

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

«Нормативне забезпечення безпеки експлуатації обладнання енергетичних комплексів»

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ДЕА-ІВТ23мг
спеціальності: 175 Інформаційно-вимірювальні
технології

_____ / Ярослав БЕВЗ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____ / Олег КОНДРАТЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Геннадій КАНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____ / _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____ / _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
УКРАЇНСЬКА ІНЖЕНЕРНО-ПЕДАГОГІЧНА АКАДЕМІЯ

Факультет енергетики і автоматизації

Кафедра автоматизації, метрології та енергозберігаючих технологій

Спеціальність 175 Інформаційно-вимірювальні технології

Освітньо-професійна програма «Якість, стандартизація та сертифікація»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувача вищої освіти Ярослав БЕВЗ

(ім'я, прізвище)

1. Тема Нормативне забезпечення безпеки експлуатації обладнання енергетичних комплексів

затверджена наказом по академії №__ від «__» _____ 20__ р.

2. Термін здачі закінченої роботи «__» _____ 20__ р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

проаналізувати нормативне забезпечення з безпечної експлуатації енергообладнання енергетичних комплексів, визначити шляхи удосконалення нормативного забезпечення, розробити рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення та шляхи його впровадження в функціонування системи нормативно-методичного забезпечення атомних електростанцій

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «__» _____ 20__ р.

Керівник _____ Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Ярослав БЕВЗ
(підпис) (ім'я, прізвище)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної роботи**

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1.	Розробка плану кваліфікаційної роботи, ознайомлення з літературними джерелами за темою		
2.	Написання теоретичної частини кваліфікаційної роботи		
3.	Написання аналітичної частини кваліфікаційної роботи		
4.	Написання дидактичного проєкту в рамках кваліфікаційної роботи		
5.	Перевірка чернетки кваліфікаційної роботи та внесення змін до неї керівником		
6.	Перевірка якості кваліфікаційної роботи у системі «Антиплагіат»		
7.	Оформлення кваліфікаційної роботи		
8.	Проходження нормоконтролю оформлення кваліфікаційної роботи		

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Ярослав БЕВЗ
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____
(підпис)

(ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

Анотація

РОЗДІЛ 1. Аналіз проблем з забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

1.1. Загальні відомості про енергетичні об'єкти .

1.2. Показники та методи оцінки технічного стану об'єктів енергетичного комплексу.

1.3. Системи діагностики об'єктів енергетичного комплексу.

1.4. Нормативне забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

РОЗДІЛ 2. Обґрунтування необхідності застосування комплексного підходу до забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

2.1. Стислий аналіз обладнання та його класифікація.

2.2. Комплексний підхід з забезпечення діагностики обладнання.

2.3. Економічна ефективність впровадження комплексного підходу з діагностики та забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

2.4. Удосконалення нормативного забезпечення з безпеки енергооб'єктів.

ВИСНОВКИ

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

АНОТАЦІЯ

Атомна енергетика – одна з найважливіших галузей національної економіки. На цей час в Україні працюють енергоблоки 4 атомних станцій зі встановленою потужністю 13835 МВт, що складає 48% від загального виробництва електроенергії в Україні. До експлуатації обладнання на атомних станціях передбачаються підвищені вимоги безпеки, тому що специфікою одержання електроенергії на атомних електростанціях (АЕС) є використання ядерного палива, що робить їх особливо небезпечними. Крім того, призначений проектом термін експлуатації блоків АЕС складає 30 років, для більшості технологічного обладнання – 20-30 років, для більшості електротехнічного – 25 років. Для деяких АЕС цей термін вже закінчився або закінчується найближчим часом. У зв'язку з цим постають питання про зняття з експлуатації енергоустанов, але на сьогоднішній день в Україні вони є економічно не доцільними. Для продовження термінів експлуатації обладнання необхідно наукове обґрунтування та відповідне нормативне забезпечення з обов'язковим дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки.

Безпечна експлуатація АЕС в значній мірі залежить від надійної роботи електротехнічного обладнання, відмова якого може привести до аварійної ситуації або техногенної катастрофи. Тому технічний стан та залишковий ресурс електротехнічного обладнання, як кількісні характеристики його якості, що визначають здатність обладнання виконувати необхідні функції із заданою надійністю, необхідно періодично аналізувати. Це потребує удосконалення методології оцінки якості за рахунок зміни фізичних та технічних параметрів в процесі експлуатації. Для цього необхідно виконання комплексу фундаментальних та прикладних наукових досліджень, які доповнять існуючі стандарти з безпечної експлуатації АЕС з обов'язковим дотриманням вимог та рекомендацій МАГАТЕ.

Існуючі стандарти з безпечної експлуатації АЕС, серед яких НП 306.2.141-2008, НП 306.2.02/1.004 та ін., містять основні критерії і вимоги до безпеки обладнання АЕС у призначений термін експлуатації, але не регламентують проведення комплексного аналізу якості обладнання, оскільки не враховують зміни технічних характеристик та параметрів у процесі його експлуатації під впливом старіння (деградації).

Таким чином, розробка методів оцінки якості обладнання та удосконалення його нормативного забезпечення є надзвичайно актуальним завданням безпечної експлуатації діючих АЕС.

Отже, **метою дослідження** є розробка методів ефективної діагностики безпеки експлуатації енергообладнання АЕС.

Для цього було поставлені **задачі**:

- Дослідити стан питання по задачі і розглянути основні питання забезпечення безпеки АЕС;
- Дослідити нормативне забезпечення безпеки енергооб'єктів;
- Проаналізувати показники та системи діагностики енергообладнання АЕС;
- Запропонувати методику ефективної діагностики експлуатаційної безпеки енергообладнання АЕС.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дане дослідження виконувалося за науковим напрямом розробленої і схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 29.04.04 року «Комплексної програми робіт по продовженню терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних станцій». Робота виконувалася за науковим напрямком кафедри «Охорона праці, стандартизація та сертифікація» Української інженерно-педагогічної академії.

ВСТУП

При проектуванні атомних електростанцій (АЕС) було закладено гарантований ресурс їх безпечної роботи 30 років. Але з 2010 року виробляють призначений ресурс енергоустаткування деяких енергоблоків України. Так на Рівненській АЕС - перший і другий енергоблоки виробляють призначений ресурс у 2010 році; на Південно-Українській АЕС - перший енергоблок виробляє призначений ресурс в 2012 році. У зв'язку з цим виникає питання про зняття їх з експлуатації або продовження термінів їх служби.

Основні технічні параметри, які впливають на безпечну експлуатацію енергоблоків АЕС, є вібрація і ерозійно-корозійний знос їх трубопровідних систем в результаті транспортування теплоносія (води, пара, води і пари), що призводить до накопичення втомних напружень. Накопичення втомних напруг, в свою чергу, призводить до деградації металу трубопроводів, зменшує їх вибропрочність і, як наслідок, утворення свищів і обрив кріплень, що призводить до позапланових ремонтів, простоїв всього енергоблоку, значних матеріальних втрат, і виникнення загрози аварій. Так як надійність і безпеку експлуатації трубопроводів пов'язана з їх вібрацією та ерозійно-корозійним зносом, то ці характеристики можна використовувати для оцінки технічного стану трубопровідних систем в цілому та їх елементів.

Таким чином, для безпечної експлуатації трубопровідних систем необхідне створення механізму управління термінами експлуатації, тобто ресурсом енергообладнання атомних станцій, на основі моніторингу перерахованих технічних параметрів трубопроводів, який дозволить оптимізувати процес його експлуатації і зробити плавний перехід до роботи в понадпроектні терміни, без значних зупинок і матеріальних втрат.

Згідно з вимогами МАГАТЕ, всі роботи пов'язані з енергоустаткуванням АЕС повинні виконуватися відповідно до існуючих нормативних документів з безпеки. Існуюче нормативне забезпечення щодо безпечної експлуатації енергообладнання не враховує всі технічні параметри навантаження, і тому не

дозволяє в повному обсязі робити комплексний аналіз стану трубопроводів для визначення залишкового ресурсу.

Тому науково-прикладною задачею даного дослідження є вдосконалення нормативно-методичного забезпечення експлуатаційної безпеки трубопровідних систем атомних станцій, яке враховувало б оцінку вібрації при зміні товщини стінки в результаті ерозійно-корозійного зносу. Це дозволить точніше оцінити залишковий ресурс і підвищити безпеку експлуатації енергообладнання АЕС.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ З ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

1.1. Загальні відомості про енергетичні об'єкти

Атомні електростанції відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, тому всі роботи пов'язані з проектуванням, експлуатацією або ж зняттям з експлуатації їх обладнання виконуються у відповідності з нормативними документами Міністерства палива та енергетики і Національної енергогенеруючої компанії «Енергоатом» [1]. Нормативними документами до обладнання атомних станцій пред'являються підвищені вимоги, обумовлені створенням безпечної роботи АЕС протягом усього терміну експлуатації [2]. У рамках даної роботи під устаткуванням АЕС розуміється їх трубопровідні системи.

В даний час закінчуються розрахункові терміни експлуатації атомних станцій і, у зв'язку з цим, виникають питання створення безпечної роботи їх обладнання в понадпроектний період або ж зняття їх експлуатації. Основною проблемою створення безпечної роботи обладнання АЕС є питання оцінки ресурсу, що неможливо без проведення діагностики енергообладнання по певним показникам технічного стану.

У роботах вітчизняних і зарубіжних авторів таких, як Потребіч А.А., Фурсов І., Белкин Г.С., Голоднов Ю.М., Лізунов С.Д., Стрельников В.П., Сви П.М., R. Hall, J.h. Taylor, J.I. Воссіо на підставі досліджень і власного досвіду для оцінки технічного стану рекомендовано використовувати сучасні засоби і методи контролю і діагностики, але самі оцінки не спрямовані на забезпечення ядерної безпеки обладнання діючих атомних електростанцій та розглядаються поза контекстом продовження ресурсу обладнання. Також практично всі методи оцінки якості обладнання, що існують сьогодні, засновані на аналізі експлуатаційної надійності з використанням тільки статистичних моделей відмов, що не дозволяє враховувати його реальний технічний стан, тобто ступінь наближення технічних параметрів до граничних допустимих значень.

