве; вода с пониженной плотностью ($0,1 \text{ г/см}^3$) в транспортном устройстве и в ТВС	0,8903	0,0007	0,8873	0,00127

и толщину стенок 30 см. Детали сетки, поддерживающей тепловыделяющие сборки, не показаны на рисунке. Расстояние между центрами тепловыделяющихборок, измеренное между плоскими гранями двух соседнихборок, составляет 40 см. Транспортное устройство расположено вертикально на бетонном полу. Толщина дна транспортного устройства из нержавеющей стали — 30 см, его высота — 567 см.

Выводы

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

математические программы, созданные на основе кодов MCNP4C и MCNPX, позволяют рассчитывать ядерную безопасность простых и сложных объектов с делящимися веществами;

программы, созданные на основе кодов SCALE и MCNPX для расчета коэффициента размножения нейтронов в тепловыделяющих сборках реактора типа ВВЭР-1000, дают почти одинаковые результаты для рассмотренных случаев;

результаты, полученные по программам на основе кодов SCALE [1, 4] и MCNP [2, 3] для расчета коэффициента размножения нейтронов в тепловыделяющих сборках реактора типа ВВЭР-1000, расположенных в транспортном устройстве, свидетельствуют о его ядерной безопасности.

Практическая ценность работы заключается в том, что на основе принятого мировым сообществом кода MCNP разработаны математические программы для расчета характеристик опасных объектов с делящимися материалами.

Список литературы

1. SCALE. A Modular Code System for Licensing Evaluation. NUREG / CR-0200. — Vols. 1,2,3. — May 2000.
2. MCNP4C. A General Monte-Carlo N-Particle Transport Code. Version 4C // Ed. Briesmeister J.F. — 2000.
3. MCNPX 2.4-0. RSICC Computer Code Collection. Monte-Carlo N-Particle Transport Code System for Multiparticle and High Energy Applications / CCC-715. — 2002.
4. Goluoglu S. Criticality Calculation of Fresh LEU and MOX Assemblies for Transport and Storage at the Balakovo Nuclear Power Plant. ORNL / TM-2000/286. — P. 52.

Надійшла до редакції 03.03.2009.

С. Ю. Саенко, Ж. С. Ажажа,
Г. А. Холомеев, А. В. Пилипенко,
С. В. Габелков, Р. В. Тарасов

Национальный научный центр
«Харьковский физико-технический институт» НАН Украины

Капсулирование горячим изостатическим прессованием поврежденных ТВЭЛОВ: технологический подход и макетные эксперименты

Представлены основные результаты макетных исследований и экспериментальной отработки метода горячего изостатического прессования для получения длинномерной не искривленной защитной капсулы, содержащей отработавшую ТВС или поврежденные ТВЭЛЫ РБМК внутри коррозионно- и радиационно-стойкой монолитной толстостенной стеклокерамической оболочки.

С. Ю. Саенко, Ж. С. Ажажа, Г. О. Холомеев, О. В. Пилипенко, С. В. Габелков, Р. В. Тарасов

Капсулювання гарячим ізостатичним пресуванням пошкоджених твєлів: технологічний підхід та макетні експерименти

Представлено основні результати макетних досліджень і експериментального опрацювання методу гарячого ізостатичного пресування для отримання довгомірної не скривленої захисної капсули, що містить відпрацьовану ТВЗ або пошкоджені твєли РБМК усередині корозійно- і радіаційно-стійкої монолітної товстостінної склокерамічної оболонки.

Решение проблемы обращения с постоянно возрастающим количеством отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) актуально для всех развивающихся атомную энергетику стран. В Украине эта проблема в значительной степени обострена наличием сотен тонн специфических РАО в виде высокоактивных топливосодержащих материалов четвертого блока Чернобыльской АЭС, подлежащих, в конечном счете, имобилизации и геологическому захоронению. К одним из видов таких РАО относятся твэлы РБМК, существенно поврежденные и деформированные в результате аварии.

Известно, что одним из наиболее проработанных в мировой практике подходов к проблеме изоляции ОЯТ в настоящее время является шведский вариант капсулирования отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) в целом виде или отдельных их частей для дальнейшего окончательного захоронения в глубинные геологические формации. Этот подход предусматривает использование технологии горячего изостатического прессования (ГИП) для получения сплошной толстостенной медной оболочки, окружающей радиоактивные отходы (в данном случае — отработавшие топливные сборки) [1].

Исследования по разработке подобной технологии проводятся в ННЦ ХФТИ НАН Украины. Газостатические установки используются в качестве основного оборудования для отработки технологических приемов капсулирования РАО и элементов ОЯТ методом ГИП [2, 3].

Для кондиционирования поврежденных твэлов РБМК использование стандартных контейнеров хранения затруднено, и целесообразно рассмотреть способ их герметизации в защитные толстостенные капсулы с использованием способа горячего изостатического прессования. При этом капсулированию могут быть подвергнуты поврежденные твэлы как полной длины, так и порезанные на отдельные фрагменты. Для ограничения образования вторичных радиоактивных отходов количество порезов, естественно, должно быть минимальным.

Цель настоящей работы — расчетно-макетные исследования влияния конструкции прессуемого изделия и режимов горячего изостатического прессования на формоизменение длинномерной капсулы, содержащей отработавшую ТВС РБМК или отдельные поврежденные твэлы внутри коррозионно- и радиационно-стойкой монолитной толстостенной керамической оболочки для получения прессуемого изделия правильной (близкой к цилиндрической) формы.

Технологическое оборудование. Схема реализации разрабатываемого метода капсулирования отработавших твэлов или ОТВС представлена на рис. 1.

Отработавшая ТВС РБМК длиной около 3,6 м или отдельные твэлы вначале вставляются во внутреннюю капсулу из коррозионно-стойкой стали, засыпаются керамическим порошком и герметизируются. Далее эта капсула помещается внутрь барьерного слоя, сформированного предварительно спеченными керамическими втулками и торцевыми заглушками, загруженными в наружную капсулу из коррозионно-стойкой стали. После дегазации и герметизации полученная многослойная капсула подвергается изостатическому прессованию, параметры которого зависят от свойств барьерного материала. Такой подход обеспечивает:

получение монолитной толстостенной оболочки, охватывающей радиоактивные материалы, которая обладает высокой коррозионной и радиационной стойкостью;

предотвращение выхода из облученного топлива газообразных, летучих и подвижных радионуклидов в материал барьерного слоя благодаря наличию внутренней герметичной капсулы из коррозионно-стойкой стали;

возможность хранения поврежденных твэлов в капсулированном виде на открытой площадке, а также последующего их геологического захоронения без перегрузки.

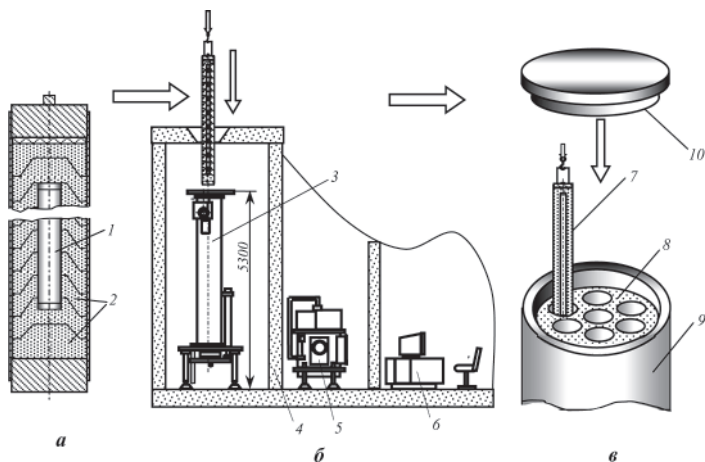


Рис. 1. Схема процесса капсулирования поврежденных твэлов:

- а — защитная капсула, подготовленная для капсулирования;
- б — компоновка газостатической установки;
- в — загрузка кондиционированных твэлов в контейнер;
- 1 — внутренняя металлическая капсула с поврежденными твэлами;
- 2 — стеклокерамические заготовки для создания барьерного слоя;
- 3 — газостат; 4 — защитный бокс; 5 — термокомпрессор;
- 6 — блок питания и пульт управления; 7 — капсула после ГИП;
- 8 — бетонный наполнитель контейнера; 9 — металлический корпус;
- 10 — крышка контейнера

Для создания специального газостатического оборудования разработана конструкторская документация на серию лабораторных и промышленных газостатических установок типа ГАУС [4]. Лабораторные установки ГАУС-4 на максимальное давление 400 МПа, рабочую температуру до 2000 °С, с диаметром рабочей зоны 35 мм, высотой 150 мм эксплуатируются в ННЦ ХФТИ (г. Харьков, Украина) и в НПО «Радиовый институт» (г. Санкт-Петербург, РФ). Их составными частями являются газостат, лабораторный криогенный термокомпрессор КРИТ-4Л на давление до 500 МПа, система питания и управления.

Выполнен комплекс работ по исследованию и разработке метода горячего изостатического прессования для изоляции одной отработавшей ТВС РБМК в толстостенную капсулу с барьерным слоем из стеклокерамического материала, для изготовления которого использованы порошковые смеси, приготовленные размолом гранита и каолина [5, 6].

Реализация на практике предложенного подхода возможна только при использовании специальных длинномерных газостатических установок. Поэтому разработан проект, проведены теплофизические расчеты, прочностное обоснование надежности и создана конструкторская документация на газостатическую установку для капсулирования отработавших ТВС РБМК. Разработанная установка включает в себя газостат на рабочее давление до 100 МПа, термокомпрессор, баллонную станцию, систему питания и управления, систему загрузки и выгрузки капсулы (рис. 1, б). Корпус газостата, который герметизируется резьбовыми торцевыми затворами, представляет собой одно-

слойный полый цилиндр наружным диаметром 440 мм с толщиной стенки 40 мм. Внутри корпуса расположена шестизонная электропечь сопротивления с рабочим пространством диаметром 220 мм, высотой 4150 мм, максимальной мощностью 75 кВт и рабочей температурой до 1250 °С. В качестве конструкционного материала основных силовых деталей установки выбрана мартенситно-старящая сталь 03Х9К14Н6МЗД (ЭП-921), в которой благоприятно сочетаются высокие прочностные свойства с достаточными вязкостью и пластичностью; эта сталь также обладает высокими характеристиками сопротивления усталостному разрушению. Минимальный расчетный ресурс корпуса газостата при интенсивности работы 200 циклов в год составляет порядка 40 лет, торцевого затвора — 17,5 года.

Основные результаты исследований и их обсуждение. Для капсулирования отработавших твэлов с использованием метода горячего изостатического прессования исследованы стеклокерамические материалы алюмосиликатного состава, полученные из природных горных пород на основе трех исходных порошковых композиций (здесь и далее в процентах массы): 70 % гранита + 30 % каолина, 15 % гранита + 85 % каолина, 15 % альбитита + 85 % каолина [6]. Структура всех исследованных материалов характеризуется наличием стекловидной фазы в количестве 40–45 % с равномерно распределенными в ней зернами остаточного α -кварца (приблизительно 15 %) размером около 30 мкм, кристаллами полевого шпата (1–2 %) и мелкими (до 7 мкм) зернами муллита (приблизительно 20 %), который за счет игольчатой формы кристаллов в значительной степени обеспечивает прочность стеклокерамической композиции.

Для получения барьерных материалов использованы ГИП-обработки при различных параметрах. Так, для материала на основе стеклокерамики исходного состава шихты (70 % гранита + 30 % каолина) использован процесс газостатического прессования при давлении 80–100 МПа, температуре 900–920 °С, времени выдержки 4–6 ч.

Применение сравнительно дорогостоящего метода горячего изостатического прессования для решения рассматриваемой проблемы оправдано рядом уникальных возможностей, предоставляемых данной технологией:

- возможность получения иммобилизационных керамических материалов с плотностью, близкой к теоретической;
- возможностью использования сырья из сравнительно дешевых природных горных пород (значительно более дешевых, чем медь) для создания коррозионно- и радиационно-стойких барьерных материалов;

- возможностью получения сплошного толстостенного барьерного слоя на всю глубину материала из отдельных заготовок (штулок, крышки и днища) за счет их диффузионной сварки, которая реализуется в процессе ГИП-обработки.

Проведенные конструкторские, технологические и исследовательские работы позволили выбрать перспективную конструкцию многослойной капсулы для изоляции отработавшей ТВС РБМК (рис. 1, а). В качестве материала металлических оболочек (наружной и внутренней) выбрана коррозионно-стойкая сталь 12Х18Н10Т, которая обладает хорошей совместимостью со стеклокерамическими композициями, высокой коррозионной и радиационной стойкостью, достаточной механической прочностью.

Для обоснования выбранной конструкции проведены эксперименты на макетах, заполненных стеклокерамическим материалом в виде порошка или предварительно спрессованных из порошка и спеченных таблеток (имитирующих крышку и днище) и штулок, внутри которых располагались

имитаторы ОТВС или отдельных твэлов. Эксперименты показали, что для заполнения внутренней капсулы и свободных объемов ТВС целесообразно использовать крупнозернистый порошок в виде засыпки. Для наружного барьерного слоя в качестве заготовок выбраны предварительно спеченные таблетки и втулки. Применение спеченных заготовок в качестве материала для формирования барьерного слоя снижает формоизменение наружной металлической оболочки при горячем изостатическом прессовании за счет большей исходной плотности спеченных заготовок по сравнению с виброуплотненным порошком, что позволяет существенно снизить опасность нарушения исходной цилиндрической формы прессуемых длинномерных изделий в процессе ГИП.

Определяющим фактором при проектировании макетов служил размер рабочей зоны газостатической установки ГАУС-4. При проектировании стремились к геометрическому подобию макетов по отношению к полнометражным капсулам. В основном использовались оболочки макетов в виде металлических трубок двух типоразмеров: диаметром 11 мм, толщиной стенки 0,4 мм, длиной 60–150 мм (капсулы малого диаметра, рис. 2) и диаметром 32 мм, толщиной стенки 1 мм и высотой 60–150 мм (капсулы большого диаметра, рис. 3). Материал оболочки — сталь 12Х18Н10Т, имитаторы твэлов — корундовая “соломка” или трубки из коррозионно-стойкой стали с корундовыми стержнями внутри. На первых макетах моделировалось соотношение длины и диаметра полнометражных изделий, на вторых — соотношение геометрических параметров элементов капсулы в поперечном сечении.

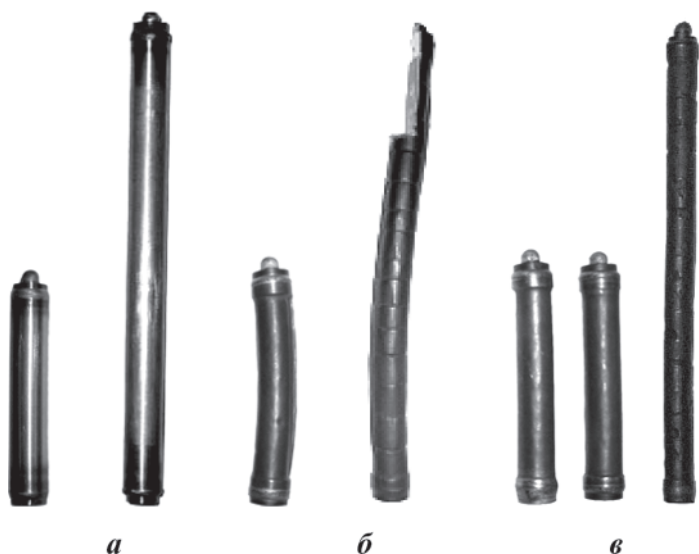


Рис. 2. Внешний вид капсул малого диаметра:

- a* — капсулы до изостатического прессования;
- б* — капсулы после изостатического прессования, искривленные вследствие образования продольного гофра оболочки;
- в* — капсулы после изостатического прессования, сохранившие прямолинейную форму

В экспериментах на макетах обоих типов обнаружено, что после изостатического прессования металлическая оболочка капсулы, как правило, теряла свою первоначально правильную цилиндрическую форму: появлялись один или несколько продольных гофров, следствием чего становилось осевое искривление (рис. 2, б). Недопустимость таких явлений для реального изделия очевидна — они могут не только создать препятствия при извлечении капсулы из

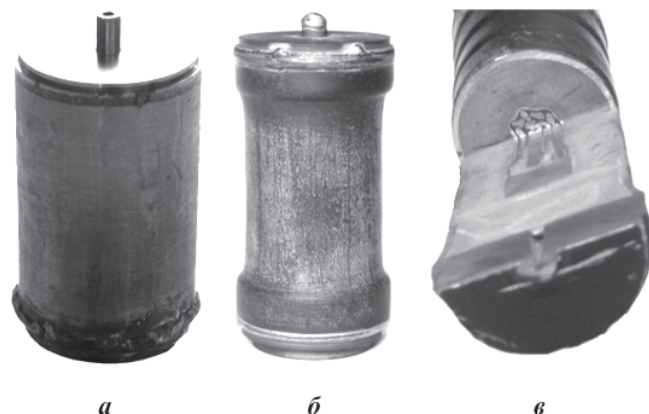


Рис. 3. Внешний вид капсул большого диаметра:

- a* — капсула до изостатического прессования;
- б* — капсула после изостатического прессования;
- в* — сечение защитной капсулы с макетом ОТВС в стеклокерамической толстостенной оболочке после изостатического прессования

газостата, но и послужить инициатором трещин в стеклокерамическом монолите в районе гофра оболочки.

Эксперименты и анализ неупругого формоизменения металлической оболочки капсулы с жестким сердечником под действием внешнего изостатического давления позволили сделать заключение, что максимально допустимый исходный диаметральный зазор между оболочкой и сердечником, при котором невозможно образование гофров, определяется математическим выражением, которое выведено из схемы “минимального” гофра (рис. 4):

$$x < h(1 - 2/\pi), \quad (1)$$

где x — исходный диаметральный зазор между оболочкой и сердечником; h — толщина металлической оболочки; $(1 - 2/\pi) \approx 0,363$.

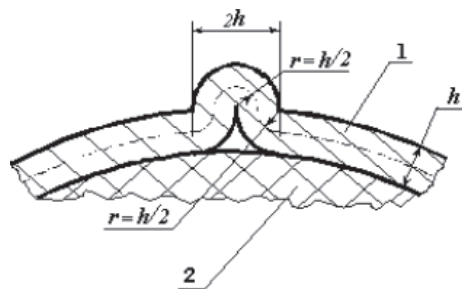


Рис. 4. Схема “минимального” гофра:

- 1 — металлическая оболочка; 2 — сердечник;
- r — радиус изгиба средней линии оболочки в зоне образования гофра

Подтверждение выражения (1) получено в эксперименте по изостатическому прессованию капсулы с металлическим сердечником, который имел ступенчатое изменение диаметра по высоте. Такой конструкцией были заданы различные значения диаметрального зазора между сердечником и оболочкой на трех участках по высоте капсулы: $0,3 h$, $0,68 h$ и $1,45 h$, где h — толщина оболочки. После ГИП-обработки при 21 МПа и 700 °С на первом участке оболочка сохранила цилиндрическую форму, на втором — имела слабо выраженное отклонение от круговой формы в сторону образования продольных гофров, на третьем — явно выражались пять зародышей продольных гофров, почти равномерно расположенных по окружности.

При газостатическом прессовании необходимо учитывать, что в защитной капсуле коэффициент термического расширения материала сердечника (стеклокерамика) значительно ниже коэффициента термического расширения материала металлической оболочки. Вследствие этого исходный зазор между оболочкой и сердечником при нагреве будет увеличиваться, и на практике нужно так организовать процесс ГИП, чтобы не создавались дополнительные условия для образования продольных гофров за счет нагрева. В связи с этим на начальной стадии изостатического прессования необходимо без нагрева капсулы повышать давление до значения, обеспечивающего переход оболочки по всему сечению в пластическое состояние. При этом оболочка входит в плотный контакт с сердечником, после чего следует повышать температуру, а также давление до рабочих параметров изостатического прессования [2]. Такой режим газостатического прессования макетов капсул в экспериментах обеспечил сохранение в результате ГИП прессуемыми изделиями почти прямолинейной осесимметричной формы с кольцевыми канавками в местах стыков таблеток (рис. 2, в и 3, б). Оболочка капсулы равномерно, без образования продольных гофров, охватывает сердечник. Изменение объема стеклокерамического материала привело к его уплотнению с 62–73 % до 97–99 % теоретической плотности. Продольные срезы показали, что барьерный материал представляет собой монолит, плотно прилегающий к боковой поверхности оболочки и торцам капсулы (рис. 3, в).

Отметим, что на завершающей стадии изостатического прессования при охлаждении и снижении давления в газостате возможно появление растягивающих термических напряжений в наружных слоях барьерного слоя, обусловленных радиальным градиентом температуры. Общее, переменное во времени напряженное состояние барьерного слоя определяется суммой этих напряжений и сжимающих напряжений, вызванных давлением газа и разностью коэффициентов термического расширения материала оболочки и сердечника. В связи с этим на завершающей стадии обработки необходимо так изменять температуру и давление в рабочем пространстве газостата, чтобы гарантированно избежать появления суммарных растягивающих напряжений в материале барьерного слоя. Для этого разработаны компьютерные программы расчета температуры и напряжений в протяженном многослойном цилиндре, которые позволяют установить зависимость радиального перепада температуры в цилиндрической капсуле от темпа охлаждения, что, в свою очередь, позволяет рассчитать динамику напряженного состояния капсулы, вызванного радиальным градиентом температуры и давлением газа. Регулируя соответствующим образом скорость снижения температуры и давления газа на стадии охлаждения, можно избежать не только появления растягивающих напряжений в барьерном слое, но и минимизировать суммарные механические напряжения перед выгрузкой капсулы из газостата.

Выводы

Для кондиционирования ОЯТ и поврежденных отработавших твэлов, в первую очередь разрушенного блока Чернобыльской АЭС, предложен метод капсулирования с помощью

ГИП-обработки. Благодаря данному методу можно получить толстостенную монолитную стеклокерамическую защитную оболочку, охватывающую радиоактивные материалы, которая обладает высокой коррозионной и радиационной стойкостью, что обеспечивает возможность как хранения отработавших твэлов в капсулированном виде на открытой площадке, так и последующего их геологического захоронения без перегрузки.

Для заполнения внутренней капсулы и свободного пространства между твэлами целесообразно использовать крупнозернистый порошок стеклокерамики. Для создания наружного барьерного слоя в качестве заготовок следует применять предварительно спеченные втулки, крышку и днище.

Установлено, что для сохранения капсулами прямолинейной формы в процессе горячего изостатического прессования необходимы:

обеспечение размера исходного диаметрального зазора между сердечником и оболочкой капсулы не более 0,36 толщины оболочки;

повышение давления на начальной стадии изостатического прессования без нагрева капсулы до значения, обеспечивающего переход оболочки по всему сечению в пластическое состояние, осуществление плотного контакта оболочки с сердечником и последующее повышение температуры и давления до рабочих параметров изостатического прессования.

На завершающей стадии ГИП-обработки необходимо проводить снижение температуры и давления в соответствии с разработанными компьютерными программами оптимизации режима охлаждения капсулы для избежания растягивающих напряжений в керамическом барьерном материале при выгрузке капсулы из газостата.

Список литературы

1. Hedman T. The Swedish Programs enters the site selection phase // J. Radwaste Solutions. — 2003, March/April. — P. 53–60.
2. Ажажа Ж. С., Габелков С. В., Линник Ю. А. и др. Исследование капсулирования отработавшей ТВС РБМК горячим изостатическим прессованием // Атомная энергия. — 2007. — Т. 103, вып. 6. — С. 347–352.
3. Саенко С. Ю., Габелков С. В., Тарасов Р. В. та ін. Спосіб капсулювання радіоактивних відходів: пат. № 52494 Україна: МПК G21F9/26; опубл. 16.12.02, Офіц. Бюл. Укрпатента «Пром. власність», № 12.
4. Ажажа Ж. С., Ашихмин В. П., Линник Ю. А. и др. Создание газостатического оборудования для отработки процессов кондиционирования высокоактивных отходов // Энергетика и электрификация. — 2005. — № 7. — С. 52–55.
5. Саенко С. Ю. Капсулирование отработанного ядерного топлива в защитные стеклокерамические формы: технологический подход и оценка применения // В сб.: Междунар. конф. «Обращение с отработанным ядерным топливом». — К., 2000. — С. 32–5.
6. Саенко С. Ю., Габелков С. В., Ажажа Ж. С. и др. Изучение влияния γ -облучения на физико-механические свойства стеклокерамических материалов для изоляции радиоактивных отходов // В сб.: 17-я Междунар. конф. по физике радиационных явлений и радиационному материаловедению. — 2006. — С. 249–250.

Надійшла до редакції 05.05.2009.

Розробка вимог до використання імовірнісних методів для оптимізації технічного обслуговування та ремонтів обладнання

Об'єктом дослідження є використання ризик-орієнтованих підходів (РОП) у регулюючій діяльності та експлуатації АЕС України, а саме оптимізація технічного обслуговування і ремонтів (ТОіР) з використанням імовірнісних методів. Наведено основні принципи та вимоги до оптимізації ТОіР з використанням РОП.

А.И. Бережной, А. Е. Севбо, И.А. Семенюк

Разработка требований к использованию вероятностных методов для оптимизации технического обслуживания и ремонтов оборудования

Объектом исследования является использование риск-ориентированных подходов (РОП) в регулирующей деятельности и эксплуатации АЭС Украины, в частности оптимизация технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) с использованием вероятностных методов. В статье представлены основные принципы и требования к оптимизации ТОиР с использованием РОП.

Ризик-орієнтовані методи аналізу безпеки органічно доповнюють традиційні детерміністичні методи оцінки та обґрунтування безпеки енергоблоків АЕС. Особливістю цих методів є те, що вони дозволяють одержати кількісну оцінку рівня безпеки, використовують системний підхід при ідентифікації аварійних сценаріїв широкого спектра можливих інцидентів та аварій і включають реалістичні оцінки частот вихідних подій та їх наслідків.

Впровадження ризик-орієнтованих методів в регуляторну діяльність та експлуатацію атомних електростанцій (далі — АЕС) повинно базуватися на системі нормативно-методологічних та технічних документів. Одним з документів, що входить до цієї системи, є документ, що містить вимоги до використання імовірнісних методів для оптимізації технічного обслуговування і ремонтів обладнання (далі — ТОіР) та може використовуватись як для проведення експертизи відповідних матеріалів з оптимізації ТОіР, так і для визначення конкретних заходів з оптимізації ТОіР обладнання АЕС. Такий документ — «Вимоги до використання імовірнісних методів для оптимізації технічного обслуговування та ремонтів обладнання» — було розроблено фахівцями ВП «Бюро аналітичних досліджень безпеки АЕС» ДНТЦ ЯРБ у рамках міжнародного співробітництва з Комісією ядерного регулювання США. Розроблений документ встановлює: вимоги до імовірнісного аналізу безпеки (далі — ІАБ), що використовуються при роботах з оптимізації ТОіР; вимоги до категоризації систем та обладнання; вимоги до моделювання об'єктів оптимізації.

1. Загальні відомості

Документ «Вимоги до використання імовірнісних методів для оптимізації технічного обслуговування та ремонтів обладнання» розроблено на підставі рішення колегії Державного комітету ядерного регулювання України від 13.11.2001 № 9 «З питань застосування оцінки ризиків в регулюванні безпеки ядерних установок» [1] та Програми ризик-орієнтованих підходів (РОП) [2].

Документ встановлює загальні вимоги щодо використання імовірнісних методів для оптимізації ТОіР обладнання АЕС. Оптимізацію спрямовано на ефективне та своєчасне використання матеріально-технічних ресурсів при виконанні ТОіР. Документ містить вимоги до ІАБ, що використовується для цілей оптимізації ТОіР, основні принципи та вимоги до процесу оптимізації ТОіР і враховує досвід як вітчизняних досліджень [4], так і міжнародний досвід [6], [8].

Вимоги документа поширюються на діяльність з використання оцінок ризику в регулюванні безпеки ядерних установок та експлуатації енергоблоків АЕС. Документ може використовуватись для проведення експертизи матеріалів із застосування імовірнісних методів аналізу для цілей підвищення безпеки та для допомоги при прийнятті регулюючих рішень.

Документ пов'язаний тільки з оптимізацією ТОіР шляхом застосування імовірнісних методів. Оптимізація ТОіР відносно таких чинників, як вироблення електроенергії, експлуатація енергоблока, вартість реалізації заходу тощо не є предметом детального розгляду цього документа.

2. Основні принципи та вимоги

Головні ідеї та концепції оптимізації ТОіР із застосуванням РОП полягають [6]:

у визначенні систем, обладнання, конструкцій (СОК) для програми оптимізації, їх категоризації за значимістю щодо безпеки з метою раціонального використання ресурсів;

оцінюванні ефективності виконання оптимізації ТОіР шляхом використання певних критеріїв, для яких необхід-но визначити належні значення;

орієнтуванні ефективної програми ТОіР не тільки на випадкові, але й на потенційні відмови обладнання, які можуть виникати внаслідок діяльності, пов'язаної з ТОіР; врахуванні внеску до безпеки АЕС обладнання, яке виведено в ТОіР;

врахуванні ефективною програмою ТОіР співвідношен-ня між готовністю обладнання та рівнем його надійності; врахуванні галузевого та міжнародного досвіду експлуатації; періодичності оцінювання ефективності програми оп-тимізації ТОіР;

залучанні до робіт з реалізації програми оптимізації ТОіР персоналу, який пройшов відповідну підготовку.

Виходячи з наведеного, діяльність щодо оптимізації ТОіР із застосуванням ІАБ повинна містити такі етапи:

категоризація систем і обладнання АЕС відповідно до їх значимості для безпеки. Оцінка впливу обладнання і сис-тем на безпеку енергоблока має виконуватись як на якіс-ному, так і на кількісному рівні з використанням ІАБ, як показано в розділі 4;

визначення систем і обладнання, для яких буде виконана оптимізація ТОіР. Даний перелік визначається досвідом ТОіР на атомній станції, результатами роботи з категоризації об-ладнання, а також наявністю необхідних вихідних даних для оцінки технічного стану конкретних видів обладнання;

вибір методології, технології й засобу оптимізації ТОіР для кожної одиниці (групи, системи) обладнання, визна-ченого для оптимізації; збирання даних для обґрунтуван-ня оптимізації ТОіР (характер і номенклатура даних ви-значаються обраним методом оптимізації);

моделювання об'єктів оптимізації — модифікацію мо-делі ІАБ, яка визначається специфікою конкретних завдань оптимізації ТОіР. Дана модифікація дозволить застосову-вати ІАБ для оцінки адекватності ТОіР і визначення мож-ливості зміни обсягів ТОіР. Вимоги до моделювання ІАБ для оптимізації ТОіР наведені в розділі 5;

розробку і впровадження технічних рішень з оптимі-зації ТОіР;

оцінку ефективності виконання програми оптимізації ТОіР.

ІАБ, що використовується для робіт з оптимізації ТОіР, має відповідати загальним вимогам щодо технічної якості [3]. Допускається використання ІАБ, розробленого для іншого енергоблока. В цьому випадку обов'язковим є наведення об-ґрунтування прийнятності застосування матеріалів ІАБ іншого енергоблока та додаткові аналізи (при необхідності), обумовлені відмінностями між енергоблоками.

Застосування ІАБ не виключає можливості паралельно-го застосування інших методів: детерміністичних, експерт-них оцінок та інших.

3. Вимоги до імовірнісних аналізів безпеки

ІАБ, що використовується для цілей оптимізації ТОіР, повинен задовольняти вимогам щодо обсягу, рівня деталі-зації та технічної якості [8], [9]. Фундаментальною є така вимога: ІАБ має реалістично відбивати існуючий проект, діючу експлуатаційну практику і накопичений досвід експ-луатації енергоблока. Далі наведено загальні вимоги до тех-

нічної якості ІАБ, які складаються з декількох технічних елементів (ТЕ). ІАБ, у якому немає одного чи більше з пе-рерахованих нижче ТЕ, не є прийнятним і фактично не може розцінюватись як ІАБ.

ІАБ 1-го рівня повинен складатися з таких ТЕ.

“Аналіз вихідних подій аварій”. У рамках даного ТЕ іден-тифікують і аналізують внутрішні події, що порушують нор-мальну експлуатацію енергоблока (при роботі на потужності чи в умовах зупину), вимагають успішних відповідних дій персоналу і роботи обладнання із запобігання пошкоджен-ню активної зони. Ідентифікують і описують характеристи-ки подій, що відбувалися на енергоблоці, а також події з об-ґрунтованою імовірністю виникнення. Для зменшення кількості аналізованих подій може бути виконаний аналіз природи подій з наступним об'єднанням кількох подій у кла-си за належністю до однакових систем і подібністю відповід-ної реакції систем енергоблока. Профіль ризику може бути неповним або спотвореним у разі, якщо важливі вихідні події аварії будуть пропущені або некоректно включені до груп вихідних подій аварій (ВПА).

“Аналіз даних”. У рамках даного ТЕ розраховуються імо-вірності відмов обладнання і неготовність обладнання сис-тем, які моделюються. В процесі оцінки використовується механізм аналізу невизначеностей, що дозволяє логічно послідовно поєднувати різні джерела даних і представляти досвід експлуатації енергоблока, при необхідності викорис-товувати дані з узагальнених джерел.

“Аналіз залежних відмов”. Аналіз залежних відмов вико-нується з метою отримання інформації із залежностей, які використовуються в інших елементах ІАБ, а також для пе-ревірки коректного урахування всіх можливих залежнос-тей. Адекватне моделювання залежностей є важливою скла-довою частиною ІАБ. Усі залежності, включаючи прихо-вані, повинні бути змодельовані або в явному вигляді, або враховані шляхом розглядання відмов за загальними при-чинами. Фізичні залежності, викликані просторовими взае-модіями та зовнішніми екстремальними подіями, в рам-ках ІАБ 1-го рівня не розглядаються.

“Системний аналіз”. У процесі аналізу систем іден-тифікують різні комбінації відмов, що перешкоджають вико-нанню функцій системи. Імовірнісна модель системи являє собою різні комбінації відмов технологічного обладнан-ня, засобів виміру і керування, а також події з помилками персоналу, які можуть перешкоджати виконанню сис-темою необхідної функції. Базові події, що представляють обладнання і помилки персоналу, наводять у моделі з дос-татнім рівнем деталізації, що дає змогу враховувати залеж-ності між різними системами, а також розрізняти специ-фічне обладнання чи помилки персоналу, котрі мають мак-симальний вплив на здатність системи виконувати призначе-ну функцію.

“Аналіз критеріїв успіху”. Аналіз критеріїв успіху вико-нується з метою встановлення для кожної ВПА мінімального набору систем, що дозволять успішно реалізовувати функції безпеки в умовах даного ВПА, і насамкінець досягти безпеч-ного стабільного стану, що запобігає пошкодженню актив-ної зони чи радіоактивному викиду. Для цієї мети застосову-ються теплогідрравлічні розрахунки, які імітують хід розвит-ку аварійної послідовності, а також інші засоби оцінки. У кри-теріях успіху враховуються часові характеристики відповідної реакції систем, обладнання і дій персоналу.

“Аналіз аварійних послідовностей”. У хронологічному порядку моделюються різні варіанти розвитку вихідних подій починаючи від моменту виникнення і закінчуючи успішним

заглушенням аварії чи пошкодженням активної зони. В аварійних послідовностях (АП) представляють системи і дії персоналу, що використовуються (і доступні) для пом'якшення протікання ВПА відповідно до критеріїв успіху та інструкцій з ліквідації аварій. Працездатність систем моделюється з урахуванням функціональних, феноменологічних та експлуатаційних залежностей і взаємодій між різними системами і діями персоналу в ході розвитку аварії.

“Аналіз надійності персоналу”. Даний ТЕ розробляється для ідентифікації та оцінки ймовірностей базових подій типу взаємодії людина — система. Розглядаються дії персоналу двох типів: доаварійні, пов'язані з виконанням випробування, обслуговування, калібрування, і післяаварійні, що представляють відповідні дії на порушення в роботі енергоблока. Рівень деталізації аналізу надійності персоналу має бути достатнім для можливості моделювання ефектів від змін станційних процедур та інструкцій.

“Інтеграція моделі і кількісна оцінка частоти пошкодження активної зони” (далі — ЧПАЗ). Метою ТЕ є розробка інтегрованої ймовірнісної моделі енергоблока для оцінки ЧПАЗ. Всі розроблені системні моделі та моделі аварійних послідовностей об'єднуються в комплексну логічну структуру ймовірнісного аналізу безпеки. Виконується кількісна оцінка ЧПАЗ, яка є сумою розрахованих частот для всіх АП, що призводять до пошкодження активної зони.

“Аналіз та інтерпретація результатів”. Аналіз та інтерпретація результатів ІАБ потрібні для виявлення і розуміння тих аспектів проекту та експлуатації енергоблока, що впливають на величину ризику. Щоб забезпечити досягнення цієї мети, виконуються: аналіз невизначеностей ЧПАЗ; аналіз чутливості щодо припущень і спрощень у ІАБ; розрахунок мір значимості, необхідних для ідентифікації всіх потенційних слабких місць енергоблока.

ІАБ 2-го рівня повинен складатися з таких ТЕ.

“Інтерфейс між ІАБ 1-го та 2-го рівнів”. Встановлюються взаємозв'язки між діяльністю в рамках ІАБ 1-го та 2-го рівнів за допомогою переведення аварійних послідовностей ІАБ 1-го рівня в стани пошкодження енергоблока (СПЕ). Внаслідок аналізу станів пошкодження, сценарії з однаковими станами пошкодження активної зони групуються, що дозволяє практично оцінювати розвиток важких аварій і поведіння герметичної оболонки (ГО), які є результатом повного спектра аварійних послідовностей, визначених у ІАБ 1-го рівня.

“Аналіз міцнісних характеристик гермооб'єму (ГО)”. Виконується оцінка міцності і видів відмов ГО. Важливою частиною ІАБ 2-го рівня є оцінка здатності ГО витримувати високі тиски і температури, спричинені аварійними навантажувальними умовами. У рамках даного ТЕ також розглядаються структурні аспекти таких видів відмов, як прямий байпас і відмова ізоляції ГО.

“Аналіз розвитку важких аварій”. Виконується аналіз розвитку важких аварій та моделюються послідовності подій, що впливають на цілісність ГО, для сценаріїв СПЕ. У ході розвитку аварій враховуються взаємодії між феноменологією важких аварій та відповідною реакцією систем і діями персоналу щодо ідентифікації ймовірних видів відмов ГО, включаючи відмови ізоляції ГО.

“Кількісна оцінка, аналіз та інтерпретація результатів”. Метою ТЕ є розробка інтегрованої ймовірнісної моделі розвитку аварії та виконання кількісної оцінки частоти граничного аварійного викиду (ЧГАВ). Аналіз та інтерпретація результатів ІАБ 2-го рівня виконуються для виявлення і розуміння тих аспектів проекту та експлуатації енер-

гоблока, що впливають на величину ризику. Інтерпретація результатів включає аналіз результатів розрахунку мір значимості для ідентифікації внесків різних подій у ЧГАВ. Ідентифікуються джерела невизначеності та аналізується їхній вплив на результати. Чутливість результатів моделі до граничних умов та інших ключових допущень оцінюється за допомогою аналізу чутливості. Аналіз ключових допущень проводиться як індивідуально, так і в логічних комбінаціях. Комбінації для аналізу відбираються з метою повного обліку взаємодій між змінними аналізу.

ІАБ внутрішніх екстремальних подій повинен складатися з таких ТЕ.

“Ідентифікація внутрішніх екстремальних подій”. Мінімальний обсяг розгляду включає внутрішні пожежі та внутрішні затоплення. У рамках цього ТЕ визначаються зони енергоблока, в яких пожежі (затоплення) можуть призводити до потенційно високого ризику. Зони визначаються на підставі фізичних бар'єрів, шляхів поширення та можливостей припинення пожеж (затоплення). Виконується кількісна оцінка частот вихідних подій, ініційованих пожежами (затопленнями), які відбивають проектні та експлуатаційні характеристики, а також досвід експлуатації енергоблока.

“Аналіз розвитку внутрішніх екстремальних подій”. У рамках цього ТЕ ідентифікують та моделюють потенційні сценарії розвитку внутрішніх екстремальних подій, враховуючи особливості систем, обладнання і конструкцій енергоблока або дії персоналу щодо припинення пожеж (затоплень). Перевіряється уразливість кожної системи, обладнання й конструкції до механізмів відмов внаслідок пожеж (затоплень), наприклад впливу вогню і продуктів горіння, або підтоплення, забризкування, биття трубопроводу, ударний струмінь. На підставі сценаріїв розробляються аварійні послідовності, ініційовані внутрішніми екстремальними подіями.

“Інтеграція моделі і кількісна оцінка ЧПАЗ внаслідок внутрішніх екстремальних подій”. Ймовірнісні моделі, розроблені в рамках ІАБ 1-го рівня, модифікуються для врахування відмов внаслідок пожеж (затоплень), при необхідності розробляються нові дерева подій та дерева відмов. Кількісна оцінка ЧПАЗ внаслідок внутрішніх екстремальних подій виконується з використанням модифікованих даних з надійності обладнання і дій персоналу.

ІАБ при роботі енергоблока на зниженій потужності та в період зупину має містити ТЕ, наведені для ІАБ 1-го рівня, а також елемент *“Ідентифікація експлуатаційних станів”*. У даному ТЕ встановлюються взаємозв'язки між діяльністю в рамках ІАБ для номінальної потужності і ІАБ для зниженої потужності за допомогою ідентифікації й аналізу експлуатаційних станів енергоблока в процесі зниження потужності та зупинки на планово-попереджувальний ремонт (ППР), а також ідентифікація вихідних подій аварій для кожного експлуатаційного стану.

ІАБ зовнішніх екстремальних подій повинен містити ТЕ, наведені для ІАБ внутрішніх екстремальних подій, а також такі ТЕ, як:

“Відбірковий та граничний аналіз зовнішніх екстремальних подій”. В рамках даного ТЕ ІАБ визначаються події із зовнішніми екстремальними впливами природного та техногенного характеру для подальшого аналізу і їх частотні характеристики. На підставі критеріїв відбору виконується граничний аналіз з метою визначення та відсіву впливів, які не становлять значної небезпеки для енергоблока.

“Детальний аналіз зовнішніх екстремальних подій”. В рамках даного ТЕ ідентифікують потенційні сценарії внаслідок

зовнішніх екстремальних подій, враховуючи особливості систем, обладнання і конструкцій енергоблока або дії персоналу з управління аварією. Оцінюється уразливість кожної системи до механізмів відмов, що ініціюються зовнішніми екстремальними подіями (наприклад, підтоплення, землетрус, смерч, техногенні впливи). Розробляються сценарії розвитку подій шляхом виявлення можливостей чисельних відмов обладнання та відповідні аварійні послідовності.

4. Категоризація систем і обладнання

Ключовим елементом оптимізації ТОіР є керування обсягами робіт, що досягається в першу чергу визначенням переліку критичних СОК [5]. Для визначення цього переліку виконується категоризація СОК в залежності від їх важливості для безпеки та встановлюється рівень категоризації СОК.

Категоризація СОК починається з аналізу систем. Системи мають різні режими експлуатації і деякі виконують кілька функцій; у кожній функції системи задіяне певне обладнання. Тому при застосуванні ІАБ у процесі оптимізації ТОіР категоризація в залежності від важливості для безпеки в першу чергу виконується на рівні функцій системи. Виходячи з цього, категоризація базується на визначенні тих функцій системи, які важливі для безпеки. Ідентифікуються компоненти обладнання і режими функціонування компонентів, необхідні для підтримання важливих для безпеки функцій, і визначається категоризація компонентів обладнання, яка базується на цій інформації.