Таким чином, існуючі традиційні способи контролю та оцінки якості обладнання не можуть повною мірою бути основою для вирішення питань про продовження термінів експлуатації.

Діючи в даний час нормативні документи були введені в 80-і роки минулого століття. До них відносяться: «Типове зміст технічного обґрунтування безпеки атомних станцій (ТС Тоб АС-85)» ПНАЕ Г-1-001-85; «Правила будови і безпечної експлуатації виконавчих механізмів органів впливу на реактивність» ПНАЕ Г-7-013-89; «Норми проектування сейсмостійких атомних станцій» ПНАЕ Г-5-006-87; «Загальні положення з улаштування та експлуатації систем аварійного електропостачання атомних станцій» ПНАЕ Г-9-026-90; «Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних станцій і дослідницьких ядерних реакторів» НП 306.2.02 / 1.004-98 і ін. У даних документах регламентовані загальні вимоги до обладнання на етапах проектування, монтажу, налагодження, до умов його експлуатації, організаційні вимоги, спрямовані на забезпечення ядерної безпеки при експлуатації обладнання.

Крім того, в області стандартизації технологічних процесів в енергетиці України є стандарти на процеси, на підставі яких проводиться технічне обслуговування, ремонти, випробування електротехнічного обладнання, а також контроль показників надійності, наприклад, такі, як ГОСТ 3484.1-88 «Трансформатори силові. Методи електромагнітних випробувань»; ГОСТ 11828-86 «Машини електричні обертові. Загальні методи випробувань»; ДСТУ 2389-94 «Технологічна діагностика і контроль технічного стану. Терміни та визначення»; РДПр 34-38-030-92 «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж», ГОСТ 26291-84 «Надійність атомних станцій та їх обладнання» та ін.

Всі наведені вище норми і правила в силу давності розробки не враховують досвіду проектування і експлуатації, придбаного країнами, які експлуатують АЕС. Крім того, стандарти не містять конкретні заходи з оцінки технічного стану ЦЕ і не виконують деяких рекомендацій МАГАТЕ, що

містяться в таких стандартах, як «Міжнародне агентство з атомної енергії. Основоположні принципи безпеки (Основи безпеки). Серія норм з безпеки № SF-1 »; «Міжнародне агентство з атомної енергії. Проектування систем аварійного енергопостачання (Керівництво). Серія норм з безпеки № NS-G-1.8 »і ін. Рекомендації МАГАТЕ в першу чергу стосуються більш детальних вимог щодо вибору потужності обладнання, забезпечення його якості, обліку наробітку та прогнозування старіння ЦЕ.

В даний час необхідно приводити стан обладнання енергоблоків у відповідність з знову вводиться нормативним забезпеченням. Здійснюється це в рамках програм підвищення безпеки, які переглядаються в процесі експлуатації в міру виконання заходів і накопиченого досвіду експлуатації.

Після ратифікації Україною Конвенції з ядерної безпеки була розроблена і введена в дію «Комплексна програма модернізації та підвищення безпеки енергоблоків атомних електростанцій», схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 29.08.02 № 504-р. По закінченню терміну її дії, в 2005 році була розроблена і введена в дію «Концепція підвищення безпеки діючих енергоблоків атомних електростанцій», схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13.12.2005 № 515-р.

В даний час діє «Комплексна (зведена) програма підвищення безпеки енергоблоків АЕС України», яка розроблена для подальшої реалізації робіт з підвищення безпеки в рамках виконання довгострокової державної стратегії підвищення безпеки енергоблоків АЕС ДП НАЕК «Енергоатом».

Науково-технічний рівень наведених програм визначається ступенем відповідності сучасним науково-технічним досягненням. У програмах реалізовані основні принципи безпеки:

- Наявність спеціальних систем безпеки, побудованих на принципі створення паралельних каналів, які виконують однакову функцію;
- Забезпечення принципів: незалежність, резервірованія, обліку одиничної відмови при створенні систем безпеки;
- Високий ступінь контролю та автоматизації технологічних процесів;

- Забезпечення безпеки при зовнішніх впливах, включаючи природно і техногенні впливи;
- Забезпечення безпеки при широкому спектрі відмов, можливих помилок персоналу та додаткових впливів;
- Застосування консервативного підходу при виборі технічних рішень, що впливають на безпеку.

У реалізації цих принципів безпеки на майданчиках АЕС основні завдання покладаються на ЦЕ, технічний стан якого повинен відповідати вимогам нормативного забезпечення з ядерної та радіаційної безпеки, технологічного процесу і експлуатаційної надійності. Основні нормативні документи з оцінки якості електрообладнання АЕС можна розділити на три групи. Перша група стандартів включає документи з вимог до умов експлуатації обладнання, спрямованих на забезпечення ядерної та радіаційної безпеки при експлуатації атомних станцій в цілому. Друга група стандартів, включаючи галузеві стандарти, спрямована на технологічні процеси, на підставі яких виробляється технічне обслуговування, ремонти, випробування електротехнічного обладнання. Третя група нормативних документів включає стандарти, засновані на аналізі експлуатаційної надійності з використанням статистичних моделей відмов.

Стандарти, наведені у трьох групах, не дозволяють повною мірою оцінити реальний технічний стан обладнання і його залишковий ресурс, бо вони регламентують безпечне та надійне функціонування АЕС тільки у призначений термін експлуатації обладнання, та не враховують різну ступінь його зносу через вплив експлуатаційних та режимних умов. Також існуючі державні, міждержавні стандарти та норми випробування електроустаткування не визначають перелік параметрів, на які головним чином впливає інтенсивність старіння, не відображують науково-технічних методик по проведенню аналізу стану обладнання для оцінки якості та ресурсу.

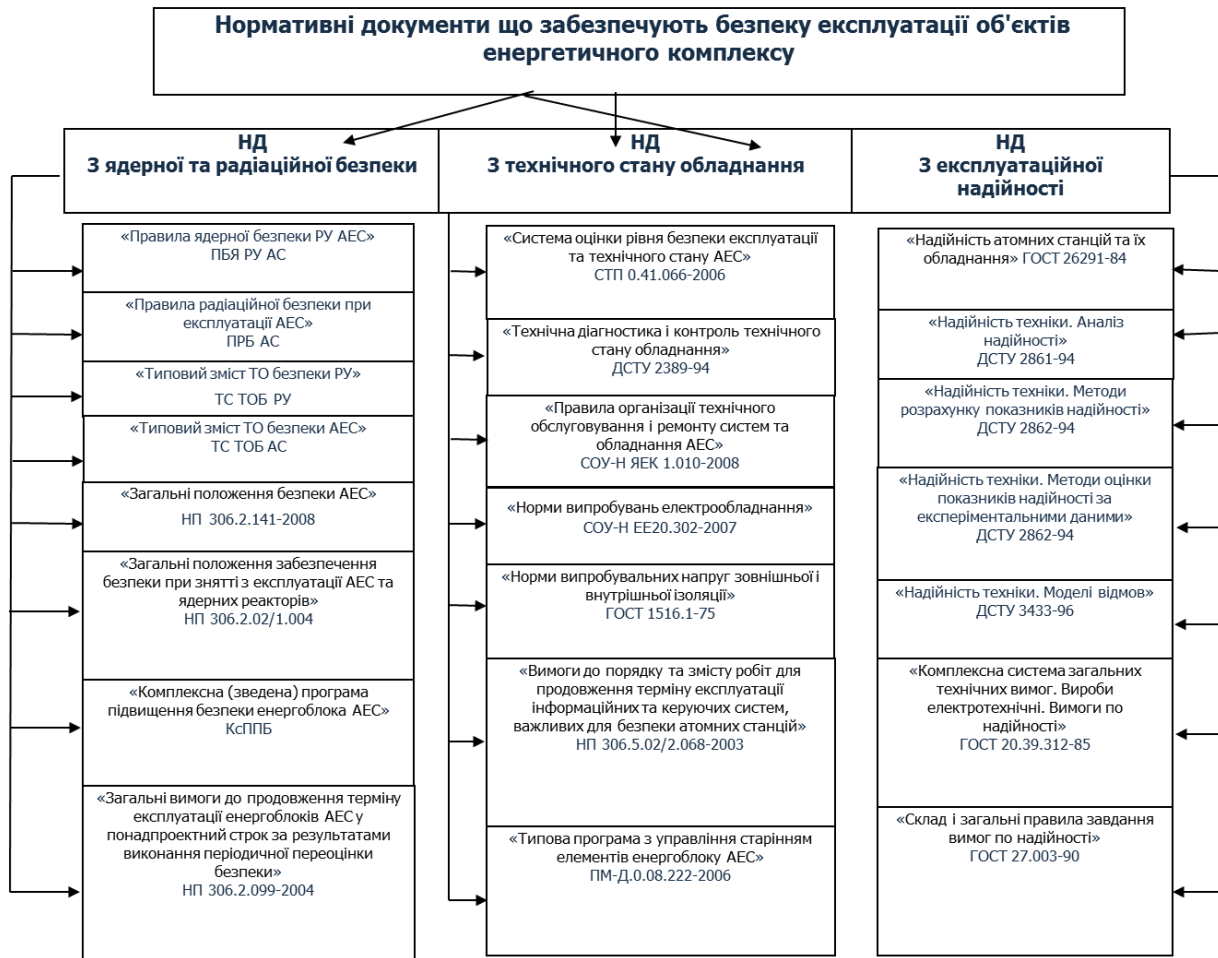


Рисунок 1.1. – Систематизація нормативного забезпечення з безпечної експлуатації енергообладнання.

У наведених вище стандартах стан обладнання має якісну оцінку, наприклад, «справний» або «несправне», «працездатне» або «непрацездатний», «в нормі» і т.д. Для концепції, заснованої на принципі «безпечної експлуатації за технічним станом», такий підхід є неприйнятним. Рекомендовані стандартами традиційні способи моніторингу і оцінки якості обладнання вирішують завдання поточної експлуатації, не враховуючи накопичення деградаційних змін, пов'язаних з процесами старіння обладнання за час експлуатації. У той час як основна номенклатура ЦЕ енергоблоків АЕС України вже відпрацювала

проектний 25-річний термін експлуатації, а в умовах реформування економіки в Україні, експлуатуючі організації мають достатніми фінансовими можливостями для повної планової заміни обладнання з метою безпеки, актуальним стає питання про можливість продовження термінів його експлуатації і отже, необхідності вдосконалення чинного нормативного забезпечення з оцінки якості ЦЕ.