Визначення пропонує змін, які виникають у процесі оптимізації ТОіР, включає ідентифікацію всіх функцій системи, які вона виконує. Процес визначення важливості для безпеки функцій систем повинен починатися з аналізу основних систем і функцій безпеки. Будь-яке рішення з категоризації потребує визначення важливості для безпеки всіх функцій, які виконує ця система.

Категоризація кожного компонента системи базується на ступені важливості для безпеки функцій, які виконує цей компонент.

Оцінка може бути виконана тільки для системи в цілому, і тоді всі елементи системи будуть віднесені до тієї ж категорії, що й уся система. Такий підхід можна застосовувати для систем, які належать до категорій з низьким ступенем важливості для безпеки. При цьому рівень важливості для безпеки має бути підтверджений за допомогою критеріїв, розроблених із застосуванням ІАБ.

Перелік критичних СОК складається на основі кількісного і якісного аналізу значимості СОК та оновлених моделей ІАБ, які мають включати все обладнання, важливе для безпеки, або те, що підлягає ремонту за технічним станом.

Для оцінки впливу відмов систем, обладнання і конструкцій на рівень безпеки енергоблока і ранжування СОК слід виконати категоризацію за рівнями значимості для безпеки, розрахованими в ІАБ (рис. 1):

висока значимість, якщо обладнання має показники значимості підвищення ризику (RAW) більше 2 і показник значимості за Фуселем—Веселем (FV) більше 0,005 (або RAW > 100; FV > 0,1);

середня значимість, якщо показники значимості обладнання RAW < 2 і $0,005 < FV < 0,1$ (або $2 < RAW < 100$ і $FV < 0,005$);

низька значимість, якщо показники значимості обладнання RAW < 2 і $FV < 0,005$.

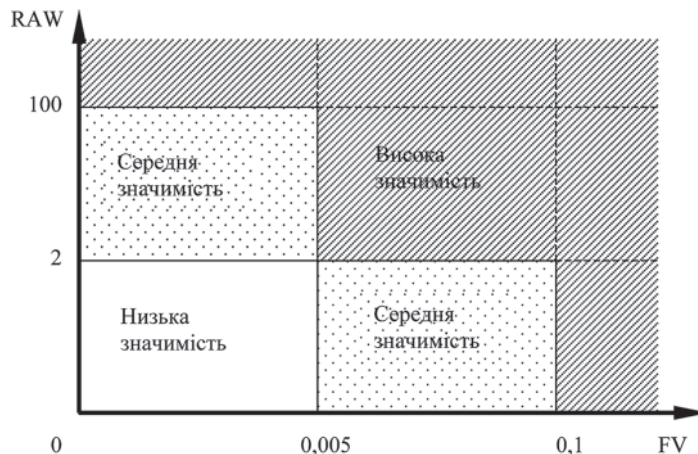


Рис. 1 Кількісна категоризація СОК

Для виконання кількісної категоризації СОК необхідно забезпечити технічну якість ІАБ: обсяг, рівень деталізації і адекватність виконуваної задачі. ІАБ повинен реалістично відображати існуючий проект і конструкцію, поточну експлуатаційну практику і накопичений досвід експлуатації енергоблока.

Як існа категоризація виконується на основі інформації, отриманої за допомогою як імовірнісних, так і детерміністичних методів, та за результатами аналізу таких факторів, як:

- виникнення вихідної події аварії внаслідок відмови СОК; відмова системи, важливої для безпеки, внаслідок відмови СОК;

- використання СОК для керування і заглушення аварії; наявність вимог щодо роботи СОК в інструкціях з ліквідації аварій;

- важливість СОК у процесі зниження потужності і зупину енергоблока.

Кінцевим результатом даної задачі є перелік СОК енергоблока АЕС, які розподілені за наступними категоріями: обладнання, яке пов'язано з безпекою і має високу ризик-важливість;

- обладнання, яке пов'язано з безпекою і має низьку ризик-важливість;

- обладнання, яке не пов'язано з безпекою, але має високу ризик-важливість;

- обладнання, яке не пов'язано з безпекою і має низьку ризик-важливість.

Якісний аналіз виконується шляхом експертної інженерної оцінки з урахуванням даних про відмови СОК.

5. Моделювання об'єктів оптимізації

Для оцінки змін, пов'язаних із оптимізацією ТОіР, ІАБ має моделювати ті конкретні системи та обладнання, які впливають на запропоновану зміну. Модель повинна дозволити виконувати групування обладнання для тих періодів, коли виконуються його випробування та ремонт. Обмежувальні умови експлуатації та вимоги з наглядом відносяться до каналу системи або обладнання, які змодельовані в деревах відмов у рамках ІАБ. Дерева відмов потрібно достатньо деталізувати, щоб включити всі компоненти обладнання, для яких виконується випробування та ТОіР і які підлягають оцінюванню:

для оцінки допустимої (або регламентованої) тривалості ТОіР (далі — ДТР) модель каналу системи вважається адекватною в тому разі, коли все обладнання каналу чітко ідентифіковано (тобто те обладнання, яке може спричинити відмову каналу);

для оцінки інтервалів між випробуваннями необхідні моделі з рівнем індивідуального моделювання компонентів.

Для аналізу змін як ДТР, так і інтервалів між випробуваннями обладнання, використовується модель ІАБ, виконана на рівні компонентів обладнання.

Моделі неготовності компонентів обладнання мають враховувати внесок випадкових відмов, відмов за загальними причинами, простоїв, пов'язаних з випробуванням та ТОіР обладнання:

зміни до моделі неготовності компонентів обладнання, пов'язаних з простоями обладнання внаслідок випробування та ТОіР, мають базуватися на реалістичній оцінці очікуваних стратегій ТОіР та нагляду, які застосовуватимуться після упровадження змін до програми ТОіР, а також на станційному досвіді експлуатації або, якщо це необхідно, з урахуванням узагальненого досвіду експлуатації;

модель неготовності компонентів обладнання має бути достатньо гнучкою для того, щоб розділити внески неготовності обладнання, пов'язані з простоями внаслідок випробувань і ТОіР;

за необхідності може бути упроваджена додаткова деталізація, пов'язана з розділенням внесків інтенсивності відмов на вимогу та відмов у режимі очікування.

Внески відмов за загальними причинами потрібно змодельовувати так, щоб їх можна було модифікувати до стану, коли один чи декілька компонентів перебувають у стані неготовності.

Для врахування ефектів зміщення випробувань резервного обладнання відносно один одного можуть застосовуватися залежні від часу моделі та додаткові оцінки, що потребує використання спеціалізованих кодів.

Якщо в ІАБ не змодельовано систему, для якої виконується зміна, пов'язана з оптимізацією ТОіР, необхідно виконати спеціалізований аналіз такої системи. Приклади таких випадків:

1) систему змодельовано в дереві подій, але для неї не розроблено дерево відмов. У такому разі зміни, пов'язані з оптимізацією ТОіР, можуть оцінюватись двома шляхами:

— розробкою окремого дерева відмов для розглянутої системи і доданням до існуючої моделі ІАБ без прямої модифікації ІАБ;

— виконанням граничної оцінки на основі відмов системи, тобто відмова будь-якого компонента обладнання вважається причиною відмови усєї системи;

2) для системи розроблено окреме дерево відмов і для цієї системи можуть бути змінені специфічні вимоги регламенту та може бути розрахована зміна неготовності системи, яка далі використовується в моделі ІАБ для оцінки відповідних величин в рамках ІАБ 1-, 2- та 3-го рівнів. Такі оцінки можуть бути враховані так само, як і отримані при використанні безпосередньо моделей ІАБ, але вони мають задовольняти таким вимогам:

відмови усередині системи не повинні впливати на відмови інших систем чи компонентів обладнання;

відмова системи не повинна впливати на частоту будь-якої ВПА;

система не повинна мати спільного обладнання з іншими системами;

3) граничні оцінки виконані за умови, що будь-яка відмова компонента в системі вважається системною відмо-

вою. Тоді розрахований внесок ризику від зміни ТОіР може бути збільшеним, а відповідні прийняті оцінки будуть менші ніж ті, які можуть бути підтвержені детальною моделлю.

Використання ІАБ для оцінки змін до програми ТОіР обладнання потребує розглядання низки припущень, зроблених в ІАБ, які можуть значно впливати на остаточне рішення щодо упровадження пропонованих змін. Такі припущення мають розглядатися при обґрунтуванні пропонованих змін у програмі ТОіР.

Припущення, які мають бути розглянуті для оцінки змін ДТР:

якщо аналіз ризику в ході оцінки ДТР виконаний із застосуванням ІАБ тільки для номінальної потужності, це означає, що ризик, пов'язаний із зупиною АЕС внаслідок порушення ДТР, не врахований;

коли розраховується внесок ризику, зміна середньої ЧПАЗ має оцінюватися з урахуванням середнього часу зупину. Якщо взято за основу, що стан обслуговування не порушує готовності обладнання, це слід обґрунтувати. Припущення щодо змін у практиці обслуговування в разі розширення ДТР необхідно обґрунтувати та оцінити їхній вплив на результат аналізу;

коли виконується оцінка внеску до ризику зміни у ДТР, береться до уваги внесок річного ризику з урахуванням частоти ТОіР. Збільшення ДТР означає, що обслуговування компонента було розширене, що в свою чергу може знизити інтенсивність відмови компонента, а отже, й частоту зупинів, необхідних для усунення деградації або відмови СОК. Оскільки даних експлуатації немає, потрібно зробити припущення, що і частота коригуючого обслуговування, і інтенсивність відмови залишаються однаковими. В цьому випадку не враховується вплив покращення обслуговування, і це може дати незначне збільшення річної оцінки міри ризику, пов'язаної з ДТР;

часто збільшення ДТР потрібно для вдосконалення ремонту компонентів систем безпеки при роботі енергоблока на потужності. Необхідно розрахувати частоту та тривалість збільшення ДТР, а також оцінити внесок до ризику неготовності такого обладнання;

в разі збільшення ДТР для обладнання каналів систем безпеки збільшується імовірність одночасної неготовності декількох компонентів (внаслідок комбінацій відмов, випробувань та обслуговування), тому що збільшена тривалість підвищує імовірність окремих подій, які складають одночасні численні зупини; таким чином, накладення запланованих дій та випадкових відмов стає імовірнішим. Вплив таких обставин на середній ризик енергоблока, наприклад ЧПАЗ, малий, але умовний ризик може бути значним.

Припущення, які мають бути розглянуті для оцінки інтервалів між випробуваннями обладнання:

припускається, що відмови обладнання, які виникають під час очікування, виявляються в ході його випробувань. Параметр потоку відмов представляє ці відмови у складі неготовності компонента. Ризик, обмежений періодом випробування обладнання, нормально оцінюється шляхом прийняття припущення, що під час випробування обладнання виявляються усі відмови, і після випробувань неготовність компонента дорівнює нулю (або «фальш» у Булевих виразах). Деякі відмови обладнання, залежно від конструкції і способу перевірки, можуть не виявитися під час звичайного випробування. В такому разі їхній внесок до ризику вважається незначним і не враховується;

періодичні випробування компонентів систем безпеки аналізують за їхнім впливом на їхні напрацювання. Як правило, для більшості компонентів збільшення інтервалу

обслуговування (ІО) за межі деякого значення може зменшити напрацювання компонента (тобто збільшиться інтенсивність відмови). Експлуатаційних даних для оцінки цього критичного значення інтервалу немає. Якщо для ризик-інформованого розрахунку вимог до обслуговування інтенсивність відмови вважається незмінною, це припущення означає, що інтервал обслуговування не перевищив того значення, при якому напрацювання суттєво зменшується. Слід не допускати перевищення ІО при застосуванні тільки ризик-інформованих аналізів;

визначення часу для випробувань резервованих компонентів відносно один одного (тобто стратегія випробувань) впливає на розраховані міри ризику. Застосовують послідовне або ступеневе випробування. Внесок ризику відносно стратегії випробування має бути оцінений для визначення наявності впливу розглянутої зміни;

поряд з позитивними аспектами випробувань по виявленню відмов, які виникають у період очікування, можуть існувати й деякі негативні явища: вимушений зупин для виконання випробування, помилки відновлення після випробування, перехідні процеси, ініційовані випробуванням, підвищений знос обладнання внаслідок випробувань. Вимушений зупин та помилки відновлення, як правило, моделюються в рамках ІАБ, хоча вони незначні. Перехідні процеси та знос обладнання характерні для деяких випробувань, але вони не моделюються окремо в рамках ІАБ, хоча можуть бути розраховані за допомогою моделей ІАБ, які доповнені даними та аналізом. Є методи для кількісної оцінки цих аспектів, проте для представлення розширення інтервалів випробувань також прийнятні якісні аргументи. Якщо негативний вплив випробування визнається значним, такий випадок належить розглядати на кількісному рівні.

Як і в будь-якому ризик-інформованому додатку, аналіз змін до програми ТОіР може бути пов'язаний з численними невизначеностями внаслідок припущень, зроблених під час розробки моделей ІАБ та прикладних задач. Аналіз чутливості може знадобитися, щоб перевірити коректність зроблених припущень до змін програми ТОіР. Вони можуть включати:

внесок змін до програми ТОіР внаслідок змін ДТР;
внесок змін до допустимих середніх інтервалів простоїв або частоти;

вплив внесків до неготовності обладнання як відмов на вимогу, так і відмов у режимі очікування в разі зміни інтервалів випробувань;

вплив деталей моделювання (наприклад, інтенсивність відмови) відносно того, як змодельовані у ІАБ відмови за загальними причинами.

6. Вимоги до якості

Аналізи, пов'язані з використанням ІАБ в роботах з оптимізації ТОіР, повинні виконуватися персоналом, який має високий рівень підготовки з ІАБ.

Роботи з оптимізації ТОіР провадяться за спеціальною програмою.

Всі стадії виконання робіт з оптимізації ТОіР мають повно відображатися в підготовлених звітних документах. Перелік і вимоги до змісту необхідних документів встановлюються в програмі з оптимізації ТОіР. Документація з оцінками, які виконуються для обґрунтування пропонуваніх змін в програму ТОіР, повинна включати такі розділи:

опис пропонованих змін до програми ТОіР і їх причини;
опис виконаних традиційних інженерних оцінок;
зміни, які зроблені в ІАБ для виконання оцінок змін в програмі ТОіР;
оцінка придатності та якості моделей ІАБ;
обміркування мір ризику, які використовуються для оцінки змін;
дані, які використовуються для доповнення баз даних ІАБ;
розраховані міри ризику;
аналіз чутливості і невизначеності;
аналіз вкладу в ризик від пропонованих змін і необхідні компенсаційні дії.

Висновки

Використання ризик-орієнтованих підходів у регулюючій діяльності та експлуатації АЕС України, а саме оптимізацію технічного обслуговування і ремонтів з використанням імовірнісних методів, спрямовано на досягнення: підвищення безпеки за рахунок більш ефективного використання сил та засобів для усунення дефіцитів безпеки; підвищення ефективності регулювання;

зниження надлишкового навантаження на ліцензіата при забезпеченні необхідного рівня безпеки.

Розроблений в рамках даного дослідження документ визначає вимоги щодо імовірнісних аналізів безпеки, які будуть використовуватися для оптимізації ТОіР, зокрема вимоги та рекомендації з мінімально необхідного обсягу ІАБ, вимоги до технічної якості матеріалів ІАБ, рівня деталізації моделей та документації ІАБ. Також наданий опис загальних вимог до моделювання об'єктів оптимізації.

Список літератури

1. Рішення Колегії Держатомрегулювання України № 9 «З питань застосування оцінки ризиків в регулюванні безпеки ядерних установок» від 13.11.2001.
2. НАЭК «Энергоатом», Госатомрегулирование Украины. Программа внедрения риск-ориентированных подходов в регулировании деятельности и эксплуатации АЭС Украины. — К., 2003.
3. Застосування ризик-орієнтованих підходів у діяльності по регулюванню безпеки АЕС України. Основні положення (НП 306.2.01.1-05) / Державний комітет ядерного регулювання України. — К., 2005.
4. Анализ и оценка технико-экономических эффектов при внедрении «Программы перехода на выполнение ремонтов по техническому состоянию оборудования и реализации риск-ориентированного подхода к ремонту и эксплуатации энергоблоков» / ООО «Энергориск». — К., 2004.
5. International Atomic Energy Agency. Guidance for Optimizing Nuclear Power Plant Maintenance Programmes. — IAEA-TECDOC-1383. — Vienna, 2003.
6. International Atomic Energy Agency. Advances in Safety Related Maintenance — IAEA-TECDOC-1138. — Vienna, 2000.
7. US Nuclear Regulatory Commission. Regulatory Guide 1.177 “An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Technical Specifications”, 1998.
8. US Nuclear Regulatory Commission. An Approach for Determining The Technical Adequacy Of Probabilistic Risk Assessment Results For Risk-Informed Activities, Regulatory Guide 1.200, 2004.
9. International Atomic Energy Agency. Applications of Probabilistic Safety Assessment (PRA) for Nuclear Power Plants. — IAEA-TECDOC-1200. — Vienna, 2001.

Надійшла до редакції 05.06.2009.

Ю. М. Лобач, М. В. Лисенко,
В. М. Макаровський

Інститут ядерних досліджень НАН України

Обґрунтування вибору стратегії зняття з експлуатації дослідницького ядерного реактора ВВР-М

Подано аналіз факторів, які обумовлюють вибір стратегії зняття з експлуатації дослідницького ядерного реактора ВВР-М Інституту ядерних досліджень НАН України. Згідно з обраною стратегією визначено послідовність етапів зняття з експлуатації, склад робіт на цих етапах, а також необхідні умови та інфраструктура для своєчасного і ефективного виконання запланованих заходів.

Ю. Н. Лобач, М. В. Лисенко, В. Н. Макаровський

Обоснование выбора стратегии снятия с эксплуатации исследовательского ядерного реактора ВВР-М

Представлен анализ факторов, которые обуславливают выбор стратегии снятия с эксплуатации исследовательского ядерного реактора ВВР-М Института ядерных исследований НАН Украины. В соответствии с выбранной стратегией установлены последовательность этапов снятия с эксплуатации, состав работ на этих этапах, а также необходимые условия и инфраструктура для своевременного и эффективного выполнения запланированных мероприятий.

Дослідницьким ядерним реактором (ДЯР) вважається реактор, призначений для генерації та використання нейтронів у дослідницьких, випробувальних, технологічних та медичних цілях. Існує велика різноманітність проектів ДЯР, пов'язана, перш за все, з різною метою їх використання. Більшість ДЯР побудовано та знаходиться в експлуатації з кінця 1950-х — початку 1960-х років. Як будь-яка нова галузь знань, атомна наука і техніка пройшла шлях інтенсивного розвитку, що припав на 50—70-ті роки ХХ ст. Кількість ДЯР у світі досягла в цей період свого максимуму. З кінця 1980-х — початку 1990-х років остаточне зупинення та зняття з експлуатації (ЗЕ) ДЯР набуває масового характеру.

Зняття з експлуатації може спричинюватися вичерпанням планового ресурсу використання реактора; аварією, після якої подальша експлуатація неможлива або недоречна; зміною вимог надійності та безпечної експлуатації, які неможливо або недоцільно задовольнити на існуючій конструкції; завершенням виконання дослідницьких програм; економічною недоцільністю подальшої експлуатації; політичними рішеннями. Згідно з інформацією МАГАТЕ [1], за більш ніж 60-річну історію в 69 країнах побудовано 656 дослідницьких ядерних реакторів; з них 240 на сьогоднішній день в 54 країнах класифікуються як такі, що знаходяться в експлуатації, а 416 реакторів — як зупинені або зняті з експлуатації.

ЗЕ ДЯР, як і будь-якого ядерного об'єкта, є невід'ємною і невідворотною стадією його життєвого циклу. Суть ЗЕ полягає в послідовній реалізації комплексу адміністративних та технічних заходів, спрямованих на припинення будь-якої діяльності, що пов'язана з функціональним призначенням реактора, та приведення реакторного майданчика до екологічно безпечного стану, який не потребує контролю з боку наглядових органів. Незважаючи на будь-які причини, що призводять до остаточного припинення експлуатації реактора, воно є обов'язковим етапом життєвого циклу і вимагає ретельного планування як процесу зняття з експлуатації в цілому, так і окремих його складових з використанням великого обсягу проектно-технічної документації.

Згідно з чинним законодавством України [2], експлуатуюча організація на різних етапах життєвого циклу ядерної установки повинна готуватися до її майбутнього ЗЕ, а планування ЗЕ ядерної установки має починатися ще на етапі її експлуатації. Попереднє планування ЗЕ ДЯР ВВР-М було розпочато створенням Концепції зняття з експлуатації ДЯР ВВР-М ІЯД НАНУ [3], де в загальному вигляді окреслено можливі підходи до майбутнього ЗЕ і розглянуто два варіанти стратегії ЗЕ: а) *невідкладний демонтаж* реактора, який можливо виконати за 3—4 роки; б) *відкладений демонтаж*, який виконуватиметься після витримки реактора в законсервованому стані протягом 30 років.

Подальша деталізація планування ЗЕ ДЯР ВВР-М передбачається в Програмі ЗЕ, яка наразі розробляється [4]. Ключовим питанням планування ЗЕ є вибір оптимальної та обґрунтованої стратегії ЗЕ, від якої залежатиме спрямованість виконання процесу ЗЕ в цілому.

Закордонний досвід планування ЗЕ ДЯР

Як свідчить закордонний досвід, зняття з експлуатації потребує значних інтелектуальних та матеріальних витрат, збалансованого планування, спеціальної нормативно-правової бази, ретельної організації, координації та контролю

робіт, створення спеціальної інфраструктури, впровадження інноваційних інженерних рішень та високої кваліфікації персоналу [5—13].

Кінцевою метою ЗЕ ДЯР є його демонтаж та вилучення радіоактивних конструкцій для досягнення на території, де розміщено ДЯР, умов, які максимально зменшують обмеження на цій території та дозволяють її використання для побудови нової ядерної установки або провадження інших видів діяльності:

“сіра пляма” — передбачає демонтаж обладнання та вивільнення споруд, які не призначені для подальшого використання, перероблення та вилучення всіх радіоактивних відходів з території з подальшим доведенням її до стану, що буде придатним для потреб ядерної науки і техніки, наприклад для побудови сховища радіоактивних відходів, або іншої економічної діяльності;

“зелена галявина” — передбачає повний демонтаж споруд реактора, а також переробку та вилучення радіоактивних відходів з повною ліквідацією всіх слідів діяльності з експлуатації ядерного об'єкта; для необмеженого використання вивільненої території проводяться рекультивація земель.

У світовій практиці є три основні варіанти стратегій ЗЕ: невідкладний демонтаж, відкладений демонтаж та захоронення на місці. Існує ще проміжний варіант — частковий демонтаж (часткове вилучення з частковою консервацією) елементів ядерної установки.

Невідкладний демонтаж, що виконується безпосередньо після вилучення відпрацьованого ядерного палива (ВЯП) та високоактивних відходів з майданчика, стає переважачим варіантом стратегії ЗЕ в усьому світі. Всі радіаційно-забруднені структури і обладнання демонтуються та вилучаються, а майданчик доводиться до радіаційно-безпечного стану. Вибір цієї стратегії пов'язаний, перш за все, з наявністю підготовленого та досвідченого персоналу.

Відкладений демонтаж означає демонтаж реактора через кілька десятиліть після його зупинення. Підставою для вибору такої стратегії ЗЕ можуть бути недостатня місткість сховищ РАВ, переваги, що пов'язані зі зниженням активності радіоактивних відходів (РАВ) після тривалої витримки, а також необхідність у часі для акумулювання фінансових ресурсів на виконання робіт зі ЗЕ. Така стратегія ЗЕ потребує додаткових витрат на довготривале утримання реактора в безпечному стані, а також створює ризик втрати фінансування внаслідок зовнішніх причин.

Захоронення на місці — стратегія ЗЕ, що передбачає герметизацію реактора на майданчику та ізоляцію радіонуклідів до того часу, поки реактор не може бути звільнений від контролю. Наприклад, реактор, обладнання 1-го контуру та інше високоактивне обладнання оточуються бетонною оболонкою на час, поки радіоактивність не досягне допустимого рівня внаслідок природного розпаду.

При виборі оптимальної стратегії ЗЕ основним критерієм має бути принцип ALARA. Невідкладний демонтаж дає змогу використати досвідчений персонал реактора для виконання робіт зі ЗЕ, але будь-які переваги цього варіанта потрібно зіставляти з більш високими дозами опромінення персоналу, зайнятого на цих роботах. При відкладеному демонтажі за довгий час будуть розроблені нові технології та технологічні рішення, які дозволять виконати роботи зі ЗЕ ефективніше. З іншого боку, для людей, які прийдуть з іншою технологічною культурою, частину інформації про установку після її тривалої витримки буде втрачено. Крім того, для цього варіанта слід враховувати довгострокову деградацію об'єкта, вартість безперервного

контролю та можливе збільшення вартості захоронення радіоактивних відходів, тому що, незважаючи на зниження небезпеки внаслідок радіоактивного розпаду, регулюючи вимоги на той час можуть стати жорсткішими.

Головними факторами, що обумовлюють вибір варіанта ЗЕ, є:

національна політика та регулювання ядерної діяльності;

обмеження з точки зору ядерної, радіаційної та екологічної безпеки;

ступінь технологічного опрацювання альтернативних варіантів;

ступінь поточної та майбутньої потреби в територіях, спорудах, обладнанні та матеріалах об'єкта, що знімається з експлуатації;

результати попередніх техніко-економічних досліджень альтернативних варіантів;

наявність інфраструктури з поведіння з ВЯП, РАВ та іншими матеріалами, що утворюються при реалізації проекту ЗЕ;

порівняльний аналіз об'ємів та активностей радіоактивних відходів;

існуючий практичний досвід реалізації аналогічних проектів ЗЕ;

наявність фінансових ресурсів для реалізації проекту ЗЕ; прогнольні результати оцінок індивідуальних та колективних доз опромінення персоналу, який буде задіяний на роботах зі ЗЕ;

захист навколишнього середовища;

старіння будівельних конструкцій об'єкта в разі відкладеного демонтажу та проблеми, пов'язані з подальшим контролем та обслуговуванням об'єкта;

наявність підготовленого персоналу;

результати соціологічних опитувань населення, яке мешкає поблизу від об'єкта.

Стратегії ЗЕ закордонних ДЯР мають специфіку, пов'язану з історичними, національними, територіальними, технологічними, соціально-економічними та іншими умовами, включаючи громадську думку, але загальна тенденція формулюється так (цитуюмо):

— “Невідкладний демонтаж слід вважати стратегією зняття з експлуатації, яка має перевагу. ... Якщо обрано стратегію відкладеного демонтажу або захоронення, оператор повинен забезпечити чітке мотивування такого вибору” [14];

— “Усі стратегії зняття з експлуатації мають переваги та недоліки, але невідкладний демонтаж є переважною стратегією” [15].

Конструкція, розташування та експлуатація ДЯР ВВР-М

ДЯР ВВР-М споруджено в рамках загальнодержавної програми створення на території колишнього СРСР мережі регіональних ядерних центрів з ядерними реакторами, а його фізичний пуск здійснено 12 лютого 1960 р. ДЯР ВВР-М є однією з вдалих модифікацій водо-водяних реакторів, які відзначаються простотою конструкції, зручностями проведення експериментів, відносно невеликою вартістю, низькими експлуатаційними витратами, надійністю і безпекою в роботі. ВВР-М — реактор басейнового типу, в якому звичайна вода (дистилят) виконує функції уповільнювача нейтронів, теплоносія та біологічного захисту для обслуговуючого персоналу. Номінальна потужність

реактора — 10 МВт, максимальна щільність нейтронного потоку в активній зоні — $1,2 \cdot 10^{14}$ н/(см²·с).

Реактор розташований на території Інституту ядерних досліджень НАН України в Голосіївському районі м. Києва. Радіус санітарно-захисної зони (СЗЗ) реактора — 300 м, зони спостереження (ЗС) — до 3000 м. Поблизу майданчика реактора відсутні техногенно-шкідливі підприємства, які могли б вплинути на роботу реактора і створити загрозову ситуацію для нормальної експлуатації реактора та його демонтажу при знятті з експлуатації.

ДЯР ВВР-М — діюча установка. Її експлуатуюча організація — Інститут ядерних досліджень НАН України — має необхідні ліцензії та дозволи на експлуатацію реактора, яка здійснюється відповідно до указаних документів, а також правил, норм та стандартів, чинних в Україні на об'єктах атомної енергетики. Основні споруди реактора розташовані на реакторному майданчику (рис. 1).

Найважливішим елементом модернізації реактора з погляду майбутнього ЗЕ є реконструкція системи поводження з ВЯП. Запропоноване технічне рішення щодо створення нового сховища ВЯП передбачає:

побудову басейну витримки (БВ-2) для тимчасового збереження ТВЗ;

створення блока перевантаження ТВЗ з БВ-2 до транспортних контейнерів;

удосконалення діючої транспортної лінії переміщення ТВЗ з БВ-1 до БВ-2;

реконструкцію приміщення для БВ-2 (згідно з проектом, БВ-2 розміщено в приміщенні тамбуру, з'єднаному з реакторною залю герметичними воротами).

Після введення нової системи поводження з ВЯП відпрацьовані ТВЗ з басейну БВ-1 будуть вивантажені й розміщені у БВ-2. Введення в експлуатацію БВ-2 передбачається в середині 2009 р.

Плани майбутнього використання майданчика реактора

На даному проміжку часу з об'єктивних причин неможливо остаточно спланувати майбутнє конкретне використання майданчика і будівлі реактора. На майданчику Інституту ядерних досліджень (ІЯД) розташовано ізохронний циклотрон У-240 і електростатичний генератор ЕГ-10. Для цих дослідницьких установок не встановлюється проектний ресурс експлуатації, тому вони працюватимуть ще досить довго, в тому числі й після завершення ЗЕ ДЯР ВВР-М. Подальша експлуатація циклотрона і генератора вимагатиме продовження режиму обмежень на майданчику ІЯД незалежно від стану, до якого буде приведено майданчик реактора.

До реакторної зали примикає будівля “гарячих” камер, які організаційно не входять до реактора ВВР-М, а експлуатуються відділом радіаційного матеріалознавства ІЯД. ІЯД є єдиною організацією в Україні, яка має право на дослідження опроміненого металу корпусів енергетичних реакторів типу ВВЕР. На ці роботи ІЯД має відповідні ліцензії Державного комітету ядерного регулювання України. В 2007 р. ІЯД визначений провідною організацією щодо супроводу безпечної експлуатації корпусів реакторів типу ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 з радіаційного матеріалознавства. Дослідження за напрямом “Ядерна енергетика” проводяться у відділі радіаційного матеріалознавства і стосуються, в першу чергу, безпеки експлуатації та подовження ресурсу служби діючих корпусів реакторів з точки зору радіаційного окрихчування корпусної сталі. Існуюче обладнання у відділі радіаційного матеріалознавства: важкі захисні камери (“гарячі” камери), які дають змогу проводити дослідження з радіоактивними зразками активністю до 25000 Ки і є єдиними в Україні, та легкі захисні камери, які дають змогу працювати з активністю до 250 Ки. В камерах розташовано дистанційно-кероване обладнання для досліджень фізико-механічних властивостей матеріалів, опромінених високими дозами нейтронів, зокрема зразків-свідків металу корпусів реакторів АЕС України. У кожній “гарячій” камері обробляється не менше 2000 різних радіоактивних об'єктів протягом року. Отже, найбільш імовірним і доцільним може бути продовження експлуатації “гарячих” камер після завершення зняття з експлуатації реактора як окремої лабораторії для проведення досліджень і використання радіаційних технологій. Напрямки використання

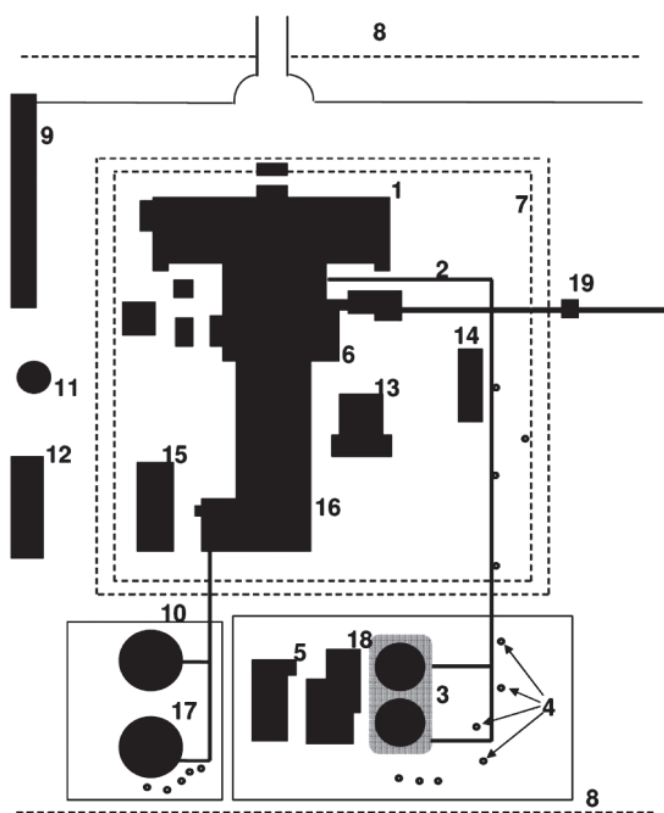


Рис. 1. Розміщення будівель і споруд на реакторному майданчику:

- 1 — будівля реактора; 2 — трубопровід спеціальної каналізації; 3 — зливні резервуари; 4 — свердловини; 5 — майстерня; 6 — тамбур реакторного залу; 7 — огорожа фізичного захисту; 8 — огорожа майданчика; 9 — приміщення складу; 10 — трубопровід спеціальної каналізації “гарячих” камер; 11 — водонапірна башта; 12 — градирня; 13 — вентиляційний центр; 14 — газгольдер; 15 — насосна 2-го контуру; 16 — будівля “гарячих” камер; 17 — резервуари “гарячих” камер; 18 — установка переробки рідких РАВ; 19 — експериментальний павільйон горизонтального каналу № 9

У 2004 р. НАН України схвалила “Стратегічний план використання дослідницького ядерного реактора ВВР-М ІЯД НАНУ” [16]. Сучасний технічний стан реактора дозволяє його безпечну експлуатацію впродовж найближчих 8—10 років за умови модернізації окремих систем і елементів реактора, тому стратегічною метою Плану визначено продовження експлуатації реактора до 2018 р.

лабораторії визначаться найближчими роками з урахуванням конкретних потреб промисловості, зокрема ядерно-енергетичного комплексу України.

Слід згадати, що кілька років тому розглядалася можливість будівництва нового дослідницького реактора на існуючому майданчику поруч с ДЯР ВВР-М. Незважаючи на очевидні переваги такого рішення, наразі таке будівництво цілком неможливе через жорсткіші вимоги чинного законодавства до вибору місць розміщення нових ядерних установок; якщо ж рішення про будівництво нового реактора буде прийнято, то з розташуванням його за межами м. Києва [17].

Обрана стратегія ЗЕ ДЯР ВВР-М

Вирішальними факторами вибору стратегії ЗЕ є плани майбутнього використання майданчика та технічна спроможність реалізації обраної стратегії ЗЕ. При виборі стратегії ЗЕ враховувалися особливості ДЯР ВВР-М:

реактор розташовано у великому багатомільйонному місті, що збільшує потенційну небезпеку наслідків можливих аварій і ускладнює роботи з вивозу ВЯП, РАВ та забрудненого обладнання;

поряд з ДЯР на території Інституту розташовано інші діючі радіаційно-небезпечні установки (насамперед, електростатичний прискорювач ЕСГ та циклотрон У-240);

внаслідок достатньо високих щільностей потоку нейтронів наведена активність конструкцій, розташованих у безпосередній близькості від активної зони, досить значна; відходи, що утворюються при ЗЕ, відрізняються від експлуатаційних як більшим різноманіттям видів, так і значно більшими об'ємами;

більша частина будівельних конструкцій не є радіоактивними відходами. До РАВ відноситимуться тільки поверхневий шар будівельних конструкцій в приміщеннях, де було розташоване технологічне обладнання реактора;

ДЯР має у своєму складі горизонтальні експериментальні канали та інші експериментальні пристрої, демонтаж яких особливо складний.

Захоронення на місці — потенційно дешевша альтернатива демонтажу і захоронення за межами майданчика — включає зневоднення басейну реактора і заповнення його твердими відходами (фрагментами технологічного обладнання тощо) після їх іммобілізації, наприклад цементом. Цей варіант є незалежним від наявності потужностей для захоронення відходів за межами реакторного майданчика і потребує значно менших трудовитрат. Оскільки будівля реактора не проектувалася для довготривалого збереження, такий варіант потребує додаткових захисних бар'єрів. Кінцевий стан такого варіанта — пасивна безпечна омонічена структура, яка потребує довготривалого, але мінімального контролю (обмежене використання). Захоронення на місці є найдешевшим варіантом ЗЕ, але неприйнятним для місцевого населення. Крім того, створення такого сховища може бути неприйнятним з погляду впливу на навколишнє середовище, особливо в разі непередбачених зовнішніх подій або структурного руйнування, внаслідок яких відбувається вихід радіоактивних речовин у середовище. У майбутньому, в разі змін регуляторної політики, за цим варіантом може виникнути необхідність у значних витратах на відновлення майданчика або перезачоронення РАВ. У цілому такий підхід не відповідає міжнародному досвіду, який вимагає необмеженого використан-

ня майданчика після завершення ЗЕ. Тому цей варіант був визнаний неприйнятним для ДЯР ВВР-М.

Порівнюючи варіанти *відкладеного* і *невідкладного* демонтажу, слід окреслити коло задач, спільних для всіх варіантів, а саме:

остаточне зупинення реактора і відключення систем керування з метою запобігання повторного запуску реактора;

вилучення ВЯП;

вилучення технологічних середовищ і зневоднення 1-го контуру;

дезактивація;

завершення вилучення і переробка експлуатаційних відходів.

Вилучення ВЯП є обов'язковою передумовою для всіх варіантів, тому що це є вимогою отримання ліцензії на ЗЕ. Подальша послідовність виконання робіт зі ЗЕ відрізняється, але без надлишкової деталізації зауважимо, що фінансові витрати дуже близькі для всіх варіантів і тому цей фактор не є вирішальним при виборі стратегії ЗЕ.

До систем реактора, забруднених радіонуклідами або активованих нейтронами, належать обладнання активної зони, берилієвий відбивач, корпус реактора; трубопроводи та запірна арматура 1-го контуру, іонообмінний та термооксидний фільтри; коліматори і фільтри горизонтальних каналів. Оцінка дозових навантажень на персонал після припинення експлуатації реактора базується на попередньому досвіді поводження з ВЯП і РАВ та виконання технологічних операцій із заміни деяких елементів конструкцій реактора. Цей досвід свідчить, що при роботі з ВЯП потужність експозиційної дози гамма-випромінювання дорівнює 1 мЗв/год. Під час демонтажу вузлів і деталей реактора вона може досягти 60 мбер/год, фільтрів — 0,4 мЗв/год. Для інших операцій зняття з експлуатації реактора вона не перевищуватиме 0,1 мЗв/год. У 1989 р. проведено модернізацію 1-го контуру — замінено теплообмінники (іншої конструкції) та ділянки трубопроводу, що прилягають до теплообмінників.

Існує закордонний досвід виконання демонтажу і вилучення великогабаритних елементів реактора, який використовуватиметься при плануванні демонтажних робіт на реакторі ВВР-М. Так, наприкінці 1980-х років у Ржежі (Чеська Республіка) та Будапешті (Угорщина) замінено корпуси реакторів аналогічної конструкції без їхнього вилучення із бетонного біологічного захисту і попереднього розрізання на окремі сегменти (рис. 2).

При використанні відкладеного демонтажу вважається, що можливо досягти деяких переваг внаслідок природного радіоактивного розпаду радіоактивних речовин і, тим самим, зменшити дозове навантаження на персонал. Як свідчить закордонний досвід, витрати на виконання такого варіанта практично ті самі, що й для невідкладного демонтажу. При невідкладному демонтажі процес ЗЕ швидко досягає свого логічного завершення із залученням для цього наявного персоналу і, тим самим, немає перекладання тягаря проблем на майбутні покоління. Це єдиний варіант, прийнятний для всіх зацікавлених сторін, насамперед для місцевого населення. Зіставлення наведених аргументів доводить, що немає фінансово-економічних переваг того чи іншого варіанта, технічна складність варіантів однакова, вирішальну роль грають морально-етичні фактори. Тому стратегією ЗЕ ДЯР ВВР-М обрано варіант *невідкладного демонтажу* з вилученням ВЯП і всіх РАВ за межі м. Києва, поверненням реакторного майданчика для *необмеженого використання* і подальшою передачею головної

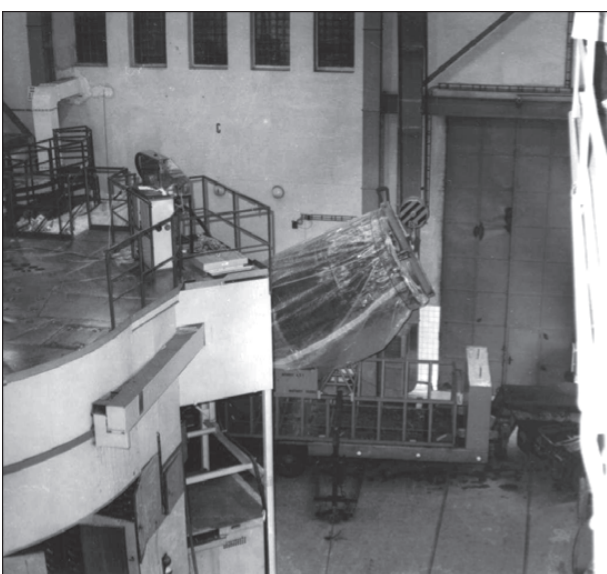
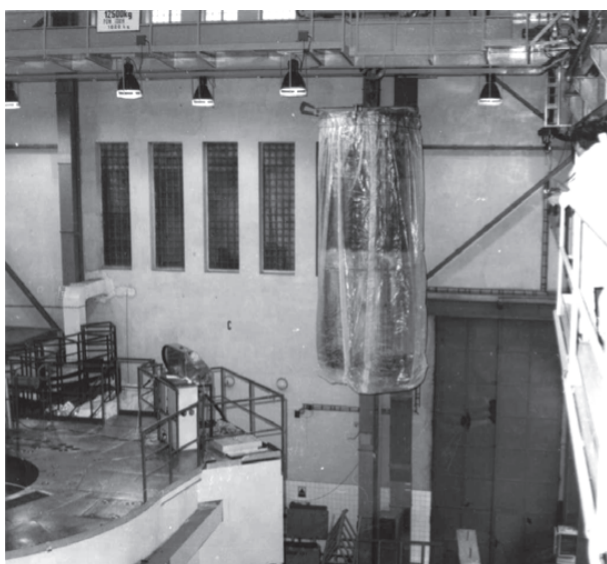
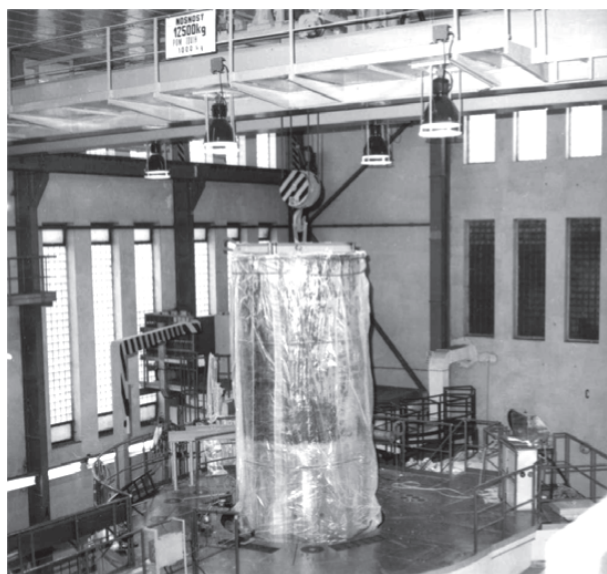


Рис. 2. Послідовність вилучення корпусу реактора VVR-S (1986 р., Інститут ядерних досліджень, м. Ржеж, Чеська Республіка)

будівлі реактора, частини існуючої інфраструктури із забезпечення експлуатації та допоміжних будівель реактора до складу лабораторії для проведення досліджень і використання радіаційних технологій. За попередніми оцінками тривалість ЗЕ становитиме не більше 6 років.