Таким чином, для вирішення питань з оцінки якості та можливості продовження термінів експлуатації електротехнічного обладнання існує реальна необхідність створення чітких і однозначних методів, що відповідають вимогам стандартів експлуатаційної безпеки електрообладнання, та дозволяють формалізовано визначати його реальний технічний стан, ступінь старіння, показники надійності і прогнозне значення залишкового ресурсу.

До таких методів відносяться: метод оцінки технічного стану, метод прогнозування залишкового ресурсу, метод вживання імовірісно-фізичної моделі відмов для визначення показників експлуатаційної надійності електротехнічного обладнання.

1.2. Показники та методи оцінки технічного стану об'єктів енергетичного комплексу

Процедура розробки методу оцінки технічного стану обладнання та методу прогнозування залишкового ресурсу з метою можливості продовження термінів безпечної експлуатації представлено в роботі Гирі М.П., Поліщука С.М., Трубаєва А.І. та інші.

На першому етапі для вибор у методу оцінки технічного стану розроблено схему систематизації та уніфікації електротехнічного обладнання АЕС (рисунок 1), яка дозволяє систематизувати велику номенклатуру обладнання різного типу за такими ознаками, як: функціональне призначення, клас впливу на безпеку при

експлуатації, відновлюваність, клас напруги, режимні умови експлуатації, а також конструктивні та технологічні особливості.

Другий етап полягає у формалізації критеріїв оцінки якості обладнання на основі вибору визначальних параметрів старіння виходячи з їх ознак деградації. Вибір параметрів здійснюється із переліку параметрів, рекомендованого «Нормами випробування електрообладнання» СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007, технічними умовами та інструкціями з експлуатації для кожного типу уніфікованого обладнання методом експертної оцінки, виходячи з його фізичних властивостей, а також аналізу великого обсягу оперативної діагностики та статистики змін параметрів у часі.

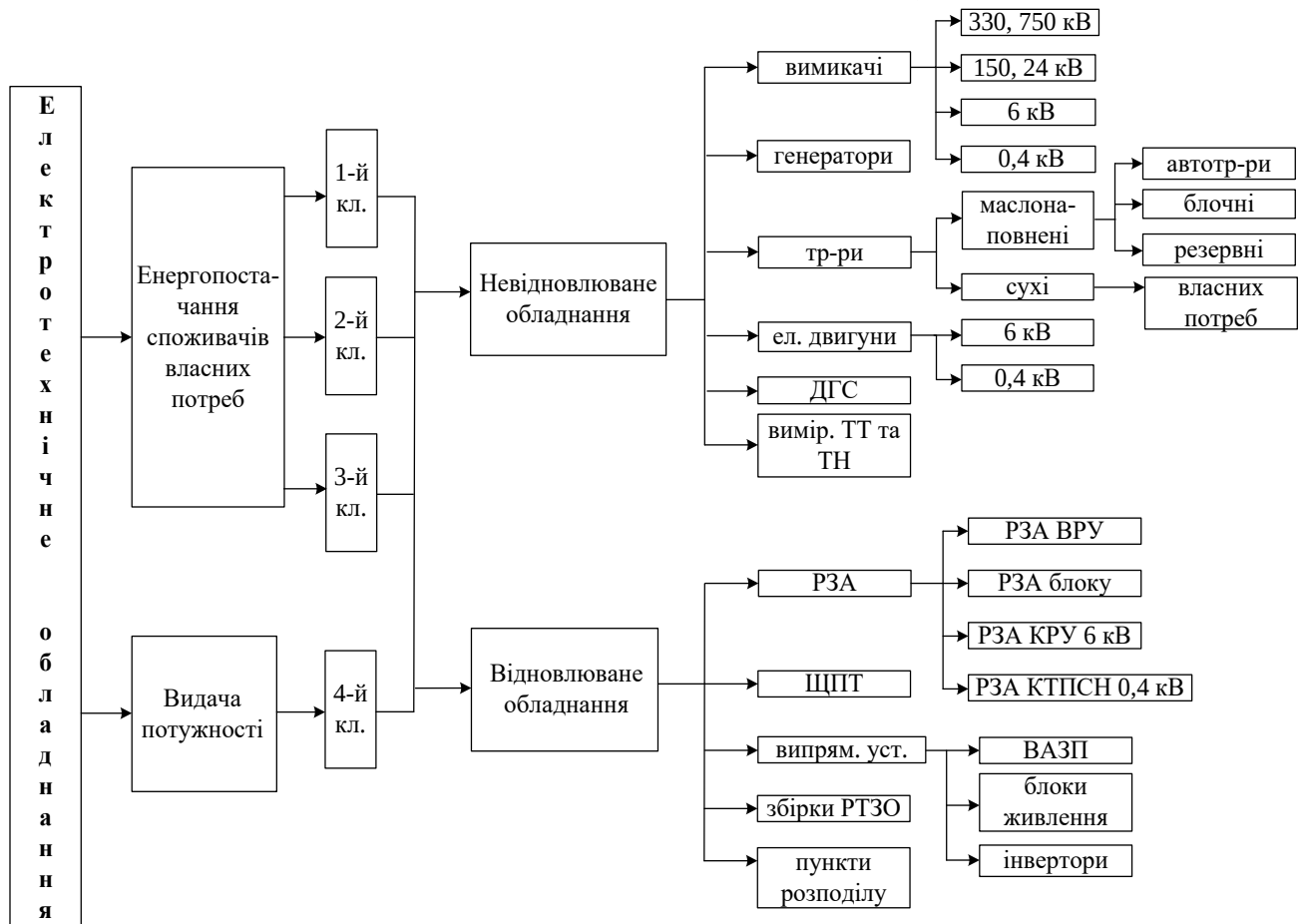


Рисунок 1.2. – Схема систематизації та уніфікації електротехнічного обладнання АЕС

З огляду на різнотипність і численність номенклатури обладнання на АЕС, виникає необхідність систематизації та уніфікації обладнання (рис.2).

Запропонована схема систематизації обладнання враховує різне функціональне призначення, різні умови експлуатації, навантажувальні режими роботи, клас напруги, а також температурні і вібраційні впливи. Крім того, обладнання уніфіковано з урахуванням класів безпеки відповідно до «Загальних положень безпеки атомних станцій» НП 306.2.141-2008. За економічної доцільності і можливості відновлення технічного стану обладнання в цілому або його окремих елементів, а також в залежності від характеру окремих відмов, що призводять до граничного стану, обладнання ділиться на невідновлювальне і відновлюване.

Дана схема дає можливість:

- Розробити єдині норми щодо вибору параметрів, що характеризують технічний стан обладнання з урахуванням його деградації в часі;
- Удосконалити методичне забезпечення по достовірній оцінці технічного стану;
- Систематизувати результати проведених досліджень і розрахунків для визначення можливості продовження термінів експлуатації обладнання.

Для вдосконалення чинного нормативного забезпечення з оцінки якості обладнання розроблена «Типова методика оцінки технічного стану, показників надійності і залишкового ресурсу для різних груп електротехнічного обладнання АЕС» МТ-Т.0.03.195-09. Типова методика поширюється на ЦЕ енергоблоків АЕС, що відноситься до 2, 3 і 4 класів безпеки відповідно до НП 306.2.141-2008 і рекомендована ДКЯРУ для використання на всіх АЕС України, тому що дозволяє провести дослідження різних груп електротехнічного обладнання, визначити поточний технічний стан обладнання, а також прийняти науково-обґрунтовані рішення щодо продовження термінів його експлуатації.

Необхідність розробки типової методики зумовлена також скороченням витрат на розробку робочих програм і проведення досліджень по кожному окремому типу обладнання для кожного енергоблоку окремо. Методика

враховує систематизацію обладнання, яке експлуатується на енергоблоках АЕС в ідентичних умовах і для якого характерні однакові деградаційні зміни, пов'язані з процесами старіння обладнання за час експлуатації. Це дозволяє в подальшому уніфікувати методи досліджень обладнання, отримати які можна порівняти результати за показниками поточного технічного стану та показників безвідмовності не тільки для різних енергоблоків і АЕС, але і в енергетичній галузі в цілому.

Дана типова методика - галузевий нормативний документ для забезпечення експлуатаційної безпеки АЕС. Вона враховує критерії та вимоги нормативного забезпечення з ядерної та радіаційної безпеки при виконанні оцінки якості обладнання і проведенні розрахунків показників експлуатаційної надійності, а також відповідає основним положенням керівних документів ДП НАЕС «Енергоатом», спрямованим на продовження термінів експлуатації обладнання АЕС.

Це дозволило зменшити кількість та перелік визначальних параметрів для різних типів обладнання АЕС з урахуванням його систематизації (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Порівняння кількості визначальних параметрів обладнання з урахуванням його систематизації з кількістю параметрів по нормам випробування СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

Уніфіковане обладнання		Технічні параметри, кіл.	
		СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007	визначальні
Вимикачі	750, 330, 110 кВ	19	14
	6 кВ	15	9
Генератори 24 кВ, 15,75 кВ		14	8
Трансформатори	сухі	8	4
	маслонаповнені	18	9
КРУ 6 кВ		5	2
ДГС		18	9
вимірювальні ТТ та ТН		7	3
двигуни	6 кВ	12	7
	0,4 кВ	7	4
ЩПТ		9	3
збірки РТЗО		21	11

Третій етап визначає коефіцієнт відносної оцінки якості технічного стану K_i , який обчислюється шляхом порівняння виміряного значення $P_{i\pi}$ параметра i в даний момент часу з початковим (заводським) і граничним (нормованим), значенням:

$$K_i = 1 - \frac{P_{Oi} - P_{Pi}}{P_{Oi} - P_{Pi}}, \quad (1)$$

де K_i – коефіцієнт відносної оцінки технічного стану по i -му визначальному параметру;

P_{Oi} – початкове значення i -го визначального технічного параметру по заводському паспорту;

P_{ui} – виміряне значення i -го визначального параметру при проведенні дослідження;

P_{ni} – граничне значення i -го параметру, при якому експлуатація даного устаткування неможлива (по вимогах нормативних документів).