Згідно з нормативним документом [2] заплановано **поетапну реалізацію** обраної стратегії ЗЕ. Першим етапом є **припинення експлуатації**, тобто заключний етап експлуатації реактора, який виконуватиметься після прийняття рішення про остаточне зупинення реактора. Основною метою діяльності на цьому етапі є приведення реактора до стану, коли ВЯП відсутнє на його території, тобто вилучено з реактора і басейну витримування для довготривалого безпечного збереження у БВ-2.

Операції щодо вилучення, збереження і перевантаження ВЯП — такі самі, як і при експлуатації реактора, — мають відповідати діючій експлуатаційній ліцензії. Технологію перевантаження ВЯП з активної зони до сховища ВЯП відпрацьовано протягом багатьох років. За інструкцією, паливо з активної зони працюючого реактора має протягом трьох років “охолоджуватися” в сховищі ВЯП перед його перевезенням в інше місце, і така процедура неодноразово здійснювалася. Після цього вирішується питання вивезення ВЯП за межі м. Києва. З остаточним визначенням місця постійного зберігання чи переробки ВЯП розроблятимуться маршрути його транспортування. Від реактора до залізниці маршрути транспортування ВЯП по м. Києву відпрацьовані і використовувалися в минулому.

Після вилучення ВЯП до БВ-2 експлуатаційна ліцензія анулюється і не може бути поновлена. Подальші роботи щодо ЗЕ виконуватимуться згідно з ліцензією на ЗЕ, яка не передбачає поводження з ВЯП.

Метою другого етапу — **остаточне закриття** — є переведення реактора до стану, який виключає його використання як джерела нейтронів. Як джерело нейтронів, після вилучення ядерного палива з активної зони він уже не існуватиме, а обладнання експериментальних каналів буде демонтоване. Таким чином, основна мета етапу буде досягнута.

Метою третього, останнього етапу — **демонтаж** — є розбирання і вилучення систем та компонентів реактора, а також вилучення радіоактивних речовин за межі майданчика. Кінцевий стан після завершення етапу демонтажу відповідає кінцевому стану, який досягається після завершення ЗЕ реактора. Такий стан характеризується тим, що майданчик реактора звільняється від радіаційного контролю з подальшим зняттям режиму обмежень для **необмеженого використання** і передачею будівлі реактора, частини існуючої інфраструктури із забезпечення експлуатації та допоміжних будівель реактора до складу лабораторії для проведення досліджень і використання радіаційних технологій. Тривалість етапу демонтажу становитиме близько 1,5 рока і залежатиме від наявності достатніх матеріальних ресурсів, технологій і отриманого досвіду виконання демонтажних робіт.

Забезпечення безпеки при ЗЕ реактора є найважливішим елементом загальної технологічної схеми. Кожна запланована дія при виконанні робіт зі ЗЕ розглядатиметься з точки зору впливу на ядерну, радіаційну, пожежну, загальнопромислову та інші компоненти безпеки. На всіх етапах ЗЕ персонал, населення і навколишнє середовище повинні бути захищені від небезпек, пов'язаних зі ЗЕ. Безпека при ЗЕ має забезпечуватися відповідно до вимог чинних нормативних документів, норм, правил і стандартів. Радіаційна, пожежна і загальнопромислова безпека, а також безпека навколишнього середовища при ЗЕ

забезпечуються проектними системами, що продовжують експлуатуватися в штатному режимі, організаційно-технічними заходами і системою забезпечення якості.

Організація системи протирадіаційного захисту при виконанні робіт зі ЗЕ передбачає цілком логічне продовження існуючої системи при експлуатації реактора. Функціонування системи протирадіаційного захисту під час ЗЕ є складовою частиною забезпечення *штатного експлуатаційного режиму*. З початком виконання робіт зі ЗЕ існуюча система адаптуватиметься для задоволення потреб, обумовлених характером і складом таких робіт.

Радіоактивні відходи, що утворюються при ЗЕ реактора, відрізняються від експлуатаційних як більшим різноманіттям, так і більшими об'ємами.

Для збирання, переробки і транспортування РАВ, що утворюються при ЗЕ, планується в основному використовувати *діючу інфраструктуру для перероблення* експлуатаційних РАВ. Але, враховуючи великі об'єми і наявність великогабаритних елементів, необхідно створення технологій фрагментації відходів (у тому числі металу і бетону), а також створення технологій переробки забруднених конструкцій (головним чином, металу).

Збереження і використання *практичного досвіду персоналу реактора* є одним з пріоритетних напрямків при плануванні та виконанні ЗЕ, сприяючи зменшенню ризиків можливих аварій, вирішенню проблем з підготовки та набору нового персоналу, значному полегшенню виконання робіт. На початку ЗЕ постають такі ж завдання, що й при експлуатації реактора (наприклад, вивантаження ВЯП і дезактивація). Персонал реактора, який володіє глибоким знанням конструкції реактора та пов'язаного з ним обладнання, виконуватиме значну частину робіт зі ЗЕ. Крім спеціалістів, які працюють на момент остаточної зупинки реактора, необхідно залучати як консультантів тих співробітників, які раніше довгі роки працювали на реакторі, а для виконання специфічних робіт, не традиційних для персоналу реактора, — спеціалістів відповідних кваліфікацій з інших підрозділів ІЯД чи підприємств, які пов'язані з атомною енергетикою.

До остаточного зупинення реактора передбачено низку заходів, що обумовлюють успішну реалізацію стратегії ЗЕ, головними з яких є:

виконання комплексного інженерно-радіаційного обстеження (КІРО) реактора. Метою КІРО є отримання інформації про інженерний і радіаційний стан реактора для використання її при розробці документації зі ЗЕ, а також при плануванні і виконанні робіт зі ЗЕ. Така мета досягається шляхом збирання, упорядкування й аналізу інформації про склад і характеристики (інженерні та радіаційні) обладнання, конструкційних елементів, приміщень, будівель і споруд ДЯР ВВР-М;

розробка Програми ЗЕ — документа, що містить обґрунтування та опис стратегії зняття установки з експлуатації, комплексу адміністративних, організаційних та технічних заходів під час зняття установки з експлуатації, а також інформацію, потрібну для використання даного документа як керівництва під час проведення діяльності щодо зняття установки з експлуатації. Головна мета Програми ЗЕ — забезпечення стратегічного рівня планування робіт, включаючи усі необхідні обґрунтування с достатнім ступенем деталізації, що дозволять розроблення Проекту ЗЕ.

На підставі сучасного досвіду зняття з експлуатації ДЯР, досвіду поводження з ВЯП та РАВ на реакторі ВВР-М, очікуваних радіаційних полів, радіоактивності та кількості

РАВ при дотриманні санітарних правил та норм радіаційної і загальної техніки безпеки роботи при ЗЕ ДЯР ВВР-М не можуть створити небезпеку опромінення персоналу та населення вище встановлених лімітів дози, а також забруднення довкілля радіоактивними речовинами.

Висновки

Аналіз закордонного досвіду свідчить, що вибір стратегії ЗЕ ДЯР залежить від багатьох факторів, обумовлених конкретними умовами розташування реакторів, але характерним є ряд загальних підходів щодо такого вибору і переважаною вважається стратегія невідкладного демонтажу. На підставі сучасного стану ДЯР ВВР-М, досвіду виконання демонтажних робіт та планів майбутнього використання території подано обґрунтування того, що оптимальною стратегією ЗЕ ДЯР є невідкладний демонтаж з метою необмеженого використання майданчика та показано, що обрана стратегія ЗЕ задовольняє вимогам чинного законодавства України та міжнародним рекомендаціям і дозволяє виконати ЗЕ безпечно та економічно ефективно.

Список літератури

1. Decommissioning of research reactors and other small facilities by making optimal use of available resources. Technical Reports Series 463, IAEA, 2008.
2. *НП 306.2.02/1.004-98*. Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів.
3. Концепція зняття з експлуатації дослідницького реактора ВВР-М НЦ ІЯД НАН України. — К., 2001.
4. *Lobach Yu. N., Ludanova T. G., Lysenko M. V., Makarovskiy V. N., Shevel V. N.* Preparation for Decommissioning of WWR-M // Proc.Int.Conf. Decommissioning Challenges: an Industrial Reality? Sept. 28 to Oct. 2, 2008, Avignon, France; ref.008.
5. Decommissioning of nuclear power plants and research reactors, IAEA Safety Guide WS-G-2.1, 1999.
6. Safe and effective nuclear power plant life cycle management towards decommissioning, TECDOC-1305, IAEA, 2002.
7. Planning, Managing and Organizing the Decommissioning of Nuclear Facilities: Lessons Learned, TECDOC-1394, IAEA, 2004.
8. Strategy selection for the decommissioning of nuclear facilities. Seminar Proceedings, Tarragona, Spain, 1-4 September, 2003, NEA No 5300, Paris, 2004.
9. Selection of Decommissioning Strategies: Issues and Factors, TECDOC-1478, IAEA, 2005.
10. Financial Aspects of Decommissioning, TECDOC-1476, IAEA, 2005.
11. Decommissioning of Research Reactors: Evolution, State of the Art, Open Issues, Technical Report Series 446, IAEA, 2006.
12. Selecting strategies for the decommissioning of nuclear facilities, NEA No 6038, Paris, 2006.
13. Decommissioning strategies for facilities using radioactive materials, Safety Report Series 50, IAEA, 2007.
14. Decommissioning of facilities using radioactive material. Safety requirements. IAEA Safety Standards Series No. WS-R-5. IAEA, 2006.
15. Int.Conf. on Safe Decommissioning for Nuclear Activities, Berlin, Germany, 14-18 October, 2002.
16. Стратегічний план використання дослідницького ядерного реактора ВВР-М Інституту ядерних досліджень НАН України. Затверджено НАНУ 5.07.2004.
17. *Вишневський І. М. та ін.* Основні положення Концепції нового багатоцільового дослідницького ядерного реактора // Ядерная и радиационная безопасность. — 2006. — Т. 9, вып. 4.

Надійшла до редакції 02.06.2009.

Оценка затрат на обращение с радиоактивными отходами при снятии с эксплуатации энергоблоков Чернобыльской АЭС

Приводятся результаты расчетов по оценке объемов РАО, необходимого финансирования и трудозатрат на обращение с РАО, которые могут возникнуть при снятии с эксплуатации энергоблоков Чернобыльской АЭС.

В. М. Гавриш, Д. О. Ткачев

Оцінка витрат на поводження з радіоактивними відходами при знятті з експлуатації енергоблоків Чорнобильської АЕС

Наведено результати розрахунків щодо оцінки об'ємів РАО, необхідного фінансування та трудових затрат на поводження з РАО, які можуть виникнути при знятті з експлуатації енергоблоків Чорнобильської АЕС.

Определение объемов радиоактивно-загрязненных материалов и технологий обращения с ними является одной из приоритетных задач, определяющей эффективность выполнения работ по снятию с эксплуатации. Согласно [1–5], доля финансовых затрат на обращение с РАО может достигать 80 % общей стоимости работ по снятию с эксплуатации. Затраты на обращение с РАО зависят, в первую очередь, от национальных стандартов и нормативных требований, объемов РАО, наличия радиационных аварий на установке, используемых технологий демонтажа, дезактивации, кондиционирования, хранения и (или) захоронения РАО, стоимости трудозатрат.

Учитывая все перечисленные факторы, в пределах одной страны объемы РАО и затраты на обращение с РАО будут различными даже для однотипных реакторов. В странах, имеющих развитую атомную энергетику, к определению таких затрат подходят следующим образом: проводят радиационное обследование установки, а далее, как правило, используют специализированные программы: например, в ФРГ — систему «DeManS» фирмы EWN GmbH, в США — программу «Stream» для площадки Hanford, в Словакии — код «Omega» фирмы Decom Slovakia. В некоторых случаях, используя информацию из радиационных обследований, определяют необходимые данные экспертным путем [6–8]. Следует особо отметить, что применение специализированных программ значительно снижает трудоёмкость и соответственно позволяет оптимизировать работы по снятию с эксплуатации, проводимые на площадке.

Эта задача особенно актуальна для Украины, в которой с 2000 г. начаты работы по подготовке к снятию с эксплуатации Чернобыльской АЭС. До настоящего времени подходы к оценке всех объемов РАО и возможных технологий по обращению с РАО на весь период снятия с эксплуатации являлись приблизительными и основывались на опыте эксплуатации. Данная ситуация в основном объясняется отсутствием до 2004 г. рабочей Стратегии снятия с эксплуатации Чернобыльской АЭС, а до 2005 г. — полных данных комплексного инженерного обследования (КИРО) всех энергоблоков ЧАЭС. В 2006–2007 гг. в связи с разработкой Программы снятия с эксплуатации Чернобыльской АЭС впервые была предпринята попытка решения данной задачи на весь период снятия с эксплуатации Чернобыльской АЭС, включая достижение конечного состояния «бурого пятна» (когда работы по снятию с эксплуатации на площадке закончены, а оставшиеся здания и сооружения доведены до радиационного состояния, соответствующего фоновым значениям зоны отчуждения). Дальнейшая деятельность предполагается в рамках Программы реабилитации зоны отчуждения.

Основная часть работ по определению объемов РАО, необходимого финансирования и трудозатрат на обращение с РАО выполнялась экспертным путем. Предполагается, что в будущем такие работы будут производиться с помощью одного из модулей информационной системы поддержки снятия с эксплуатации.

Целью данной статьи является проведение детальной оценки планируемой деятельности по обращению с РАО при выполнении работ по снятию с эксплуатации Чернобыльской АЭС в период до 2064 г., а также разработка алгоритма определения оптимальной стратегии обращения с РАО и оценки затрат при выборе варианта снятия с эксплуатации.

В процессе разработки Программы снятия с эксплуатации Чернобыльской АЭС в 2007 г. уточнена Стратегия снятия

2004 г., которая заключается в том, что непосредственно работы по снятию с эксплуатации планируется начать в 2010 г. и вести их в три этапа:

- этап окончательного закрытия и консервации (до 2021 г.);
- этап выдержки (2022—2044 гг.);
- этап демонтажа (приблизительно 2045—2064 гг.).

На протяжении этих лет предполагается освободить территорию, занимаемую площадкой ЧАЭС, от радиоактивно загрязненных материалов и источников ионизирующего излучения и максимально снизить ограничения на использование площадки. Данные работы не относятся к объекту «Укрытие» и хранилищу отработанного ядерного топлива.

Определение объемов РАО, необходимого финансирования и трудозатрат на обращение с РАО производилось согласно алгоритму, представленному на рис. 1. В качестве исходных данных использовались результаты КИРО энергоблоков №№ 1, 2, 3 и ряда работ [10—13].

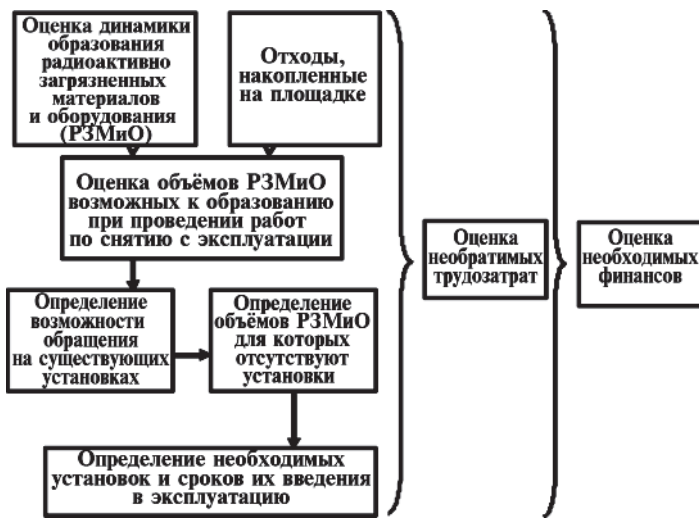


Рис. 1. Алгоритм проведения оценки затрат

Для оценки объемов и динамики образования РАО, возможных к возникновению при выполнении работ по снятию с эксплуатации ЧАЭС, принималось, что темп демонтажных работ радиоактивно загрязненного оборудования и материалов составляет 2500 т/год. Объем радиоактивно загрязненных материалов и оборудования (РЗМиО) и РАО учитывался в соответствии с рабочей классификацией на основе способов обращения — сжигаемые, прессуемые и т. д. (данный подход описан в п.15.1.9 ОСПУ [13]). Для оценки возможных технологий обращения с РАО использовались данные о существующих технологиях. До 2020 г. учтена общая динамика образования РАО с учетом работ на объекте «Укрытие» при строительстве нового безопасного конфаймента (НБК) и демонтаже нестабильных конструкций объекта «Укрытие». В соответствии с результатами КИРО до 95 % всех радиоактивно загрязненных материалов и оборудования отнесены по радиационным характеристикам согласно существующей классификации к краткосуществующим радиоактивными отходами (КС). Не рассматривались аспекты обращения с длительносуществующими отходами (ДС) и высокоактивными отходами (ВАО) ввиду разработанной стратегии обращения с ДС и ВАО [14]. При планировании обращения с РАО принят принцип «максимальной переработки радиоактивно загрязненных материалов» в соответствии с фундаментальными принципами обращения с РАО, изложенными в [15]. При определении

объемов учитывались как непосредственно радиоактивно загрязненные материалы, так и вторичные РАО, возникающие в процессе обращения.

С учетом вышеприведенных допущений общие объемы радиоактивно загрязненных материалов и РАО (РЗМиО), образующихся в процессе проведения работ по снятию с эксплуатации, ориентировочно составляют: ТРО — 142 тыс. м³, ЖРО — 33 тыс. м³.

После оценки объемов согласно приведенному алгоритму (рис. 1), определялась возможность обращения с РАО на существующих участках и установках, эксплуатируемых на этапе окончательного закрытия и консервации.

Для радиоактивных материалов и оборудования, остающихся не переработанными на установках, определялись необходимые дополнительные установки. Пример определения необходимой мощности для переработки металлических отходов на этапе окончательного закрытия и консервации представлен на рис. 2 (по левой вертикальной оси показано накопление металлических отходов, м³, для которых производительности предлагаемых установок недостаточно, соответствующие графики изображены пунктирными линиями; по правой вертикальной оси показано суммарное накопление металла без проведения дезактивации, м³, соответствующий график изображен сплошной линией). Аналогичным был подход и по другим видам отходов.

В результате определены перечень и оптимальная производительность необходимых дополнительных установок по обращению с РЗМиО по всем этапам снятия с эксплуатации (табл. 1).

В результате обращения с РЗМиО на имеющихся и необходимых дополнительных установках и участках прогнозируется образование кондиционированных ТРО в ориентировочных в объемах до 77 тыс. м³. Из них объем КС составит 78—80 %, или до 60 тыс. м³.

Далее в соответствии с алгоритмом, представленным на рис. 1, определялось необходимое количество персонала для проведения работ по обращению с РАО на весь период снятия с эксплуатации. Оценка потребности в трудовых ресурсах выполнялась на основе анализа работ, планируемых к проведению на площадке, а также анализа работы установок и участков по обращению с РАО, по следующим градам: руководители; ИТР; рабочие (рис. 3).

В условиях высокой степени неопределенности из-за отсутствия разработанных проектов СЭ при определении количества требуемого персонала использовался подход,

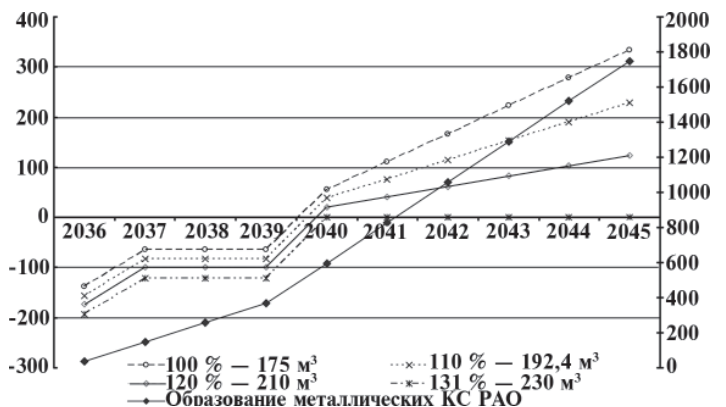


Рис. 2. Пример определения оптимальной переработки (дезактивации) металлических отходов в зависимости от различных производительностей установок дезактивации в период с 2036 по 2045 гг.

Таблица 1. Необходимые дополнительные установки по обращению с РАО

Установка/Участок	Ввод в эксплуатацию, год	Производительность (мощность), м ³ /год	Примечание
Хранилище для временного хранения ЖРО ДС	2010	7710	Как временная мера до создания участка по переработке ЖРО ДС
Участок переработки ЖРО ДС	2011	700	
Участок фрагментации и дезактивации металлов № 1	2010	1620	
Металлоплавильная печь	2012—2015	910	
Участок обработки кабельной продукции № 1	2010	80	
Участок фрагментации и сортировки для обращения ТРО ДС № 1	2010	120	
Временное хранилище для ДС РАО	2010	7000	
Хранилище для захоронения КС РАО	2016	30000	Строительство будет осуществляться МЧС после проведения ТЭО
Участок обработки кабельной продукции № 2	2021	21	С учетом продления ресурса участка обработки кабельной продукции № 1
Участок обработки кабельной продукции № 3	2036	150	
Площадка временного хранения № 1	2010	700	
Участок по переработке ЖРО КС	2039	486	Альтернатива — реконструкция ЗПЖРО
Участок фрагментации и дезактивации металлов № 2	2036	230	Альтернатива — продление срока эксплуатации участка фрагментации и сортировки для обращения ТРО ДС № на 10 лет
Участок по обращению с прессуемыми КС РАО	2039	353	Альтернатива — реконструкция имеющегося Промышленного комплекса по обращению с ТРО
Участок по обращению со сжигаемыми КС РАО	2039	116	Альтернатива — реконструкция имеющегося Промышленного комплекса по обращению с ТРО
Участок по обращению с неперерабатываемыми КС РАО	2039	230	В состав участка должна входить площадка временного хранения до 400 м ³
Площадки временного хранения № 2	2021-2046	2200	
Установка по обращению с ДС РАО № 2	2046	140	
Дополнительный участок по обращению с неперерабатываемыми КС РАО	2052	194	
Участок фрагментации и дезактивации металлов № 3	2046	295	

основанный на методе экспертных оценок и опыте, полученном при выполнении подобных работ. Одним из основных допущений являлось то, что все работы, выполняемые на площадке, осуществляются собственными силами с минимальным привлечением подрядчиков для выполнения специфических работ. Нормы управляемости приняты в соответствии со средним сложившимся в про-

мышленности Украины соотношением рабочих, ИТР, руководителей — 25:5:1.

Далее определялись объемы необходимого финансирования на обращение с РАО с учетом затрат на материалы, энергоносители, упаковки, среднюю заработную плату персонала, затрат на транспортировку, амортизационные отчисления и затрат на техническое обслуживание. В результате

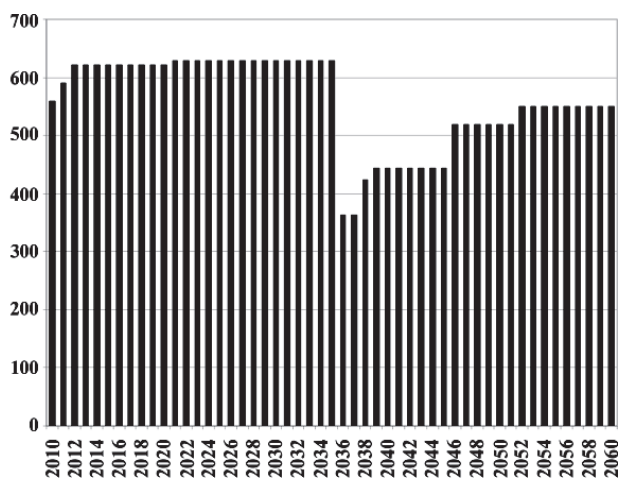


Рис. 3. Прогнозные оценки в потребности персонала, чел., для обращения с РАО на ГСП ЧАЭС

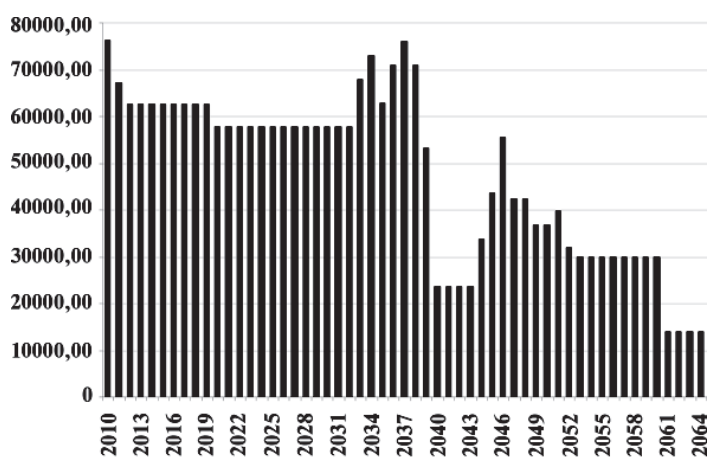


Рис. 4. Ориентировочные финансовые затраты, тыс. грн, на обращение с РАО при выполнении работ по снятию с эксплуатации ГСП ЧАЭС и преобразованию объекта «Укрытие» в ценах 2006 г.

получен график необходимого ежегодного финансирования работ по обращению с РАО Чернобыльской АЭС для всех этапов снятия с эксплуатации (рис. 4). Общие прогнозируемые затраты по ценам за 2006 г. составили 2622 млн грн.

Выводы

Впервые получены детальные оценки планируемой деятельности по обращению с РАО при проведении работ по снятию с эксплуатации Чернобыльской АЭС в период до 2064 г. Результаты проделанной работы нуждаются в постоянной актуализации с использованием специализированных программных средств в связи с изменениями учетных факторов. Предложенный алгоритм может быть с успехом применен при разработке концепций снятия с эксплуатации действующих АЭС Украины в части определения

оптимальной стратегии обращения с РАО и оценки затрат при выборе варианта снятия с эксплуатации.

Большие трудозатраты на проделанную работу и значительное количество динамических факторов диктуют насущную необходимость создания в Украине специализированных компьютерных систем по снятию с эксплуатации.

Список литературы

1. Менон Ш. Повторное использование материалов от демонстрации ядерных установок// Атомная техника за рубежом. — 1996. — № 12.
2. Сивинцев Ю. В. Минимизация объёма отходов низкой удельной активности на АЭС// Атомная техника за рубежом. — 1996. — № 11.
3. Андерссон О. Концентрирование и переработка отходов низкой удельной активности// Атомная техника за рубежом. — 1995. — № 12.
4. Хебрант П. Повторное использование металла демонтированных трубопроводов АЭС// Атомная техника за рубежом. — 1989. — № 9.
5. Шульга Н. А. Перспективы развития за рубежом регенерации металлов из радиоактивного металлического скрапа методом плавнения// Атомная техника за рубежом. — 1994. — № 4.
6. Sterner H. et al. Stilllegung und Abbau des Kernkraftwerkes Greifswald// Atomwirtschaft. — 1995. — № 40. — P. 247–252.
7. Rittscher D., Leushacke D.F. Waste Management and Decommissioning of VVER Reactors in Germany// ASME. — Baltimore (USA), 1998.
8. Innovative technology summary report: System for Tracking Remediation, Exposure, Activities and Materials/ DOE/EM-0376, Department of Energy, Office of Environmental Management, Washington, DC (United States), 1998. — 29 p.
9. Daniska V. et al. Lessons Learnt from Application of the Standardised Cost Calculation Code OMEGA in Decision Making Processes and Planning in Decommissioning// International Conference on Lessons Learned from Decommissioning of Nuclear Facilities and the Safe Termination of Nuclear Activities. — Athens (Greece), 2006.
10. Итоговый отчет по результатам комплексного инженерного и радиационного обследования энергоблока № 1/ ГСП ЧАЭС. №14.50.420.120-01.57. — Славутич, 2000. — 231 с.
11. Итоговый отчет по результатам комплексного инженерного и радиационного обследования энергоблока № 2/ ГСП ЧАЭС. №14.50.420.280-01.32. — Славутич, 2002. — 225 с.
12. Сводный итоговый отчет по результатам комплексных инженерных и радиационных обследований энергоблоков № 2, 3/ ГСП ЧАЭС 14.50.420.300-01.53; Инв. № 51. — Славутич, 2005. — 870 с.
13. Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України / МОЗ України. ДП 6.177-2005-09-02. — К., 2005.
14. Стратегия обращения с длительносуществующими и высокоактивными твердыми радиоактивными отходами на этапах прекращения и снятия с эксплуатации энергоблоков ЧАЭС и преобразования объекта «Укрытие» в экологически безопасную систему (фазы 1, 2) / ГСП ЧАЭС. — Славутич, 2006. — 32 с.
15. Principles of Radioactive Waste Management, Safety Series No. 111-F. — Vienna: IAEA, 1995.

Надійшла до редакції 02.03.2009.

С. В. Клевцов¹, Н. П. Валигун²,
А. В. Носовський², І. С. Комаров³

¹ПП «Інженерні технології та розробки»

²Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки»

³Дочірнє підприємство «Інженерно-технічний центр підготовки кадрів для енергетики»

Культура безпеки у сфері використання ядерної енергії

Наведено стислий опис виникнення й розвитку поняття «культура безпеки» в Україні, заснованого на стандартах МАГАТЕ та інших міжнародних організацій, та міжнародний досвід застосування системи управління культурою безпеки у сфері використання ядерної енергії. Актуальність роботи обумовлена необхідністю розвитку та гармонізації чинних норм, правил та стандартів України у сфері ядерної та радіаційної безпеки з міжнародними підходами. Результати роботи можуть бути використані для удосконалення нормативно-правової бази України з ядерної та радіаційної безпеки.

С. В. Клевцов, Н. П. Валигун, А. В. Носовський, І. С. Комаров

Культура безопасности в сфере использования ядерной энергии

Приведены краткое описание возникновения и развития понятия «культура безопасности» в Украине, основанного на стандартах МАГАТЭ и других международных организаций, и международный опыт применения системы управления культурой безопасности в сфере использования ядерной энергии. Актуальность работы обусловлена необходимостью развития и гармонизацией действующих норм, правил и стандартов Украины в сфере ядерной и радиационной безопасности с международными подходами. Результаты работы могут быть использованы для усовершенствования нормативно-правовой базы Украины по ядерной и радиационной безопасности.

З метою визначення підходів до удосконалення нормативно-правової бази у сфері ядерної та радіаційної безпеки в частині управління та культури безпеки під час використання ядерної енергії, в Україні ініційовано роботу з порівняльного аналізу із сучасними стандартами Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) та Європейського Союзу (ЄС) і аналізу їх застосування при розробці національних регулюючих документів стосовно культури безпеки.

Із введенням у дію НП 306.2.141-2008 «Загальні положення безпеки атомних станцій» [1], де вперше в українській нормативній базі питання культури безпеки сформульовано як фундаментальний принцип безпеки, а також наведено коротку характеристику поняття культури безпеки й шляхи її досягнення, постала необхідність у розширенні й конкретизації вимог до культури безпеки й виведенні її на новий якісний рівень. Дана необхідність також диктується позитивними процесами у сфері підвищення культури безпеки на українських атомних електростанціях (АЕС) і увагою експлуатуючої організації до цього питання. При виконанні роботи враховано, що політика України спрямована на гармонізацію національного законодавства і нормативних актів з вимогами ЄС. Законом України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку» [2] встановлено, що при розробці норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки обов'язково треба брати до уваги відповідні стандарти міжнародних організацій.

Історія виникнення культури безпеки та її аспектів

Поняття «культура безпеки» вперше введено в 1986 р. в INSAG-1 [3] Міжнародною консультативною групою з ядерної безпеки (INSAG), створеною при МАГАТЕ, як термін, що описує режим безпеки на АЕС. У доповіді «Чернобыльская авария: дополнение к INSAG-1» [4], аналізуючи корінні причини чорнобильської аварії, група INSAG дійшла висновку про необхідність формування й підтримки культури безпеки як найважливішої умови безпеки АЕС. У наступній доповіді «Основные принципы безопасности атомных электростанций» [5] культуру безпеки висвітлено як фундаментальний управлінський принцип безпечної експлуатації АЕС.

Культура безпеки належить до загального поняття прихильності й особистої відповідальності всіх осіб, які займаються будь-якою діяльністю, що впливає на безпеку АЕС. Особливо підкреслюється причина встановлення меж безпеки й наслідки їх порушення для безпеки.

Більш повно концепцію розкрито в доповіді Міжнародної консультативної групи з ядерної безпеки [6], де визначення культури безпеки враховує організаційну й поведінкову складові й показує, що культура безпеки пов'язана як з організацією та її характеристиками, так і зі стосунками, поведінкою і переконаннями окремих осіб на всіх рівнях.

Надалі в рамках групи МАГАТЕ з оцінки культури безпеки в організаціях (група ASCOT) розроблено практичні основи оцінки культури безпеки в організації на базі принципів, установлених в INSAG-4 [6]. У керівництві ASCOT [7], виданому в 1996 р., наведено перелік ключових індикаторів культури безпеки, що дозволяють оцінювати її стан на практиці. Останнім часом уявлення МАГАТЕ про культуру безпеки розширено ще більше [8].

У роботах INSAG зміст концепції «культура безпеки» виведено за рамки чисто експлуатаційної діяльності: він

охопив не тільки всі види діяльності, на всіх стадіях життєвого циклу АЕС, які можуть вплинути на безпечну експлуатацію АЕС, а й навіть вищі сфери управління, в тому числі законодавчу й урядову, які повинні формувати національний клімат, при якому безпека є справою щоденної уваги.

Оцінка з позицій зазначеної концепції подій Чорнобильської аварії показує, що недостатність культури безпеки рівною мірою характерна як на стадії експлуатації, так і на інших стадіях створення й експлуатації АЕС (для конструкторів, проєктантів, будівельників, виготовлювачів обладнання, керівників міністерств, контролюючих організацій і т. ін.).

Принципи культури безпеки, сформовані й схвалені країнами-учасниками МАГАТЕ, стали невід'ємною складовою організації експлуатації АЕС в усьому світі, у тому числі й в Україні.

Поняття «культура» означає оброблення, виховання, утворення, розвиток та містить у собі предметні результати діяльності людей, зокрема результати пізнання, норми моралі тощо. Культура організації — це сукупна характеристика ціннісних орієнтирів, моральних норм, яких дотримується співробітник, його прихильність декларованій політиці організації, стилю й правилам поведінки, виконанню інструкцій і процедур, тобто всім технічним і експлуатаційним порядкам, які затверджені організацією.

Культура безпеки є новим для інженерної практики словосполученням, зміст якого слід розуміти як показник відношення людини до проблем безпеки, виявлених ним при виконанні службових обов'язків. Згідно з INSAG-4 [6], «культура безпеки — це такий набір характеристик і особливостей діяльності організації та поведінки окремих осіб, який встановлює, що проблемам безпеки АЕС як таким, що володіють вищим пріоритетом, приділяється увага, обумовлена їхньою значимістю». До таких проблем, у першу чергу, відносяться:

створення атмосфери систематичної уваги до питань безпеки, атмосфери відкритості персоналу, за якої б інформація, що стосується безпеки АЕС, була легко доступна всім, персонал не боявся відкрито заявляти про зроблені помилки і заохочувався за надання відомостей про умови, які можуть призвести до зниження безпеки;

формування особистої відповідальності й відданості культурі безпеки всіх осіб, що займаються будь-якою діяльністю, що впливає на безпеку АЕС;

виховання спрямованого на безпеку мислення, що формує внутрішню критичну позицію, виключає благодушність і передбачає прагнення до вдосконалювання та саморегулювання в питаннях безпеки.

В НП 306.2.141-2008 [1] наведено таке визначення: «Культура безпеки — набір правил і особливостей діяльності організації та окремих осіб, який встановлює, що проблемам безпеки АС як таким, що мають вищий пріоритет, приділяється увага, визначена їх значущістю», що відповідає визначенню, яке прийняте МАГАТЕ.

Тим самим дається оцінка культури безпеки як комплексного поняття (рис. 1):

1. Визначається, що культура безпеки формується як по лінії організації (шляхом здійснення певної діяльності), так і по лінії окремих осіб (також через певні дії).

2. Установлюється, що проблеми безпеки АЕС мають вищий пріоритет.

3. Проблемам безпеки АЕС приділяється увага, обумовлена їхньою значимістю, — першочергова.

Формування культури безпеки — це виховання в кожній людині, яка має відношення до атомної енергетики, такого



Рис. 1. Культура безпеки

стану, при якому вона виявиться просто нездатною зробити якийсь крок на шкоду безпеці, навіть якщо ймовірність небезпеки в цьому випадку надзвичайно мала.

Культура безпеки формується такими методами:

проведенням необхідного підбору, навчання й підготовки персоналу в кожній сфері діяльності, що впливає на безпеку;

установленням й жорстким дотриманням дисципліни при чіткому розподілі персональної відповідальності керівників і виконавців;

розробкою й жорстким дотриманням вимог чинних інструкцій з виконання робіт і їхнім періодичним відновленням з урахуванням накопичуваного досвіду.

Забезпечення безпеки при експлуатації АЕС — це головна й загальна задача всього персоналу атомної станції й персоналу підприємств, що виконують роботи й надають послуги в галузі атомної енергетики [9]. Тому експлуатуюча організація приділяє велику увагу формуванню культури безпеки як складової глибокоєшелонного захисту, спрямованого на забезпечення нормальної експлуатації АЕС.

Культура безпеки має на увазі не тільки технічну грамотність і професіоналізм людей, пов'язаних зі збереженням ядерних матеріалів, але й їхнє бажання дотримуватися встановлених норм, правил, заходів і процедур, творчо й ініціативно підходити до проблем безпеки в надзвичайних ситуаціях [10]. Удосконалювання культури безпеки включає комплекс управлінських, організаційних та інших заходів.

Культура безпеки містить два загальних компоненти. Перший з них являє собою необхідні робочі умови в організаціях, відноситься до відповідальності ієрархії управління і складається з двох рівнів — політичного й рівня керівників. Другий компонент являє собою позицію персоналу на всіх рівнях, що є реакцією на ці умови й обумовлений ними. Інакше кажучи, сутність культури безпеки полягає в тому, що найпильніша увага має приділятися безпеці як на рівні організацій, так і на рівні окремих осіб.

Початок установа режиму культури безпеки визначається діяльністю вищого керівництва всіх організацій, причетних до вироблення ядерної енергії. Керівництвом установається та реалізується політика, що гарантує виконання правильної практики, яка забезпечує безпеку:

обумовлюються чіткі границі відповідальності й лінії зв'язку;

розробляються обґрунтовані процедури;
забезпечується строге виконання цих процедур;
проводиться внутрішня експертиза діяльності, пов'язаної з безпекою;

при підготовці й навчанні персоналу, насамперед, підкреслюються наслідки для безпеки, до яких призводять недоліки й можливі помилки в роботі.

Особливо важливим є дотримання принципів культури безпеки для експлуатуючої організації й персоналу, що безпосередньо займається експлуатацією АЕС [11].

Згідно з НП 306.2.141-2008 [1] дотримання принципів культури безпеки досягається шляхом:

установлення пріоритету безпеки над економічними і виробничими цілями;

підбору, навчання й підвищення кваліфікації керівників і персоналу експлуатуючої організації, АЕС, регулюючих органів, а також виробників обладнання і постачальників послуг;

суворого дотримання дисципліни при чіткому розподілі повноважень і особистій відповідальності керівників та безпосередніх виконавців;

дотримання вимог виробничих інструкцій і технологічних регламентів безпечної експлуатації, їх постійного вдосконалення на основі накопичуваного досвіду і результатів науково-технічних досліджень;

установлення керівниками всіх рівнів атмосфери довіри і таких підходів до колективної роботи, які сприяють зміцненню позитивного ставлення до безпеки;

розуміння кожним працівником впливу його діяльності на безпеку і наслідків, до яких може призвести недотримання або неякісне виконання вимог нормативних документів, виробничих і посадових інструкцій, технологічного регламенту безпечної експлуатації;

самоконтролю працівниками своєї діяльності, яка впливає на безпеку;

розуміння кожним працівником неприпустимості приховування помилок, необхідності виявлення й усунення їх причин, постійного самовдосконалення, вивчення та впровадження передового досвіду, у тому числі зарубіжного;

установлення такої системи заохочень та стягнень за результатами виробничої діяльності, яка стимулює відкритість дій працівників і не сприяє приховуванню помилок у їх роботі.

Згідно з INSAG-15 [12] основними складовими культури безпеки є: прихильність культурі безпеки; використання процедур; консервативний підхід прийняття рішень; система звітів; система документації підприємства; система зміни небезпечних дій і станів; система навчання; обмін інформацією.

Згідно з [13] додатковими компонентами культури безпеки є: управління працею; практика виконання робіт; ресурси; досвід експлуатації; незалежна оцінка і самооцінка; програма коригувальних дій; готовність «піднімати питання»; політика безпеки; відповідальність; управління організаційними змінами; середовище постійного навчання.

Основними показниками поточного рівня безпеки АЕС (показники «вищого рівня» WANO) згідно з INSAG-13 [14] є:

показник ефективності використання встановленої потужності;

коефіцієнт готовності до номінального навантаження;

показник незапланованих спрацьовувань аварійного захисту;

показник частоти порушень у роботі енергоблоків;

готовність систем безпеки;

колективна доза опромінення персоналу;

кількість радіоактивних викидів у навколишнє середовище;

кількість нещасних випадків.

АЕС, які мають погані показники роботи по найважливіших з представлених параметрів, стикаються з експлуатаційними проблемами, які мають потенційний вплив на безпеку. Як правило, коли декілька з цих індикаторів показують тенденції до відхилення, це слід розглядати як корисний ранній сигнал попередження для приведення в готовність управління. У такому разі потрібно провести подальший аналіз і дослідження основних проблем та причин цих відхилень. Наведені вище показники є загальними або часто використовуваними. Детальне вивчення рівня безпеки АЕС провадиться за специфічними показниками, наприклад аналізу різних інцидентів [14]:

інциденти істотні, за кількістю та наслідками;

повторюваність інцидентів, які мали місце на АЕС (вони показують недоліки здійснення ефективних коригувальних дій);

інциденти, які є аналогічними на інших ядерних установках (у цьому випадку організація, можливо, недостатньо вивчає, аналізує та використовує досвід інших);

інциденти, що є результатом специфічних відмов, наприклад порушення вимог технічних інструкцій або регламенту, що пов'язані з людським фактором.