Так як якість обладнання характеризується більш ніж одним параметром i , а велика кількість визначальних параметрів старіння нерівноцінні за значимістю відновлення, та функціональним призначенням, класом безпеки, а також класом напруги обладнання, пропонується загальний технічний стан обладнання ідентифікувати шляхом використання моделі багатопараметричної оптимізації.

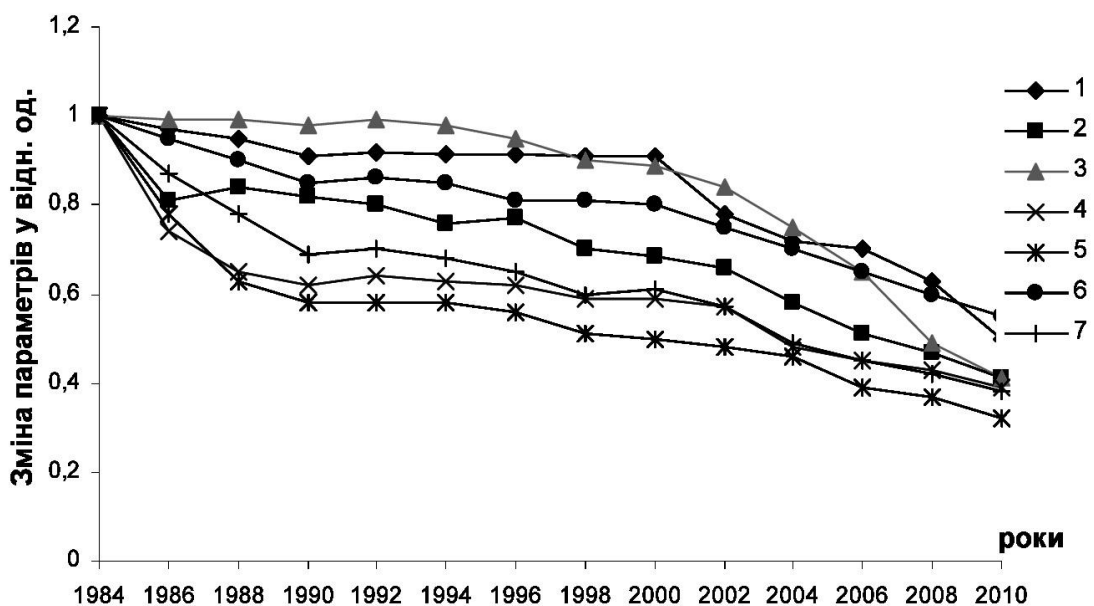


Рисунок 2 – Графік зміни сукупності визначальних параметрів одного типу обладнання в часі

В цьому випадку суть моделі полягає в знаходженні єдиного вірного (домінуючого) параметра для оцінки якості обладнання. Оскільки обладнання оцінюється сукупністю параметрів m і всі вони є рівнозначними між собою, утворюючи складну структуру, їх складно ідентифікувати і адекватно визначити правильний єдиний параметр старіння. Особливість цієї моделі пов'язана з урахуванням пріоритету (різної міри важливості) параметрів та їх приведення до єдиного масштабу. Графік зміни сукупності визначальних параметрів одного типу обладнання в часі показано на рисунку 2.

Важливим елементом при такій багатопараметричній оптимізації є призначення коефіцієнтів ваги ω кожного параметра, що оптимізується. Вибір значень вагових коефіцієнтів відбувається залежно від важливості одиничного критерію, при цьому коефіцієнти мають деякий розкид δ_i між собою:

$$\delta_i = \frac{F_i^+ - F_i^-}{F_i^+} = 1 - \frac{F_i^-}{F_i^+}, \quad (2)$$

$$\text{де } F_i^- = \min_{\vec{x} \in D_x} F_i(\vec{x}), \quad F_i^+ = \max_{\vec{x} \in D_x} F_i(\vec{x})$$

Тоді ваговий коефіцієнт :

$$\omega_i = \frac{\delta_i}{\sum_{k=1} \delta_k} \quad (i = 1, 2, \dots, s) \quad (3)$$

де s – цілі числа.

Одержання домінуючого параметру, значення коефіцієнта технічного стану K_d якого максимально наближене до граничного значення в порівнянні з іншими визначальними параметрами, дозволило оцінювати загальний реальний технічний стан обладнання враховуючі вимоги по безпечній експлуатації АЕС.

На четвертому етапі визначають динаміку зміни визначальних параметрів з подальшим встановленням причин старіння та можливість продовження термінів експлуатації методом прогнозування залишкового ресурсу. Для цього виконується вибірка статистичних даних з архівних протоколів випробувань по однотипному обладнанню, які були заповнені під час проведення ремонтів. За отриманими даними будуються графіки зміни визначальних параметрів в часі (рисунк 3). Часовий період встановлюється від початку експлуатації обладнання до останнього вимірювання, проведеного при дослідженні.

Динаміка старіння визначається шляхом виявлення параметра, найбільш близького до граничного значення та середньої швидкості зміни кожного параметра на окремих тимчасових проміжках експлуатації та за весь період експлуатації. На основі аналізу динаміки старіння робиться висновок про

переважаючий процес деградації – монотонний або немонотонний, який надалі впливає на вибір функції розподілу відмов при розрахунку показників експлуатаційної надійності.

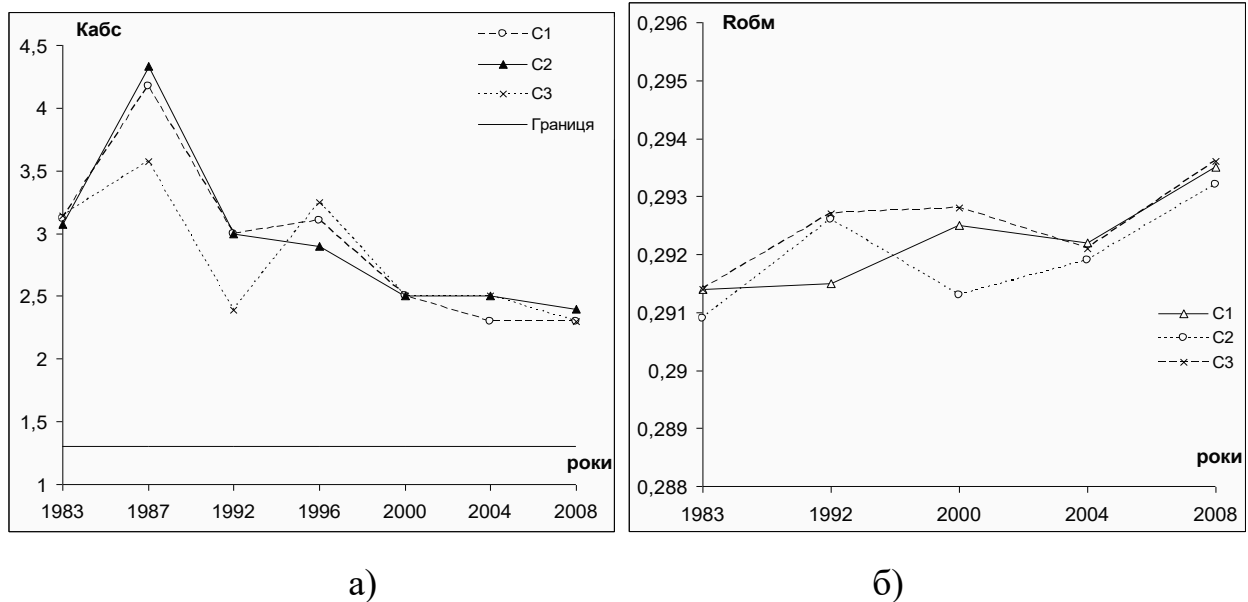


Рисунок 1.3 – Графіки зміни визначальних параметрів обладнання в часі
а) зміна Кабс трансформатора; б) зміна опору обмоток трансформатора

Прогнозуванням залишкового ресурсу є передбачення технічного стану, в якому обладнання виявиться в деякий майбутній період часу. Це одне з найважливіших завдань, яке необхідно вирішувати при визначенні можливості продовження термінів експлуатації.

1.3. Системи діагностики об'єктів енергетичного комплексу.

Розрахунок обладнання АЕС недостатньо проводити тільки розрахунковими методами, так як знос обладнання можна визначити тільки експериментальним шляхом [46]. Порівняти розрахункові амплітудно-частотні характеристики (АЧХ) трубопроводів можна з досвідченими АЧХ, отриманими під час експлуатації.

У роботі Самаріна А.А. [42] зазначено, що експериментальні дослідження параметрів вібрацій (вібродеформацій і вібронапряжень, переміщень, швидкостей, прискорень і частотних спектрів) елементів конструкцій проводять в тих випадках, коли на стадії попередніх розрахунків відсутні відомості про характеристики діючих навантажень і їх спектрів. На практиці, авторами Фісенко В.В., Алфьоров А.В., Макухін А.А. [46] зазначено, що експериментальні дослідження вібрацій проводять з метою:

- Визначення рівня вібрацій обладнання, для якого їх гранично допустимі значення обумовлені технічною документацією;
- Визначення динамічних характеристик елементів конструкцій;
- Визначення параметрів вібрацій конструкцій для подальшої оцінки їх вібропрочності;
- Накопичення даних, необхідних для розробки та вдосконалення методів розрахунку і проектування конструкцій з урахуванням впливу вібраційних навантажень.

Однак такий підхід оцінки вібраційних впливів не є достатньо ефективним, так як проведення експериментальних досліджень пропонується лише в разі відсутності відомостей про навантаженні елементів конструкцій.

Для забезпечення більш точного аналізу і оцінки вібраційного стану трубопровідних систем і елементів необхідно проводити експериментальні дослідження для порівняння з розрахунковими результатами. Крім перерахованих вище цілей експериментальних досліджень в них повинно входити визначення товщини стінок навантажених внутрішнім тиском трубопровідних систем і елементів конструкції, що працюють в умовах повзучості або ерозійного зносу, а також в корозійної середовищі. Експериментальне визначення параметрів вібрацій: пікових, середніх або середньквдратических значень, можна проводити на натурних конструкціях або на їх моделях, виконаних відповідно до вимог умов подібності з гідродинаміки і динамічних властивостей конструкцій. Для контролю параметрів вібрацій і вібронапряженності конструкцій застосовують методи віброметрірованія і

динамічного тензометрирования. Вибір методу досліджень повинен проводитися з урахуванням цілей і умов проведення досліджень.

У роботі Кризовий Г.П. [47] пропонується, в якості вихідної інформації при постановці експерименту повинні бути використані дані по режимам роботи конструкцій, характеристик обладнання та параметрам теплоносія. На підставі вихідної інформації про об'єкт випробувань проводять попередній аналіз вібронапруженності конструкції з метою визначення зон підвищеної напруженості і перетинів з максимальними вібропереміщень. Авторами Поліщук С.М., Мазорчук М.С., Трясцін О.А., Дружинін Е.А. [48], в якості контрольних точок вимірювань пропонується вибирати: зони з'єднань різних конструктивних елементів; зони згинів трубопроводів; місця кріплення (заделок) елементів конструкцій; перетину з можливими максимальними прогибами при коливаннях по нижчих форм.

При дослідженні вібронапруженності, авторами Владіславлев А.П., Якубович В.А. [49] і відповідно до НД "Технічне діагностування та контроль технічного стану елементів конструкцій методом динамічного тензометрирования для запису швидкопротекаючих процесів" ДСТУ 2389-94 [50], застосовують універсальні записуючі багатоканальні світлопроменеві осцилографи і багатоканальні технічні магнітографія, що працюють в широкому діапазоні частот. При дослідженнях вібронапруженності елементів конструкцій методом віброметрірованіє, як первинних перетворювачів механічних коливань можуть бути використані прилади, в основу яких закладені такі принципи перетворення, як омичний, ємнісний, індуктивний, індукційний, оптичний, п'єзоелектричний і т. д. Для практичного використання застосовують перетворювачі і вторинну вимірювальну апаратуру, мають нижню граничну частоту починаючи з часткою або одиниць "Герц". Як реєструючих пристроїв, необхідних для накопичення і зберігання інформації, можуть служити персональні комп'ютери. Все це дозволяє з високою точністю контролювати параметри вібрації і проводити діагностику трубопровідних систем АЕС.

Експериментальні методи дослідження засновані на визначення високочастотних коливань, що виникають при транспортування теплоносія. Основним завданням при визначенні вібраційного впливу є знаходження власних частот і частоти збудження трубопровідних систем з метою відбудови власних частот, з метою забезпечення вибропрочности, шляхом відбудови власних частот коливань елементів конструкцій від частот детермінованого порушення. Але при цьому не враховується вплив інших видів навантаження (корозійний знос, малоциклова навантаження), що вносять значний вклад при оцінці вибропрочности трубопровідних систем. Наприклад, ці дії призводять до поступового ослаблення («розбтовтування») нерухомих з'єднань. Авторами Штерншіс А.З., копси А.Я., Балдін М.М. [51] відзначається, що вібраційні впливи викликають малі відносні зсуви сполучених поверхонь в з'єднаннях деталей машин, при цьому відбувається зміна структури поверхневих шарів деталей, що сполучаються, їх знос і, як результат, зменшення сили тертя в з'єднанні, що викликає зміна дисипативних властивостей об'єкта, зміщує його власні частоти і т. д.

Так як, вібраційні впливу впливають на структурні зміни в металі трубопровідних систем, то експериментальні дослідження необхідно починати з діагностики зміни механічних властивостей металу трубопроводу в процесі експлуатації, це дозволить врахувати накопичені в результаті експлуатації механічні зміни металу трубопроводу.

Основним нормативним документом, який регламентує вимоги щодо контролю металу обладнання та трубопроводів АЕС, є "Правила будови і безпечної експлуатації обладнання і трубопроводів атомних енергетичних установок" ПНАЕ Г-7-008 [52]. Контроль механічних властивостей металу трубопроводів виконують руйнують і (або) без руйнування не менше, ніж через кожні 100 тис. Годин експлуатації для АЕУ з водо-водяним реактором (ВВЕР), згідно "Визначення характеристик механічних властивостей металу обладнання атомних електростанцій безобразцовими методами за характеристиками твердості "РД ЕО 0027-94 [53]. Періодичний контроль механічних властивостей

основного металу і зварних з'єднань трубопроводів обумовлений необхідністю виявлення та аналізу змін фізико-механічних властивостей з метою перевірки їх відповідності сертифікатам, стандартам і ТУ [54,55] на метал трубопроводів.

В якості методів контролю механічних властивостей металу трубопроводів після тривалої експлуатації пропонується використовувати різні способи контролю механічних властивостей описаних авторами В.А.Сідоров, А.Л.Сотніков, І.М. Neklyudov, L.S. Ozhigov [56,57]. Таким чином, для отримання достовірної інформації про еволюцію властивостей металу в процесі експлуатації вимірювань тільки твердості явно недостатньо. Поряд з твердістю необхідно застосовувати інші методи, представленими авторами Ожигова Л.С., Неклюдов І.М., Пишний В.М. [58] (прямі механічні випробування, структурно-фазові дослідження та ін.).

Значно розширює можливості контролю механічних властивостей металу і еволюції структури в процесі експлуатації методика мікрообразцов розроблена Харківським фізико-технічним інститутом, узгоджена з Державним комітетом ядерного регулювання, "Методика визначення механічних властивостей металу обладнання та трубопроводів АЕС за допомогою мікрообразцов" РД.ОО.ЕК.ХФ .МО М.09-09 [59]. Дана методика спрямована на отримання максимального обсягу інформації за механічними властивостями, структурно-фазовим змінам в металі в процесі експлуатації і на оцінку залишкового ресурсу без нанесення шкоди конструкційної цілісності і міцності обладнання і трубопроводів АЕС. Проведений авторами контроль стану металу дозволяє визначити його поточний стан, але не дозволяє провести кількісну оцінку залишкового ресурсу. Для вирішення завдання кількісної оцінки залишкового ресурсу необхідні дані не тільки міцності металу трубопровідних систем, а й оцінка вибропрочности і ерозійно-корозійного зносу металу трубопровідних систем. Причому при оцінці вибропрочности необхідно враховувати не тільки високочастотне навантаження, але і спільна дія тиску, вагового навантаження і самокомпенсаци температурних розширень.

Для розрахунку трубопроводів розроблена програма «АСТРА АЕС» призначена для розрахунків трубопроводів на спільну дію тиску, вагового навантаження і самокомпенсації температурних розширень [60,61]. Вона реалізує вимоги "Розрахунок трубопроводів енергетичних установок на міцність" РТМ 24.038.08-72 і "Розрахунок міцності трубопроводів енергоустановок для умов нестаціонарних температурних режимів" РТМ 24.038.11-72 [38,39] з додатковими умовами, зазначеними в Нормам [2], але не дозволяє розраховувати трубопроводи на вібраційні впливи. Програма враховує накопичений досвід проведення практичних розрахунків трубопроводів при проектуванні.

Автори Поліщук С.М. та ін. в своїх роботах [62,63] проводять аналіз вібраційного стану трубопроводів АЕС, який дозволив виділити основні вібраційні характеристики трубопроводів, при різних схемах навантаження. Методи рішення дозволили провести оцінку вибронагруженості і розрахунку залишкового ресурсу експлуатації трубопроводів, але немає аналізу зниження механічних властивостей металу трубопроводів в процесі експлуатації. Авторами Поліщук С.М., Манузін А.А. [64], проведено аналіз вплив на вибропрочність трубопровідних систем, яке надає зміна товщини стінки трубопроводу в результаті ерозійно-корозійного зносу. Авторами Тімашов С.А. і Антікайнен П.А. [65,66] зазначено, що контроль фактичного стану ерозійного зносу дозволяє отримати кількісну оцінку заходів, спрямованих на підвищення надійності трубопроводів. Великий вплив на утонення стінки надає геометрія трубопроводу, коли потік середовища змінює траєкторію, при цьому відбуваються фазові перетворення (пар / вода). Зміна геометрії, виступи зварних з'єднань, дросельні шайби змінюють лінію струму і є місцями зародження вихорів на кордонах вода стінка, що призводить до руйнування оксидної плівки металу і його розмиву. Завдання ерозійно-корозійного зносу трубопровідних систем вирішується різними авторами Kastner W., Riedle K., Heitmann H.-G. [67,68,69] як приватна завдання, при цьому не враховується концентрація напружень в області зносу і їх вплив вибропрочність трубопровідних систем.

Проаналізувавши існуючі експериментальні методи контролю параметрів вибропрочности можна зробити висновок, що в даний час, як і розрахунковими методами, так і експериментальними методами вирішуються приватні задачі при оцінці вибропрочности. Існуюча нормативна база не забезпечує комплексний аналіз вібраційного стану за всіма критеріями навантаження (високочастотне навантаження, малоциклова навантаження, ерозійно-корозійний знос).

Для поліпшення вібраційного стану з метою підвищення рівня вибропрочности, що дозволяє продовжити термін експлуатації і підвищить експлуатаційну безпеку трубопровідних систем, застосовуються різні методи зниження вібраційного навантаження, представленими авторами Самарінім А.А. і Connors H.I. [38, 70]. Вибір найбільш ефективного методу усунення вібрацій може бути зроблений тільки в результаті ретельного аналізу комплексу методів і діючих навантажень на трубопровідні системи. Інакше застосування методу, ефективного в одних випадках, може призвести до збільшення вібрацій і руйнуванням конструкцій в інших випадках.