За наявності повторюваності подібних інцидентів на станції можна говорити про слабкі місця або недоліки культури безпеки, які потребують уваги.

Для оцінки культури безпеки існує велика кількість і різноманіття індикаторів, у яких викладено бажані елементи ефективної системи управління безпекою (INSAG-4, INSAG-13, INSAG-15, Керівництво ASCOT). Ці елементи спостерігаються в підході організації до управління безпекою та підвищення рівня культури безпеки.

Розвиток культури безпеки

Всі організації, що беруть участь у ядерній діяльності, однаково зацікавлені в підтримці та підвищенні культури безпеки, однак серед них є великі розбіжності щодо розуміння дій, які треба застосовувати для підвищення культури безпеки. Такі розбіжності можуть відображати різні рівні інформованості в організаціях відносно впливу на культуру безпеки соціального устрою і поведінкових факторів.

У розвитку культури безпеки, як відзначено в доповіді МАГАТЕ [15], можна виділити три стадії, кожна з яких відрізняється різним ступенем усвідомлення впливу соціального устрою і поведінкових факторів та різним ступенем готовності сприймання.

Стадія 1. Безпека, заснована винятково на дотриманні вимог, правил і інструкцій. На цій стадії організація розглядає безпеку як вимогу, що накладається ззовні, а не як елемент управління її діяльністю, котрий приведе організацію до успіху. Зовнішні вимоги — це вимоги уряду країни, регулюючих органів або регіональної влади. Інформованість персоналу про вплив поведінкових мотивів і соціального устрою низька, не проявляється бажання враховувати ці аспекти. До безпеки ставляться, в основному, як до технічного питання; достатнім вважається просте дотримання норм і правил. Для цієї стадії характерні такі ознаки:

проблеми не прогноуються, організація реагує на них в міру їх виникнення;

погано налагоджений зв'язок між різними підрозділами й службами; співпраця між ними, у тому числі в ухваленні рішень, перебуває на низькому рівні;

рішення, що приймаються підрозділами й службами, зосереджені, головним чином, на необхідності дотримання вимог правил;

персонал, що допускає помилки, підпадає під покарання за порушення правил;

конфлікти не дозволяються, підрозділи й служби конкурують один з одним;

роль керівної ланки полягає у візуванні правил, спонуканні персоналу й очікуванні результатів;

мало хто в організації здатний прислухатися до думки або вивчити досвід іншого члена команди; те ж саме відноситься до думок й досвіду ззовні; у випадку критики така організація займає оборонну позицію;

до безпеки ставляться як до прикрої, але неминучої вимоги;

до регулюючих органів, замовників, постачальників, підрядників ставляться з обережністю або ворожістю;

усвідомлення процесів роботи перебуває на низькому рівні.

Стадія 2. Мета організації — досягнення високого рівня безпеки. Керівництво організації усвідомлює важливість високого рівня безпеки навіть за відсутності тиску ззовні, зростає розуміння поведінкових аспектів, хоча вони часто не враховуються в методах управління безпекою, які обмежуються технічними й методичними рішеннями. Організація починає цікавитися причинами того, чому припинилося зростання рівня безпеки, і проявляє бажання скористатися порадами інших організацій. Для цієї стадії характерні такі ознаки:

організація, в основному, зосереджується на повсякденних питаннях, мало що робиться в стратегічному аспекті;

керівництво організації заохочує розвиток спілкування між різними підрозділами й службами та створення змішаних груп;

вище керівництво діє колективно та починає координувати рішення, прийняті на рівні підрозділів і служб;

прийняті рішення нерідко концентруються на зниженні витрат і вдосконалюванні функцій;

реакція керівництва на помилки виражається у введенні більш твердого контролю за рахунок нових процедур і перепідготовки персоналу; осудження висловлюються рідше ніж на першій стадії;

організація певною мірою стає сприйнятливою до одержання досвіду інших організацій, особливо у вигляді нових методик і більш прогресивних методів;

роль керівництва розглядається з погляду застосування методів управління, наприклад управління за допомогою методу оцінки ефективності;

безпека, витрати й рентабельність розглядаються як фактори, що негативно впливають один на одного; вважається, що безпека збільшує витрати й знижує рентабельність;

відносини організації з регулюючими органами, замовниками, постачальниками та підрядниками скоріше відчужені, ніж близькі; підхід організації до партнерів обережний — довіру потрібно заслужити;

взаємини між керівництвом і виконавцями напружені, мало проявляються довіра й повага;

росте розуміння впливу фактора культури на робочому місці; відсутнє розуміння того, чому додаткові заходи контролю не приводять до очікуваного підвищення показників безпеки.

Стадія 3. Пошук можливостей підвищення рівня безпеки. На цій стадії організація сприйняла ідею безперервності вдосконалювання й застосовує цю концепцію до показників безпеки. Велика увага приділяється питанням спілкуван-

ня, підготовки персоналу, стилю керівництва, підвищення продуктивності й ефективності. Кожний в організації має можливість внести в це свій внесок. Персонал розуміє вплив поведінкових мотивів на безпеку, вживає заходів до покращення поведінки. Для цієї стадії характерні такі ознаки:

організація починає діяти в напрямку певної стратегії, ставлячи акцент на досягненні довгострокових цілей, при цьому не забуваючи про поточний стан, а також прогнозує виникнення проблем і ліквідує їхні причини до того, як проблеми з'являються;

персонал добре розуміє процеси виробництва і надає допомогу керівництву в управлінні цими процесами;

персонал визнає та точно визначає необхідність співпраці між підрозділами й службами, одержуючи в цьому підтримку керівництва, яке також визнає цю необхідність і виділяє ресурси, які потрібні для співпраці;

рішення приймаються з повною свідомістю їхнього впливу на процеси виробництва, а також на роботу підрозділів і служб;

задачі щодо підвищення безпеки не вступають у конфлікт із задачами підвищення ефективності, тобто безпека не приноситься в жертву досягненню високих виробничих показників;

практично всі помилки розглядаються з погляду мінливості робочих процесів: важливіше зрозуміти те, що відбулося, ніж знайти винного; це розуміння використовується з метою модифікації виробничих процесів;

приймається наявність конфліктів, які намагаються усунути шляхом пошуку взаємовигідних рішень;

роль керівництва розглядається як навчальна, спрямована на покращення показників роботи персоналу;

високо оцінюється здатність вивчати досвід інших — як у самій організації, так і за її межами; відводиться спеціальний час для адаптації досвіду в організації з метою підвищення показників роботи;

безпека та виробнича діяльність розглядаються у взаємозв'язку;

вивчаються й аналізуються короткострокові показники роботи з метою покращення довгострокових показників; стосунки між керівництвом і виконавцями ґрунтуються на повазі й підтримці;

складається поважне відношення до персоналу, високо оцінюється внесок персоналу в удосконалення роботи;

організація заохочує не тільки тих, хто робить, але й тих, хто підтримує роботу інших; персонал заохочується як за вдосконалювання робочих процесів, так і за високі результати.

Створення високої культури безпеки рівнозначно створенню ефективно діючої організації. Практичний розвиток принципів культури безпеки — складний багатограний процес. Керівництво повинне бути впевненим, що окремі працівники та колектив у цілому здатні на досягнення більш високих стандартів культури безпеки порівняно з досягнутими та підтримають поставлені цілі [16].

Оцінка прогресу в розвитку культури безпеки

Для оцінки культури безпеки не існує ніякого комбінованого критерію, а в зв'язку з багатогранною природою культури безпеки малоймовірно, що такий критерій колись знайдеться. Для оцінки прогресу в розвитку культури безпеки можна використовувати базовий діапазон показників, які відображають індивідуальні компоненти культури:

поведінкові критерії — визначаються серією спостережень за загальними видами діяльності конкретної особи або групи осіб за певний період часу;

стосункові критерії — визначаються шляхом проведення різних видів опитувань співробітників; результати досліджень стосунків можуть бути зіставлені з результатами спостереження за поведінкою з метою визначення необхідних коригувальних заходів щодо підвищення безпеки;

критерії сприйняття або переконання — визначаються за допомогою сучасних психометричних методів для оцінки підсвідомих переконань; виміряти ці критерії важко й, зазвичай, спостереження за поведінкою співробітників і вивчення їхніх стосунків дають досить інформації для оцінки змін у культурі.

Інформація, отримана в результаті спостереження за поведінкою співробітників або їхніх стосунків, може стати важливою ознакою того, чи успішно розвивається культура безпеки, а також може використовуватися для підтвердження ефективності конкретних дій керівництва в сфері безпеки.

Згідно з [15] в організаціях, що прагнуть досягнення високих норм експлуатаційної безпеки, використовуються програми самооцінки як зворотний зв'язок з метою підтримки й розвитку свого потенціалу управління безпекою. Процеси самооцінки дозволяють організаціям визначати показники своєї роботи в сфері безпеки на основі внутрішнього порівняння з ключовими виробничими показниками й зовнішнім порівнянням з показниками інших організацій. Самоконтроль, або самоперевірка, є важливим аспектом будь-якої програми самооцінки, і кожний керівник різних рівнів повинен прагнути до розробки й реалізації програми самооцінки в рамках своїх повноважень.

Самооцінка культури безпеки підрозділів АЕС, поставальників послуг — це проведена керівниками цих установ оцінка процесів управління щодо забезпечення безпеки, за яку вони несуть відповідальність, для визначення ефективності й необхідності коригування власної діяльності для досягнення цілей формування й підтримки культури безпеки. Такий процес формалізується випуском відповідного наказу по підприємству, організації, розробкою програми самооцінки стану культури безпеки в підрозділах, розсиланням цих документів у підрозділи й проведенням анкетування відповідно до цієї програми.

Результати оцінки мають використовуватися для виявлення перших ознак зниження рівня культури безпеки й усунення виявлених невідповідностей за допомогою аналізу корінних причин і розробки заходів, спрямованих на досягнення відповідності культури безпеки вимогам нормативних документів і підвищення ефективності діяльності з її підтримки на необхідному рівні.

За результатами проведеної самооцінки стану культури безпеки, підрозділи розробляють конкретні заходи з усунення виявлених невідповідностей, призначають відповідальних за їх виконання й строки виконання. Розроблені заходи надаються вищестоящому керівнику для перевірки й наступного контролю за їх виконанням. Копія заходів направляється в комітет з безпеки (культури безпеки) підприємства, організації.

Згідно з [12] при проведенні оцінки стану культури безпеки на діючих енергоблоках АЕС виділяються три основних аспекти, які можна розглядати як адміністративно-організаційні бар'єри захисту безпечної експлуатації:

здатність виявляти приховані недоліки й невіршені проблеми безпеки;

здатність ідентифікувати значимість подій, проблем безпеки й адекватно реагувати на них;

здатність розуміти й використовувати отримані уроки, усувати проблеми безпеки.

Метою оцінки культури безпеки можуть бути підвищення усвідомлення існуючої культури як підстави для її покращення, відстеження впливу змін або поліпшення протягом тривалого періоду часу. Однак не існує єдиного підходу, придатного для реалізації всіх цілей і за допомогою якого можна одночасно кількісно оцінити всі нематеріальні аспекти культури безпеки, тобто норми, цінності, переконання, відношення й поведінку, що відображають культуру. Різні методи мають свої сильні й слабкі сторони. Тому рекомендується використовувати «триангульований» підхід, у якому комбінація кількох методів застосовується для кількісної оцінки одного й того ж самого явища. Звичайно для розуміння культури організації використовується комбінація таких методів.

Інтерв'ю. Перевагою інтерв'ю є те, що респондент може використовувати свої власні слова й висловлення; воно передбачає більшу гнучкість опитування з можливістю додаткових питань, завдяки чому вдається легше знайти більш глибокий зміст й прояснити можливі двозначності.

Опитувальники. За допомогою опитувальників можна одержати та кількісно оцінити інформацію, що є репрезентативною для всієї організації або її окремих частин, результати для різних груп порівняти між собою, а також робити тимчасові оцінки. Опитувальники забезпечують більш високий ступінь анонімності й створюють менш стресову ситуацію для респондента.

Спостереження. Цей метод є центральним при антропологічному вивченні культур і часто служить корисним доповненням інтерв'ю при вивченні культури організації. Головна перевага цього методу полягає в тому, що спостерігач може підтвердити результати, отримані з інтерв'ю й опитувальників. Крім того, за допомогою спостереження можна одержати нову інформацію про культурні явища, але вона не може бути кількісно оцінена й використана для статистичних цілей.

Аналіз документації. В атомній промисловості організації звичайно мають велику ієрархію документації. Аналіз документації в конкретній організації може дати деяке розуміння аспектів її культури безпеки. Наприклад, двома важливими компонентами високої культури безпеки в організації є системний підхід до безпеки й чітке визначення ролей і відповідальності її співробітників. Аналіз документів деякою мірою покаже, чи є ці вимоги задовільними. Те, як часто документація переглядається, відобразить увагу організації до підтримки оновлення інформації, що у свою чергу може відобразити, який пріоритет має безпека. Працівники можуть залучатися до розробки певних документів, які мають відношення до їхньої роботи.

Конкретні дії з підвищення культури безпеки визначаються на підставі оцінки культури безпеки, за допомогою опитувальників, інтерв'ю або інших методів. Прогрес у виконанні дій має оцінюватися для можливості здійснення зворотного зв'язку з особами, відповідальними за їхнє виконання, а також для підтвердження того, що виконання дій є ефективним.

Згідно з [12] звичайними методами оцінки виконання дій з підвищення культури безпеки є аудит, моніторинг ключових показників виконання роботи, незалежні перевірки, спостереження, опитування персоналу.

Роль регулюючого органу в підвищенні й оцінці культури безпеки

Відповідно до [17] під час обговорення ролі регулюючого органу необхідно пам'ятати, що за безпечну експлуатацію АЕС відповідає оператор. Дії регулятора жодним чином не повинні порушувати або зменшувати значення цього основного принципу відповідальності за безпеку.

У підвищенні культури безпеки регулюючий орган має показувати приклад своєю власною діяльністю. Це означає, наприклад, що персонал регулюючого органу повинен бути технічно компетентний, установлювати для себе високі рівні стандартів безпеки, вести справи з операторами на професійній основі, демонструвати справедливую оцінку в своїх рішеннях. Серед характеристик високої культури безпеки регулюючого органу можна назвати:

- чіткий курс організації на пріоритетність питань безпеки;
- чіткий розподіл відповідальності в регулюючій діяльності;

- програму початкового навчання й підтримки кваліфікації персоналу регулюючого органу;

- особисту прихильність питанням безпеки кожного члена організації;

- тісне співробітництво й координацію між організаційними підрозділами регулюючого органу;

- чіткі настанови для проведення перевірок безпеки;

- чіткі настанови для проведення інспекцій з питань безпеки;

- своєчасне прийняття рішень;

- втручання регулюючого органу, прямо пропорційне стану безпеки;

- розуміння та врахування ризику при прийнятті рішень.

Обговорюючи дане питання з оператором, представник регулюючого органу повинен визнати, що не завжди реально можливо кількісно виміряти культуру безпеки. Деякі оператори вважають, що корисно проводити опитування з оцінки характеристик культури безпеки для надання керівництву інформації про розуміння й ставлення персоналу АЕС до основних цінностей безпеки. Проте звичайно цей метод не вважається прийнятним для застосування регулюючим органом. Замість цього регулюючий орган може оцінити зовнішні робочі випадки прояву культури безпеки і якості робочих процесів, а не саму культуру безпеки.

Однією з найскладніших задач при оцінці безпеки роботи АЕС є розпізнавання ранніх ознак погіршення показників безпеки, перш ніж вони стануть настільки серйозними, що знадобиться накладення санкцій регулюючим органом або, ще гірше, вони призведуть до серйозного інциденту або аварії. Більшість АЕС збирають і публікують основні виробничі показники, що містять дані про зупинення блоків автоматичним захистом, відмови систем безпеки, коефіцієнти змушених зупинень, колективну дозу опромінення. На жаль, до оприлюднення негативних тенденцій вони вже стають очевидними, а станція протягом певного часу перебуває в стадії погіршення роботи. Більше того, за високим рівнем відображуваних показників навряд чи можна судити про основні слабкі місця (недоліки), які спричиняють погіршення роботи. Тому важливо, щоб представник регулюючого органу мав можливість перевіряти й розпізнавати ранні ознаки погіршення роботи.

Стратегія оцінки, що застосовується регулюючим органом, заснована на моделі, яка припускає, що існування протягом якогось періоду часу слабкої культури безпеки призводить до появи ознак погіршення показників безпеки (рис. 2). Якщо корінні причини не будуть виявлені й ви-



Рис. 2. Діаграма погіршення показників безпеки

правлені, згодом з'являться реальні проблеми, пов'язані з безпекою.

Для полегшення виявлення погіршення показників роботи й процесів АЕС регулюючий орган може проводити періодичні оцінки безпеки установок, які мають бути систематичними й ґрунтуватися на погоджених обговореннях і перевірках, що здійснюються персоналом регулюючого органу. Такі оцінки можуть передбачати:

- спостереження інспекторів-фахівців та інспекторів на майданчику;

- перевірки, що виконуються фахівцями з безпеки (представниками регулюючого органу);

- аналіз тенденцій у звітах про події;

- перевірку ефективності засобів контролю, що застосовуються операторами для виявлення проблем, їхнього виправлення й запобігання їм; такі засоби контролю включають діяльність комітетів з аналізу безпеки, програми аналізу корінних причин, програми коригувальних дій і програми самооцінки;

- аналіз накопичених робіт і відстрочок у виконанні запропонованих дій;

- оцінку повсякденних інцидентів, які можуть відбуватися внаслідок як організаційних недоліків, так і незадовільних дій окремих осіб;

- аналіз експлуатаційних подій та умов для ретельного розгляду подій, важливих для безпеки, або умов, які можуть стати попередниками серйозних аварій; для повного розуміння значення безпеки в складній події часто потрібне проведення аналізу із застосуванням методики імовірнісного аналізу безпеки.

Коли результат проведення оцінки безпеки припускає початок погіршення показників роботи, регулюючий орган може ухвалити рішення щодо виконання спеціальної програми нагляду на станції.

Ключем до одержання об'єктивних результатів інспекції з виконання точної й достовірної оцінки є надання інспекторам керівництва з проведення інспекцій. Якщо немає можливості надати повний перелік недоліків роботи АЕС, можна використовувати перелік, котрий дає загальну уяву про ранні ознаки погіршення показників роботи, на які інспектор повинен звертати увагу:

управління:

- недостатні капітальні вкладення в модернізацію обладнання;

- недостатні ресурси для експлуатації й ремонту;
- часті відстрочки виконання необхідних покращень;
- застосування операторами великої кількості практичних прийомів, не зазначених в інструкціях;
- недостатній контроль діяльності підрядників;

експлуатація:

- помилки операторів через неуважність до деталей;
- втрата управління конфігурацією системи (наприклад, неправильне відкриття/закриття арматури систем);
- невідповідність конфігурації електричної й механічної системи;

- помилки при виконанні операцій зі зміни реактивності;
- помилки операторів через недостатню підготовку;

невиконання перевірок і оглядів обладнання;
 невиконання процедур з експлуатації;
 домінування економічних інтересів у процесі прийняття рішень;
 велика кількість скарг з боку персоналу;
 пуск блока після інциденту без виконання повного аналізу події;
 недотримання припустимого діапазону експлуатаційних параметрів;

ремонт:

накопичення великої кількості ремонтних робіт, не виконаних у встановлений термін;
 накопичення великої кількості непрацездатного обладнання;
 недостатній контроль ремонтних робіт;
 зупинення реактора через помилки ремонту;
 протікання арматури;
 неналежна підтримка порядку;
 незадовільний матеріальний стан станційного обладнання;
 невиконання процедур з ремонту;

інженерно-технічна підтримка й аналіз безпеки:

незадовільна кваліфікація обладнання для аварійних умов;
 недоліки проекту й кваліфікації обладнання системи пожежного захисту;
 поверхнева оцінка відхилень від нормального функціонування обладнання;
 недостатнє вивчення досвіду експлуатації, включаючи інші АЕС;
 несвоєчасне надання операторам аналізу безпеки;
 неналежна підготовка модифікацій;

документація станції:

невнесення в проектну документацію змін конфігурації станції;
 накопичення великої кількості модифікацій проекту;
 накопичення великої кількості змін процедур;
 застарілий аналіз безпеки;

радіаційний контроль:

незадовільне планування радіаційного захисту при проведенні ремонтних робіт;
 недостатнє позначення місць проведення робіт у радіаційно-небезпечних зонах;
 переопромінення й радіаційне забруднення персоналу;
 недостатнє навчання працівників з питань радіаційного захисту;
 слабка програма ALARA;
 тенденція зростання колективної дози опромінення;
 тенденція збільшення викидів;

проведення ППР:

погане планування робіт;
 незадовільний контроль проведення робіт на майданчику;
 нездатність забезпечувати необхідне тепловідведення під час зупинення;
 високий рівень колективної дози опромінення;
 незадовільний технічний стан і низькі показники безпеки;

аналіз подій:

нездатність розпізнати можливі передвісники аварії;
 відсутність офіційної програми для аналізу експлуатаційних подій;

взаємини з регулюючим органом:

невиконання або затягування виконання вимог регулюючого органу;
 нездатність підтримувати експлуатацію в рамках наявної ліцензії;
 надання недостатньої інформації на запити регулюючого органу.