В даний час існують наступні методи зниження вібрації:

- Зменшення збурюючих сил, який полягає в поліпшенні поточної частини трубопроводу з метою зниження збурень коливань тиску теплоносія. Основний недолік: зміна проточної частини вносить додаткові опору, що вимагає витрати на їх подолання;

- Зміна параметрів трубопроводів, тобто створення трубопровідної системи, спектр власних частот якої відрізняється від частот зовнішніх впливів, що запобігає можливість запобігання виникненню резонансних коливань в середовищі теплоносія. Основний недолік: зміни конструкції системи практично не вдається істотно знизити амплітуди коливань тиску в складних розгалужених трубопроводах, де досить часто створюються умови для резонансу одночасно декількох власних гармонік;

- Віброізоляція і амортизація трубопроводів від джерел вібрацій. Полягає в застосування пружинних і інших амортизаторів. Недоліки: при змінних режимах

пружинна амортизація не вигідна, та як при попаданні в зону частот при малому терті спостерігається велике посилення коливань;

- Динамічне гасіння вібрацій. Полягає в застосування спеціальних динамічних і імпульсивних гасителів коливань. Недоліком є те, що у динамічного гасителя коливань є один серйозний недолік: він здатний гасити коливання лише строго фіксованої частоти. Будь-яке зміна частоти викликає порушення умови антирезонанса, і гаситель втрачає свою ефективність. Можливо навіть, що умови вібрації трубопроводу при цьому не покращаться, а погіршуватися;

- Демпфірування коливань силами тертя. Метод полягає в збільшенні дисипації механічної енергії в об'єкті. У ряді випадків демпфірування здійснюється введенням в конструкцію об'єкта спеціальних пристроїв, званих демпферами. Недолік: частина конструкцій розроблена стосовно до конкретних умов роботи, коли визначено спектр збурень, що вносяться джерелом, а також відомий спектр власних частот коливань теплоносія в системі трубопроводів. Деякі демпфери мають більш широке застосування, але вони описані лише схематично і на практиці не застосовувалися.

Проаналізувавши існуючі методи зниження вібрації, можна зробити висновок, ефективно для поліпшення вібраційного стану трубопровідних систем застосування методу демпфірування коливань силами тертя. В даний час розроблені численні конструкції демпфуючих пристроїв, але немає нормативної документації забезпечує єдині науково обгрунтовані правила і рекомендації щодо їх застосування та раціональної установки на трубопровідних системах, розробка таких рекомендацій дозволить підвищити експлуатаційну безпеку, за рахунок поліпшення вибропрочности трубопровідних систем.

Таким чином, проаналізувавши існуючі методи експериментальних досліджень і методи зниження вібрації можна відзначити, що:

- Існуюча нормативна база визначає порядок проведення експериментальних досліджень не враховує впливу всіх видів навантаження при проведенні досвідчених досліджень на вибропрочность;

- При проведенні комплексного обстеження трубопровідних систем необхідно проводити комплексне діагностування трубопровідних систем і елементів конструкцій, що включають контроль фізико-механічні властивості металу, рівень вібраційного навантаження (величина амплітудно-частотних характеристик), величина утонення стінки в результаті ерозійно-корозійного зносу, структурні зміни в результаті малоциклового навантаження;

- Для поліпшення вібропрочностних характеристик металу трубопровідних систем необхідно науково обґрунтувати метод зниження вібрації з різними моделями тертя. Розробити і запропонувати метод поліпшення вібраційного стану, шляхом раціональної установки демпфуючих елементів.

Для діагностики технічного стану обладнання розглянемо основні методи неруйнівного контролю (НК):

- Акустико-емісійний
- вихрострумовий
- Магнітний (магнітопорошковий)
- Проникаючими речовинами (капілярний)
- Радіаційний (рентгенівський контроль)
- Тепловий
- Ультразвуковий

На рисунку 1.4 представлено основні принципи виміру (вібродіагностики) методом неруйнівного контролю.

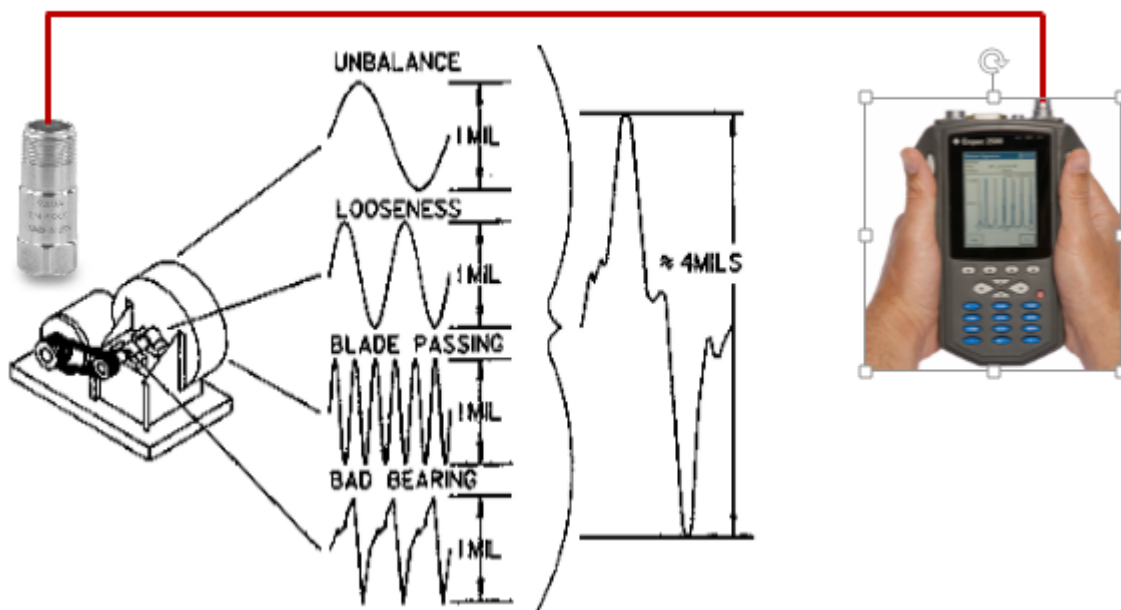


Рисунок 1.4. – Принцип одержання оцінки технічного стану об'єкту по параметру вібраційного навантаження.

Системи діагностики об'єктів енергетичного комплексу, а саме обладнання енергооб'єктів умовно можна розподілити на дві групи:

- Системи постійного контролю, нагляду та діагностики технічного стану енергообладнання;
- Системи періодичного контролю та діагностики технічного стану енергообладнання.

До першої групи відносяться пристрої та автоматизовані системи, які проводять діагностичний контроль стану обладнання безперервно (стаціонарні системи). Перевагами таких систем є

- Своєчасна і достовірна оцінка стану обладнання (істотне зниження кількості аварій, можливість ефективного планування термінів і обсяг ремонтних робіт)
- Виявлення причин підвищеної вібрації та їх усунення (зниження віброактивності устаткування, підвищення якості продукції, що випускається, продовження ресурсу)

- Захист особливо відповідального обладнання (запобігання аварій із серйозними наслідками)
- Контроль обладнання на всіх етапах життєвого циклу (введення в експлуатацію, експлуатація, ремонт)

Недоліками таких систем є їх висока ціна.

До другої групи відносяться системи (пересувні) збору даних про технічний стан обладнання. Як правило, їх використовують:

- Для об'єктів, що неоснащені стаціонарними системами контролю (основне і допоміжне обладнання різних виробництв):
 - енергетика (парові турбіни, тягодуттьові обладнання, пени, КЕНи і т.д.)
 - металургія (прокатні стани, тягодуттьові обладнання, інше основне і допоміжне)
 - нафтохімія (насоси та компресори)
- При проведенні додаткових вимірів і дослідження (у тому числі і на обладнанні, оснащеному стаціонарними системами контролю)
- При вхідному контролю (під час приймально-здавальних випробувань), після монтажу, перед виходом в ремонт і після виходу з ремонту.

1.4. Нормативне забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

В даний час на атомних станціях України працюють енергоблоки потужністю 440 МВт і 1000 МВт. Трубопровідні системи енергоблоків мають складну конфігурацію і несуть як двофазні (вода, пара), так і однофазні (вода або пар) середовища різної температури. Ряд трубопровідних систем атомних електростанцій схильні до значних механічних коливань. Залежно від середовища теплоносія і його температури в трубопроводі виникає Полігармонічні або високочастотне навантаження, а також ерозійно-корозійний знос, що руйнують опорно-підвісну систему, теплову ізоляцію і сприяють виникненню тріщин, що призводить до аварійних ситуацій. Для попередження і своєчасного усунення аварійних ситуацій необхідно проводити контроль та

оцінку вібраційного стану трубопровідних систем, і розрахунок на вібропрочність для прогнозування залишкового ресурсу [71]. Для цього пропонується розробити класифікатор, який дозволить уніфікувати методи розрахунку на вібропрочність обладнання, з урахуванням всіх параметрів навантаження.

Правила безпеки експлуатації реакторних установок та радіаційної безпеки при експлуатації АЕС [4,5] встановлюють загальні вимоги до конструкції, характеристик та умов експлуатації елементів і конструкцій реакторних установок і атомних станцій в цілому, а також організаційні вимоги, спрямовані на забезпечення ядерної безпеки під час проектування, спорудженні та експлуатації атомних станцій. Ядерна безпека визначається технічною досконалістю проектів, необхідною якістю виготовлення, монтажу, налагодження та випробувань елементів і систем, важливих для безпеки, їх надійність в процесі експлуатації і своєчасного технічного обслуговування та ремонту обладнання. В [4] визначено вимоги до трубопровідних систем і елементів першого контуру реакторних установок, в яких наголошено на необхідності забезпечення надійної роботи протягом всього терміну експлуатації з урахуванням корозійно-хімічних, силових, теплових та інших впливів, тому що елементи першого контуру забезпечують міцність корпусу реактора. Відзначимо, що трубопровідні системи першого контуру АЕС виділені, як об'єкти підвищеної небезпеки та вимагають постійного контролю технічних параметрів для забезпечення безпечної роботи всієї енергосистеми. Однак дані нормативні документи лише встановлюють загальні вимоги без вказівок конкретних заходів по оцінці безпеки на даних об'єктах.

Типові змісту технічного обґрунтування безпеки реакторних установок і атомних станцій [6, 7] містять вимоги щодо структури та змісту інформації щодо обґрунтування безпеки атомних станцій в цілому і окремих її важливим для забезпечення безпеки систем. В [7] зазначено, що при складанні технічного обґрунтування безпеки атомних станцій обов'язковою умовою є приведення переліку з класифікацією систем і устаткування з безпеки і сейсмостійкості,

згідно з вимогами нормативно-технічної документації. Ухвалений перелік повинен бути обґрунтований. Повинна бути розглянута відповідно до наведеної структурию кожна важлива для безпеки система (обладнання та споруди). Інформація, що міститься в описі систем інформація повинна показувати, що проект системи задовольняє вимогам нормативних документів. Розгляд системи має показувати, для яких відмов необхідно дати додаткові спеціальні аналізи наслідків і для яких відмов такі аналізи не потрібні.

Загальні положення безпеки і забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних станцій і ядерних реакторів [8, 9] встановлюють потреби і критерії забезпечення безпеки атомних станцій, а також основні технічні та організаційні заходи, спрямовані на їх реалізацію, захист персоналу атомних станцій, населення і навколишнього середовища від можливого радіаційного впливу при експлуатації атомних станцій або ж зняття їх з експлуатації і ведення досліджень реакторних установок атомних станцій. Одним з критеріїв забезпечення безпеки атомних станцій, згідно [14] - є обґрунтована надійність систем і елементів першого контуру протягом проектного терміну експлуатації енергоблоків атомних станцій з урахуванням можливого погіршення характеристик під впливом ерозії, повзучості, втоми, старіння, циклічних навантажень (вібрацій) і інших впливів. А також, наголошується на необхідності постійного аналізу ресурсу елементів, важливих для безпеки і в залежності від результатів аналізу приймається рішення про продовження їх експлуатації, продовження ресурсу або заміни. Дані нормативні документи характеризують критерії забезпечення безпеки обладнання атомних станцій, але не відображають методики, правил і норм щодо проведення аналізу трубопровідних систем для оцінки безпеки і ресурсу.

Таким чином, проаналізувавши основні нормативні документи, що визначають критерії і принципи безпечної експлуатації елементів і конструкцій атомних станцій можна відзначити:

- При оцінці експлуатаційної безпеки атомної станції в цілому, особливу увагу необхідно приділяти трубопровідним системам і елементам першого

контур з урахуванням зміни характеристик елементів і конструкцій, внаслідок ерозійно-корозійного зносу, повзучості, втоми, теплового, циклічного та інших впливів;

- Для оцінки безпеки доцільно попередньо систематизувати системи та обладнання з безпеки, для можливості визначення випадків, при яких необхідний додатковий аналіз;

- Необхідний постійний контроль залишкового ресурсу важливих для безпеки систем і устаткування, для забезпечення надійної роботи і своєчасного прийняття рішення про подальшу експлуатацію елементів і конструкцій або ж їх заміні.

Розглянувши та проаналізувавши нормативну документацію щодо забезпечення безпечної експлуатації АЕС, виявлено ряд недоліків і в зв'язку з цим пропонується її удосконалення з урахуванням вже існуючих критеріїв і вимог безпечної експлуатації пред'являються до енергообладнання атомних станцій.

Основні нормативні документи з оцінки якості енергообладнання АЕС можна розділити на три групи. Перша група стандартів включає документи з вимог до умов експлуатації обладнання, спрямованих на забезпечення ядерної та радіаційної безпеки при експлуатації атомних станцій в цілому. Друга група стандартів, включаючи галузеві стандарти, спрямована на технологічні процеси, на підставі яких виробляється технічне обслуговування, ремонти, випробування обладнання. Третя група нормативних документів включає стандарти, засновані на аналізі експлуатаційної надійності з використанням статистичних моделей відмов.

Стандарти, наведені у трьох групах, не дозволяють повною мірою оцінити реальний технічний стан обладнання і його залишковий ресурс, бо вони регламентують безпечне та надійне функціонування АЕС тільки у призначений термін експлуатації обладнання, та не враховують різну ступінь його зносу через вплив експлуатаційних та режимних умов. Також існуючі державні, міждержавні стандарти та норми випробування електроустаткування не визначають перелік

параметрів, на які головним чином впливає інтенсивність старіння, не відображують науково-технічних методик по проведенню аналізу стану обладнання для оцінки якості та ресурсу.

Проведений аналіз діючих норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки, що відносяться до електротехнічного устаткування АЕС виявив наступне:

1. Чинне нормативне забезпечення в основному відповідає рекомендаціям МАГАТЕ, але вимагає деякого вдосконалення стандартів, які використовуються при оцінці якості електротехнічного обладнання.

2. Удосконалення нормативного забезпечення з оцінки якості електротехнічного обладнання з метою безпеки АЕС може бути реалізовано за рахунок використання розробленої «Типовий методики оцінки технічного стану, показників надійності і залишкового ресурсу для різних груп електротехнічного обладнання АЕС» МТ-Т.0.03.195-09.

3. Розробка додаткового галузевого документа дозволить уніфікувати методи досліджень обладнання, отримати які можна порівняти результати за показниками поточного технічного стану і показниками експлуатаційної надійності не тільки для різних енергоблоків АЕС, а й використовувати дані методи для науково-технічного обґрунтування термінів планування планово-попереджувальних ремонтів всіх електростанцій.

Таким чином, для вирішення питань з оцінки якості та можливості продовження термінів експлуатації обладнання існує реальна необхідність створення чітких і однозначних методів, що відповідають вимогам стандартів експлуатаційної безпеки енергообладнання, та дозволяють формалізовано визначати його реальний технічний стан, ступінь старіння, показники надійності і прогнозне значення залишкового ресурсу.

До таких методів відносяться: метод оцінки технічного стану, метод прогнозування залишкового ресурсу, метод вживання імовірно-фізичної моделі відмов для визначення показників експлуатаційної надійності обладнання.

РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

2.1. Стислий аналіз обладнання та його класифікація

Типові змісту технічного обґрунтування безпеки реакторних установок і атомних станцій [6, 7] містять вимоги щодо структури та змісту інформації з обґрунтування безпеки атомних станцій в цілому й окремих її важливим для забезпечення безпеки системам. В [7] зазначено, що при складанні технічного обґрунтування безпеки атомних станцій обов'язковою умовою є приведення переліку з класифікацією систем і устаткування з безпеки і сейсмостійкості, згідно з вимогами нормативно-технічної документації. Ухваленого переліку повинен бути обґрунтований. Повинна бути розглянута відповідно до приводиться структурою кожна важлива для безпеки система (обладнання та споруди). Міститься в описі систем інформація повинна показувати, що проект системи задовольняє вимогам нормативних документів. Розгляд системи повинен показувати, для яких відмов необхідно дати додаткові спеціальні аналізи наслідків і для яких відмов такі аналізи не потрібні.

В даний час існує класифікація трубопровідних систем і устаткування АЕС за класами безпеки:

Клас 1 - Елементи підвищеної небезпеки експлуатації.

До нього відносяться тепловиділяючі елементи (ТВЕЛ) і елементи АЕС, відмови яких є вихідними подіями, що приводять при проектному функціонування систем безпеки до пошкодження тепловиділяючих елементів з перевищенням, встановлених для проектних аварій меж.

Клас 2 - Елементи небезпеки і захисні елементи системи безпеки. До нього відносяться:

- Елементи, відмови яких є вихідними подіями, що приводять до пошкодження тепловиділяючих елементів в межах, встановлених для проектних

аварій, при проектному функціонування систем безпеки з урахуванням нормованого для проектних аварій кількості відмов у них;

- Елементи систем безпеки, відмови яких призводять до невиконання цими системами своїх функцій.

Клас 3 - Елементи важливі для безпеки. До нього відносяться:

- Елементи систем, важливих для безпеки, що не увійшли в класи 1 і 2;
- Елементи, що містять радіоактивні речовини, вихід яких у навколишнє середовище (включаючи, виробничі приміщення АЕС) при відмовах перевищує значення, встановлені нормами радіаційної безпеки;
- Елементи, що виконують функції радіаційного захисту персоналу та населення.

Клас 4 - Елементи нормальної експлуатації.

До нього належать елементи нормальної експлуатації АЕС, які не впливають на безпеку і не увійшли в класи 1, 2, 3.

Вимоги до якості виготовлення і надійності при експлуатації елементів, віднесених до класів 1, 2 і 3, а також до їх контролю встановлюються в діючих нормативних документах. При цьому більш високого класу безпеки повинні пред'являтися більш високі вимоги до якості і надійності.

До елементів, віднесених до класу безпеки 4, пред'являються вимоги загальнопромислових норм і правил, крім випадків, коли на ці елементи поширюються вимоги норм і правил з ядерної та радіаційної безпеки.

У нормативному документі [11] енергообладнання систематизувалися за такими ознаками: цехова приналежність; приналежність, до якогось обладнання; по зонам проектування; за функціями; по середях теплоносія. При цьому системи взаємно перетиналися, дублювалися, не дотримувалася цілісність трубопровідної системи.

2.2. Комплексний підхід з забезпечення діагностики обладнання.

Для прогнозування залишкового ресурсу обладнання пропонується модель (5), суть якої полягає у визначенні загального вигляду рівняння регресії технічних параметрів обладнання, побудові оцінок параметрів, що входять в її рівняння, і перевірці статистичних гіпотез про регресію параметрів у часі. Ця модель здійснює прогноз шляхом екстраполяції значень домінуючого параметра на основі статистичних даних за період від початку експлуатації до моменту проведення дослідження. Відповідно до теорії регресії припустимо, що залежність випадкової величини Y (домінуючий визначальний параметр якості обладнання або його $K\partial$, обчислений за статистичними даними за минулий часовий період) від іншої змінної властивості X (умови експлуатації), зареєстрована на множини точок x_n множиною значень y_n , при цьому значення x_n і y_n відображують дійсні значення $Y(x_n)$ з випадковою похибкою Z_n . Тоді регресія величини y на величину x виглядає

$$Y_n = f(x_n, a_0, a_1, \dots, a_k) + Z_n \quad (5)$$

де $a_0, a_1, \dots, a_k$ позначає сукупність параметрів, що визначають функцію $f(x)$. Оцінка похибки Z_n здійснюється методом найменших квадратів, який в припущенні нормального розподілу результатів спостережень призводить до оцінок для Z_n , що співпадають з оцінками найбільшої правдоподібності.