Ключовий аспект періодичних оцінок безпеки для представника регулюючого органу полягає в розпізнаванні ознак слабкої культури безпеки як корінної причини погіршення показників роботи. Різкий перехід від гарних показників безпеки до поганих, якщо такий є, рідко відбувається протягом короткого часу. Вихідні корінні причини найчастіше невлітими й можуть бути розпізнані в ретроспективному розгляді.

Відповідно до [15] регулюючий орган має у своєму розпорядженні різні форми управління людськими й організаційними факторами. Одна з них — це стандартний підхід, заснований на виконанні вимог. У цьому випадку чіткі норми й вимоги застосовуються одноманітно по відношенню до всіх ядерних установок або видів діяльності. Однак такий підхід може виявитися менш ефективним або навіть недоречним у сфері організації й культури безпеки.

Ще одна форма — акцентування уваги на результатах: установлення показників характеристик безпеки, напрямків зусиль регулюючого органу на відстеження цих показників і проведення розслідування в тих випадках, коли показники свідчать про зниження або неприйнятність рівня таких характеристик. Однак виникають при цьому підході проблеми пов'язані з тим, що вкрай важко розробити прогностичні показники. Що ж стосується тих показників, які можна розробити, то часто ними або занадто легко маніпулювати, або вони недостатньо чутливі до зміни ситуації, що не дозволяє вживати своєчасних заходів.

У додатковій формі управління, яка називається «заснований на процесах підхід до регулювання», конкретно враховується той факт, що безпечна робота ядерних установок залежить від ефективності організаційних процесів, призначених для експлуатації, технічного обслуговування, внесення змін і вдосконалень на установці. Коротко, цей підхід сфокусований на організаційних системах, розроблених на установці для забезпечення безперервної безпечної роботи з погляду внутрішньої логіки установки. Засноване на процесах регулювання припускає, що схема організаційних процесів повинна залишатися гнучкою, щоб на установці можна було створювати процеси, які були б внутрішньо узгоджені, адаптовані до її історії, культури й стратегії бізнесу, та дозволяли якнайдоцільніше розподіляти ресурси. У заснованому на процесах підході розпочата спроба забезпечити подібну гнучкість, одночасно з цим він змушує керівництво установки ретельно вивчати логіку процесів, показати регулюючому органу, що був використаний дуже ретельний підхід до проектування, реалізації й поточної оцінки ключових процесів на установці, що керівництво установки готове використовувати можливості покращення систем.

Згідно з [15] в інтересах розвитку культури безпеки в організаціях, що перебувають у веденні регулюючого органу, йому слід розглянути такі підходи:

надання організаціям певної гнучкості, в рамках обмежень національного законодавства, з метою підвищення безпеки й розробки цілей і задач, які перевищують рівень юридичних вимог;

спрямування інспекційних зусиль на сфері з підвищеним ризиком і визнання того, що на деяких станціях уже можуть бути створені ефективні системи управління безпекою; як засіб регулювання на таких станціях було б достатньо проводити інспекції керуючих процесів і вибіркові інспекції для визначення наслідків для станції;

відмова від «пошуку винних» при розслідуванні інцидентів, уникнення неадекватних репресивних мір за повідомлення про інциденти;

оприлюднення аргументації рішень у сфері регулювання, наприклад шляхом публікації;

забезпечення передбачуваності й стабільності процесу регулювання;

узгодження відповідних основних технічних правил і методології оцінки для випадків, що стосуються безпеки;

проведення з організаціями діалогу на регулярній основі й стимулювання відкритості у стосунках з ними;

підготовка інспекторів у сфері спілкування з громадськістю в доступній формі з питань ядерної безпеки;

підготовка інспекторів у сфері управління безпекою (включаючи культуру безпеки і людський фактор);

стимулювання інспекторів до взаємодії зі співробітниками установки й доступність для них.

В межах своїх службових обов'язків представники регулюючого органу повинні часто взаємодіяти з тими, хто здійснює проектування, будівництво, експлуатацію, технічне обслуговування й зняття з експлуатації ядерних установок. Для цього деякі організації проводять регулярні зустрічі з представниками регулюючого органу, від яких одержують інформацію про загальні плани роботи, а представники регулюючого органу перебувають у курсі подій, які можуть представляти для них інтерес, навіть й за межами їх безпосередніх службових обов'язків, обізнаність про більш загальну ситуацію, що створює додаткову впевненість у структурі й організації безпеки в цілому. На подібних зустрічах часто обговорюються питання, пов'язані з культурою безпеки. Іноді буває, що ядерна установка підпадає під юрисдикцію декількох різних регулюючих органів, і така зустріч надасть зручну нагоду для їхніх представників взаємодіяти один з одним і з організацією.

Інтегрована система управління безпекою

Управління безпекою використовується для сприяння високій культурі безпеки за допомогою:

забезпечення єдиного розуміння ключових аспектів культури безпеки в рамках організації;

надання засобів допомоги працівникам і колективам для безпечного й успішного виконання завдань, з урахуванням взаємодії працівників, технології й організації;

заохочення конструктивної й критичної позиції на всіх рівнях організації;

надання засобів, за допомогою яких організація може прагнути постійно розвивати й підвищувати власну культуру безпеки.

Система управління має використовуватися, оцінюватися й постійно вдосконалюватися, відповідати задачам організації й сприяти їхньому досягненню. Основна мета системи управління полягає в досягненні й підвищенні безпеки за допомогою:

послідовного зведення воедино всіх вимог до управління організацією;

опису планованих і систематично виконуваних дій, необхідних для забезпечення достатньої впевненості в тому, що всі ці вимоги виконуються;

забезпечення вимог, пов'язаних з питаннями охорони здоров'я, навколишнього середовища, фізичної безпеки, якості й економіки без відриву від вимог безпеки, для того щоб виключити можливість їхнього негативного впливу на безпеку.

Заходи безпеки мають першорядне значення в системі управління й пріоритет над всіма іншими потребами. Важливим елементом системи управління безпекою є документація системи управління, яка містить:

заяви про політику організації;

опис системи управління;

опис структури організації;

опис функціональних обов'язків, умов підзвітності, рівнів повноважень і взаємодії між працівниками, які керують ходом роботи, виконують і оцінюють її;

опис процесів і допоміжну інформацію з роз'ясненнями підготовки, розгляду, виконання, реєстрації, оцінки й підвищення якості роботи.

У системі управління безпекою важливим аспектом є відповідальність і прихильність керівництва культурі безпеки. Керівництво всіх рівнів повинне демонструвати прихильність справі створення, виконання, оцінки й постійного вдосконалення системи управління й виділяти належні ресурси для провадження цієї діяльності.

Керівництво всіх рівнів повинне доводити до відома працівників, наскільки важливо засвоїти особисті цінності, інституціональні цінності й норми поведінки, а також виконувати вимоги системи управління. Для ефективного досягнення цієї мети керівництво заохочує участь працівників у застосуванні й постійному вдосконалюванні системи управління.

Важливо відзначити, що керівництво верхнього рівня несе основну відповідальність за систему управління й забезпечує її створення, застосування, оцінку й постійне вдосконалювання.

У рамках системи управління безпекою інформація й знання, наявні в організації, розглядаються як один з видів ресурсів. При цьому керівництво верхнього рівня визначає, створює, підтримує й повторно оцінює інфраструктуру й умови роботи, необхідні для безпечного виконання роботи й дотримання всіх вимог.

Дія системи управління безпекою заснована на процесному підході. Процеси, що існують в організації, повинні бути визначені й описані. Для управління процесами призначається відповідальна особа, яка наділена певними повноваженнями та відповідальністю за:

розробку та документування процесу й ведення всієї необхідної допоміжної документації;

забезпечення ефективної взаємодії між взаємозалежними процесами;

забезпечення відповідності документації, що пов'язана з процесом, будь-яким існуючим документам;

ведення в пов'язаній з процесом документації реєстраційних записів, які необхідні для підтвердження досягнення результатів процесу;

контроль за здійсненням процесу й звітністю;

сприяння вдосконалюванню процесу;

забезпечення відповідності процесу (в тому числі всім внесеним до нього згодом змінам) задачам, стратегіям, планам і цілям організації.

Для кожного процесу наводяться інформація про діяльність з інспектування, випробовувань, перевірки й атестації, критерії прийнятності й відповідальності за провадження такої діяльності, необхідність і час провадження

цієї діяльності призначеними працівниками або групами, крім тих, хто виконував цю роботу на початку.

З метою підтвердження здатності відповідних процесів виконувати заплановані результати, а також пошуку можливостей удосконалень, здійснюються моніторинг, вимірювання, самооцінка й незалежна оцінка, а також експертиза системи управління безпекою. В разі виявлення недоліків у системі управління безпекою визначаються причини невідповідностей і вживаються заходи для їхнього усунення та уникнення повторення.

Висновки

Наведено дослідження з історії виникнення як в Україні, так і у всьому світі фундаментального принципу безпеки — культури безпеки, а також його розвитку. Розкрито поняття терміну «культура безпеки» та його еволюція.

Проведено порівняння між окремими вимогами стандартів МАГАТЕ та інших міжнародних організацій з відповідними вимогами українських нормативних документів.

Визначено, що питання управління та культури безпеки в сфері використання ядерної енергії в Україні відповідають міжнародним визнаним підходам, але вони сформовані тільки в нормативних документах вищого рівня й потребують подальшого розвитку та конкретизації.

Список літератури

1. *НП 306.2.141-2008*. Загальні положення безпеки атомних станцій. — Затверджено наказом Держатомрегулювання від 19.11.2007 № 162; зареєстровано Міністерством юстиції України від 19.11.2007 за № 56/14747.
2. *Закон України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку»*.
3. *INSAG-1*. Итоговый доклад послеаварийной обзорной конференции на Чернобыльской АЭС Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 1986.

4. *INSAG-7*. Чернобыльская авария: дополнение к INSAG-1: Доклад Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 1993.

5. *INSAG-3*. Основные принципы безопасности атомных электрических станций: Доклад Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 1988.

6. *INSAG-4*. Культура безопасности: Доклад Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 1991.

7. *TECDOC-743*. Руководство по самостоятельной оценке культуры безопасности и проведению миссии группы ASCOT. — Вена: МАГАТЭ, 1994.

8. *TECDOC-1329*. Руководство по повышению культуры безопасности: Культура безопасности на ядерных установках. — Вена: МАГАТЭ, 2002.

9. *Носовский А. В.* Вопросы культуры безопасности на атомных электрических станциях / Межотрасл. науч.-техн. центр «Укрытие»: 98-8. — Чернобыль, 1998. — 8 с. — (Препр. / НАН Украины).

10. *Носовский А. В., Герасимов А. В., Успенская С. В. и др.* Психофизиологическое обеспечение безопасности и надежности эксплуатации атомной станции. Научные и технические аспекты международного сотрудничества в Чернобыле // Сб. науч. статей и докладов. — Славутич: Укратомиздат, 1999. — С. 413–419.

11. *Носовский А. В.* Особенности безопасности ядерной энергетики // Ядерная и радиационная безопасность. — 2003. — Т. 6, вып. 2. — С. 29–39.

12. *INSAG-15*. Основные практические проблемы укрепления культуры безопасности: Доклад Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 2002.

13. Компоненты культуры безопасности: Доклад Комиссии ядерного регулирования США (NRC). — 2005.

14. *INSAG-13*. Управление эксплуатационной безопасностью АЭС: Доклад Междунар. консультативной группы по ядерной безопасности. — Вена: МАГАТЭ, 1999.

15. Серия отчетов по безопасности № 11. Доклады по безопасности «Развитие культуры безопасности в ядерной деятельности». — Вена: МАГАТЭ, 2000.

16. Введение в безопасность ядерных технологий: Уч. пособие / Под ред. А. В. Носовского. — К.: Техніка, 2006. — 360 с.

17. Роль органа ядерного регулирования в повышении и оценке культуры безопасности, ОЭСР. — 1999.

Надійшла до редакції 08.06.2009.

Summaries

M. Gashev, O. Ligotsky, L. Pecherytsa, A. Nosovsky

Analysis of operational events of Ukrainian NPP in 2008

The work presents analysis of the operational events occurred at Ukrainian NPPs in 2008 on a number of the directions characterizing operational safety.

A. Pecherytsa, O. Zeleny, A. Dybach

Correlation of deterministic and probabilistic approaches at solving the problems related with the NPP safety

The main elements of deterministic and probabilistic approaches to the investigation of the NPP safety issues are presented with the indication of their benefits and drawbacks. These approaches are compared, and the advantage of the integrated approach to solving the issues influencing the safety is demonstrated. The integrated approach gives the possibility to take into account both deterministic and probabilistic aspects of the problem.

D. Ryzhov, O-y Shugaylo, O-r Shugaylo,
V. Krytskyy, V. Boychuk, R. Buryak

Analysis of Reasonability of Revision of National Regulatory Standards Related to NPP's Localizing Safety Systems Based on their Comparative Analysis with European Standards

The article presents main results of the comparative analysis of the provisions of acting Ukrainian standards related to NPP localized safety systems with the contemporary IAEA recommendations, and EU and Russian Federation standards. Reasonability to revise acting Ukrainian rules and standards, and develop new standards is analyzed and corresponding recommendations are made concerning improvement of the contemporary national regulatory basis related to designing, manufacturing, constructing (mounting), and operating the NPP localizing safety systems.

A. Lygotsky, A. Nosovsky, I. Chemeris

Comparative Analysis of International Standards and Ukrainian Regulations on the Safety of Nuclear Research Reactors

Regulatory requirements and recommendations of international documents regarding the safety of nuclear research reactors were analyzed in comparison with the respective provisions of national regulations that require revision and additional incorporation into new regulatory documents with taking into account international practice and contemporary

level of science and technology. The approaches were determined to the improvement of regulatory basis of Ukraine in the area of nuclear and radiation safety of nuclear research reactors.

A. Kostromin, A. Abdullaev, S. Maryokhin, S. Slyeptsov

Steamline Break Analysis for VVER-1000/V320 reactor

Comparative analysis of the spectrum of steamline breaks scenarios has been performed in order to determine the limiting case for the Safety Substantiation for the use of reload batch of Westinghouse fuel in the SU NPP, Unit 3.

I. Prokhorets, S. Prokhorets, E. Rudichev,
D. Fedorchenko, M. Khazhmuradov

Safety Investigations of Nuclear Items by Monte-Carlo methods

Results of the safety investigations of the objects that contain the fuel assemblies of the WVER-1000 reactor in transport container and target of the electron accelerator driven neutron source are given. Investigation method was mathematical modeling and program codes MCNP4C and MCNPX were used for these purposes.

S. Sayenko, Zh. Azhazha, G. Kholomyeyev,
A. Pilipenko, S. Gabelkov, R. Tarasov

Encapsulation by hot isostatic pressing of the damaged fuel elements: technological approach and model experiments

The basic results of model researches and experimental improvement of a method of hot isostatic pressing for manufacture of the long-length non-curved protective capsule, containing a spent fuel assembly or a damaged fuel elements of RBMK-type inside the corrosive- and radiation-resistant monolithic thick-walled glass-ceramic protective shell.

A. Berezhnyy, A. Sevbo, I. Semenjuk

Development of requirements to application of probabilistic methods for optimisation of maintenance and equipment repairs

Object of research is application of approaches of the risk-informed regulations (RIR) in the national regulatory activity and in NPP operational practice, and in particular in optimisation of maintenance and repairs (M&R) with the use of probabilistic methods. The article presents main principles and requirements to M&R optimisation with the use of RIR.

Summaries

Yu. Lobach, M. Lysenko, V. Makarovskiy

Substantiation of the Decommissioning Strategy Selection for the Research Nuclear Reactor WWR-M

Analysis of factors affecting the decommissioning strategy selection is presented for the research nuclear reactor WWR-M of the Institute for Nuclear Researches of the National Academy of Sciences of Ukraine. Consistency of the decommissioning stages as well as the scope of work at these stages is established in accordance with the selected strategy; the required conditions and infrastructure providing timely and effective execution for the planned activity are considered as well.

V. Gavrish, D. Tkachov

Evaluation of Cost of Radioactive Waste Management During the Chernobyl NPP Decommissioning

The article presents the results of calculations on evaluation of radioactive waste volumes, the required financing, and the

labor expenses for management of radioactive waste that may arise during the decommissioning of Chernobyl NPP Units 1, 2, 3.

S. Klevtsov, N. Valigun,
A. Nosovsky, I. Komarov

Safety Culture in the Use of Nuclear Energy

The article presents brief description of origination and evaluation of the safety culture concept in Ukraine based on the safety standards of IAEA and other international organizations, as well as the international experience of application of the safety culture management system in the area of nuclear energy use. The timeliness of this work is caused by the necessity to develop acting nuclear and radiation safety rules and standards of Ukraine and harmonize them with the international approaches. The results of this work can be used for improvement of the legislative and regulatory basis of Ukraine on nuclear and radiation safety.

Правила для авторів

1. Рукопис статті журналу подається у вигляді твердої копії з підписами всіх авторів на останній сторінці, а також електронної версії (на електронному носії або електронною поштою).

2. Стаття має містити УДК. Українською, російською та англійською мовами наводяться анотація, назва статті, прізвище, ім'я та по батькові автора, назва організації, де працює автор.

3. Загальний обсяг статті разом з графічними матеріалами не повинен перевищувати 18 сторінок формату А4. На одній сторінці може бути не більш як 30 рядків та до 60 знаків (з урахуванням розділових знаків і проміжків між словами) у кожному рядку. Розмір шрифту підготовленого на комп'ютері матеріалу — 14; міжрядковий інтервал — 1,5. Розміри полів, мм: зліва — 30, справа — 10, зверху — 20, знизу — 25.

4. Текст набирається шрифтом Times New Roman у редакторі Microsoft Word. Графічний матеріал (чорно-білий) подається у форматі EPS, TIFF або JPG-файлів з густиною точок на дюйм 300–600 dpi. Ілюстрації подаються окремо від тексту.

5. Статті, які є результатами робіт, проведених в організаціях, повинні мати супровідний документ від цих організацій.

6. Разом зі статтею до редакції журналу має бути поданий документ про можливість відкритої публікації матеріалів.

7. До авторського оригіналу статті на окремому аркуші додаються: прізвище, ім'я, по батькові (повністю) автора, організація, в якій він працює, вчений ступінь, звання, мобільний, службовий і домашній номери телефону, службова та домашня адреси.

8. Скорочення слів, словосполучень, назв, термінів, за винятком загальноприйнятих, можливе тільки після їх повного першого згадування в тексті.

9. Зміст наукових статей будується за такою структурою:

коротка анотація — стислі відомості про статтю (до 10 рядків);

вступ — постановка наукової проблеми, її актуальність, зв'язок з державними науковими та практичними програмами, значення вирішення проблеми;

основні дослідження і публікації — аналітичний огляд останніх досліджень і публікацій з даної проблеми, виокремлення не розв'язаних раніше питань;

формування мети статті — опис головної ідеї даної публікації, чим вона відрізняється, доповнює та поглиблює вже відомі підходи, які нові факти, закономірності висвітлює (до 15 рядків);

викладення основного змісту проведеного дослідження — головна частина статті, де висвітлюються основні положення дослідження, програма і методика експерименту, отримані результати та їх обґрунтування, виявлені закономірності, аналіз результатів, особистий внесок автора;

висновки — основні підсумки, рекомендації, значення для теорії й практики, перспективи подальших досліджень;

список літератури — перелік літературних джерел, на які є посилання в тексті статті; вказати автора та назву твору, місце публікації (для книжки — місто та видавництво, для статті — назву збірника чи журналу, його номер або випуск), дату публікації, кількість сторінок у книжці або сторінки, на яких вміщено статтю.

10. Матеріали, які неохайно оформлені і не відповідають зазначеним вимогам, редакцією не розглядаються.

11. Для скорочення витрат на видання журналу виплата авторського гонорару не передбачається.

12. Матеріали, що надійшли до редакції, авторам не повертаються.

Розповсюдження журналу “Ядерна та радіаційна безпека” в 2009 і 2010 роках

У 2009 р. планується видання чотирьох номерів журналу. Розповсюдження журналу здійснюється по замовленнях зацікавлених організацій. Для одержання журналу слід перерахувати на рахунок ДНТЦ ЯРБ вартість потрібної кількості примірників з позначкою “Журнал ЯРБ” та наведенням номера (номерів) журналу. Можлива оплата на підставі надісланого редакцією рахунку-фактури. Вартість одного примірника журналу “ЯРБ” на 2009 р. становить 79 грн 50 коп. з урахуванням поштових витрат на пересилання журналу в межах України. Вартість річного комплексу з чотирьох номерів складає 318 гривень.

Вартість одного примірника журналу “ЯРБ” для зарубіжних передплатників становить еквівалент 79 грн 50 коп. у доларах США за поточним курсом та вартість поштових витрат на пересилання журналу бандероллю (залежно від країни призначення).

На 2010 р. можна буде передплатити журнал як по замовленнях зацікавлених організацій на підставі надісланого редакцією рахунку-фактури, так і в поштових відділеннях (**передплатний індекс** — 37781). Більш детальну інформацію можна отримати за телефоном (044) 422-49-72 або електронною адресою: na_bilokrinicka@sstc.kiev.ua.

Сподіваємося бачити Вас і Ваших колег серед постійних читачів і авторів журналу.



7-8 апреля 2010 г. в Харькове

СОСТОИТСЯ

**7-я Международная конференция
«Сотрудничество
для решения проблемы отходов».**

Тематика мероприятия охватывает все аспекты управления твердыми отходами, сточными водами и выбросами в атмосферу.

Подробности проекта — у организаторов или на сайте конференции
<http://www.waste.com.ua/cooperation>

Конечный срок представления материалов для публикации - 1 декабря 2009 г.

От имени организаторов, *Анатолий Попов*,
директор ООО «Экологический Альянс».

E-mail: ecoinvest@vl.kharkov.ua, world_of_waste@mail.ru

Тел./факс: +38 (057) 712-11-05, 759-19-90, моб. +38 (067) 910-67-96.

Для писем: «Экологический Альянс», а/я 81, г. Харьков, 61052, Украина.