В результаті приймається модель, що мінімізує суму квадратів відхилень, обчислених по формулах апроксимацій значень коефіцієнта $K\partial$ в періоди експлуатації між проведенням планових технічних обслуговувань, при яких проводяться вимірювання параметрів.

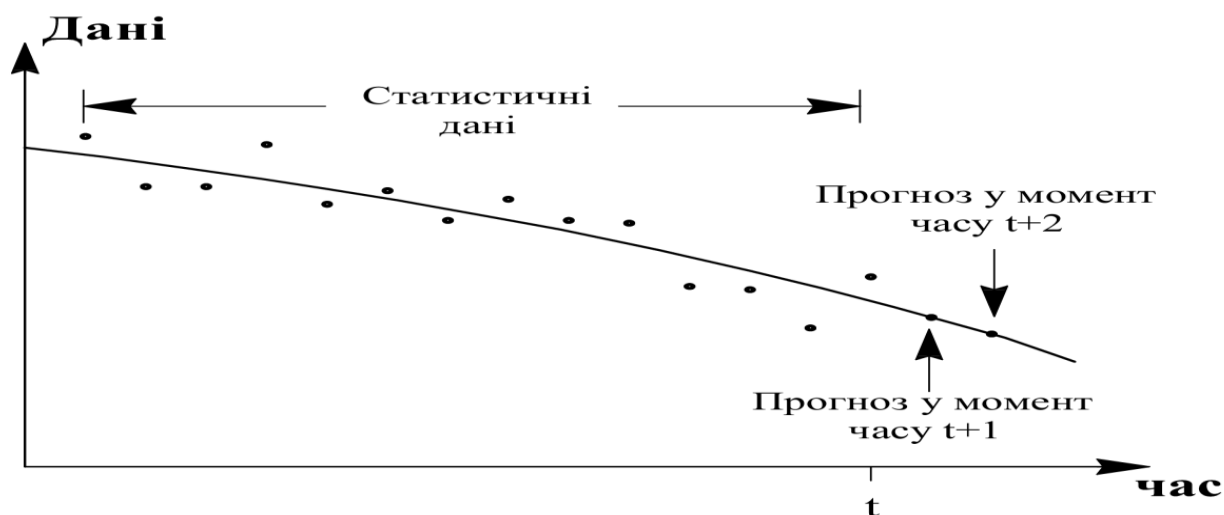


Рисунок 2.1 – Апроксимуюча модель зміни домінуючих коефіцієнтів

На підставі даних параметрів з домінуючими коефіцієнтами відносної оцінки технічного стану K_d будуються апроксимуючі моделі їх зміни. Екстраполяційна функція продовжує "минулі" значення параметра в "майбутнє" (рисунок 2.1). Для моделі тимчасового ряду незалежної змінної є час. Статистичні дані параметра наносяться на графік відповідно до часу, а потім по цим даним методом найменших квадратів підбирається крива, яка продовжується далі в "майбутнє".

Застосування екстраполяції дає можливість отримати картину подальшої зміни коефіцієнта K_d в часі, а також отримати значення залишкового ресурсу графоаналітичним методом (рисунок 2.2).

Визначається прогнозне значення залишкового ресурсу обладнання в припущенні, що тенденція інтенсивності старіння в кінці проектного терміну експлуатації буде збережена і в період післяпроектного терміну експлуатації. При цьому, середня швидкість зміни визначального параметра або коефіцієнта K_d за останній період до проведення обстежень буде збережена і в період подальшої експлуатації. Таке допущення є наближеним, проте підтверджується дослідженнями, проведеними на обладнанні, що діє.

Враховуючи вищевикладене, прогнозне значення залишкового ресурсу має вигляд:

$$T_{зал} = \frac{t}{\Delta K_{\partial}} (K_{\partial \text{ вим}} - 0,2) \quad (6)$$

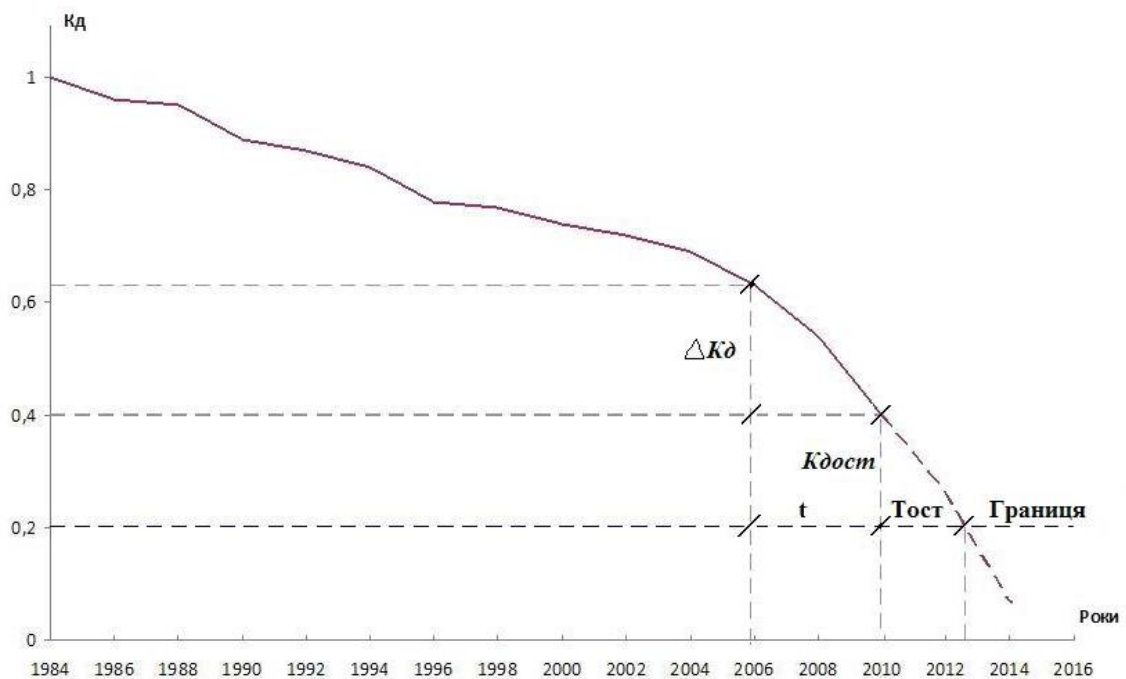


Рисунок 2.2. – Розрахунок прогнозного значення залишкового ресурсу

де t – час від попередніх досліджень до поточних;

ΔK_{∂} – зміна значень домінуючого коефіцієнту за час t ;

$K_{\partial \text{ вим}}$ – домінуючий коефіцієнт технічного стану в період досліджень, який визначається за допомогою моделі багатопараметричного математичного програмування;

$0,2$ – коефіцієнт технічного стану, визначений експериментально при розрахунках як граничний за умовами зберігання необхідного запасу працездатності обладнання для безпеки в післяпроектний період експлуатації.

Використання графоаналітичного методу прогнозування залишкового ресурсу на базі попередньої оцінки технічного стану з врахуванням фізичної суті прогнозованих процесів дозволяє робити науково обґрунтовані висновки про значення остаточного ресурсу обладнання у кожному випадку окремо.

Середній наробіток до відмови ($T_{ср}$) визначається по формулі:

$$T_{cp} = \frac{(\Pi - \Pi_0)}{a} \cdot \left(1 + \frac{\nu^2}{2}\right), \quad (7)$$

де a – середня швидкість зміни домінуючого параметра;

Π_0 – початкове значення домінуючого параметра;

Π – граничне значення домінуючого параметра;

ν – коефіцієнт варіації основних процесів деградації, який для обладнання з найменшим значенням коефіцієнта K_∂ на момент дослідження визначається по формулі:

$$\nu = \frac{\sqrt{n}}{\sum_{i=1}^n K_\partial} \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(K_\partial - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_\partial \right)^2}, \quad (8)$$

де n - кількість вибірок параметра за попередній період.

Гамма-відсотковий наробіток (T_γ) визначається за формулою:

$$T_\gamma = \frac{(\Pi - \Pi_0)}{a} \cdot \left(1 + \frac{\nu^2 u_\gamma^2}{2} - \nu \cdot u_\gamma \sqrt{1 + \frac{\nu^2 u_\gamma^2}{4}}\right), \quad (9)$$

де u – квантиль нормативного нормального розподілу при регламентній (заданій) вірогідності відмов $\gamma \% = 95\%$.

Імовірність безвідмовної роботи $P(t)$ визначається для монотонної функції по спрощеній формулі:

$$P(t) = \Phi \left[\frac{(\Pi - \Pi_0) - at}{\nu \cdot \sqrt{at(\Pi - \Pi_0)}} \right] \quad (10)$$

При DN-розподіленні – при немонотонності процесу деградації середній наробіток до відмови (T_{cp}) визначається за формулою:

$$T_{cp} = \frac{(\Pi - \Pi_0)}{a}, \quad (11)$$

Гамма-відсотковий наробіток (T_γ) визначається:

$$T_\gamma = \frac{(\Pi - \Pi_0)}{a} \cdot \chi \left(1 - \frac{\gamma}{100}; \nu\right), \quad (12)$$

Імовірність безвідмовної роботи $P(t)$ визначається для немонотонної функції за формулою:

$$P(t) = \Phi \left[\frac{(\Pi - \Pi_o) - at}{\nu \cdot \sqrt{at(\Pi - \Pi_o)}} \right] - e^{\frac{2}{\nu^2}} \cdot \Phi \left[- \frac{(\Pi - \Pi_o) + at}{\nu \cdot \sqrt{at(\Pi - \Pi_o)}} \right] \quad (13)$$

Розроблений алгоритм виконання оцінки якості енергообладнання для реалізації запропонованих методів (рисунок 2.3).

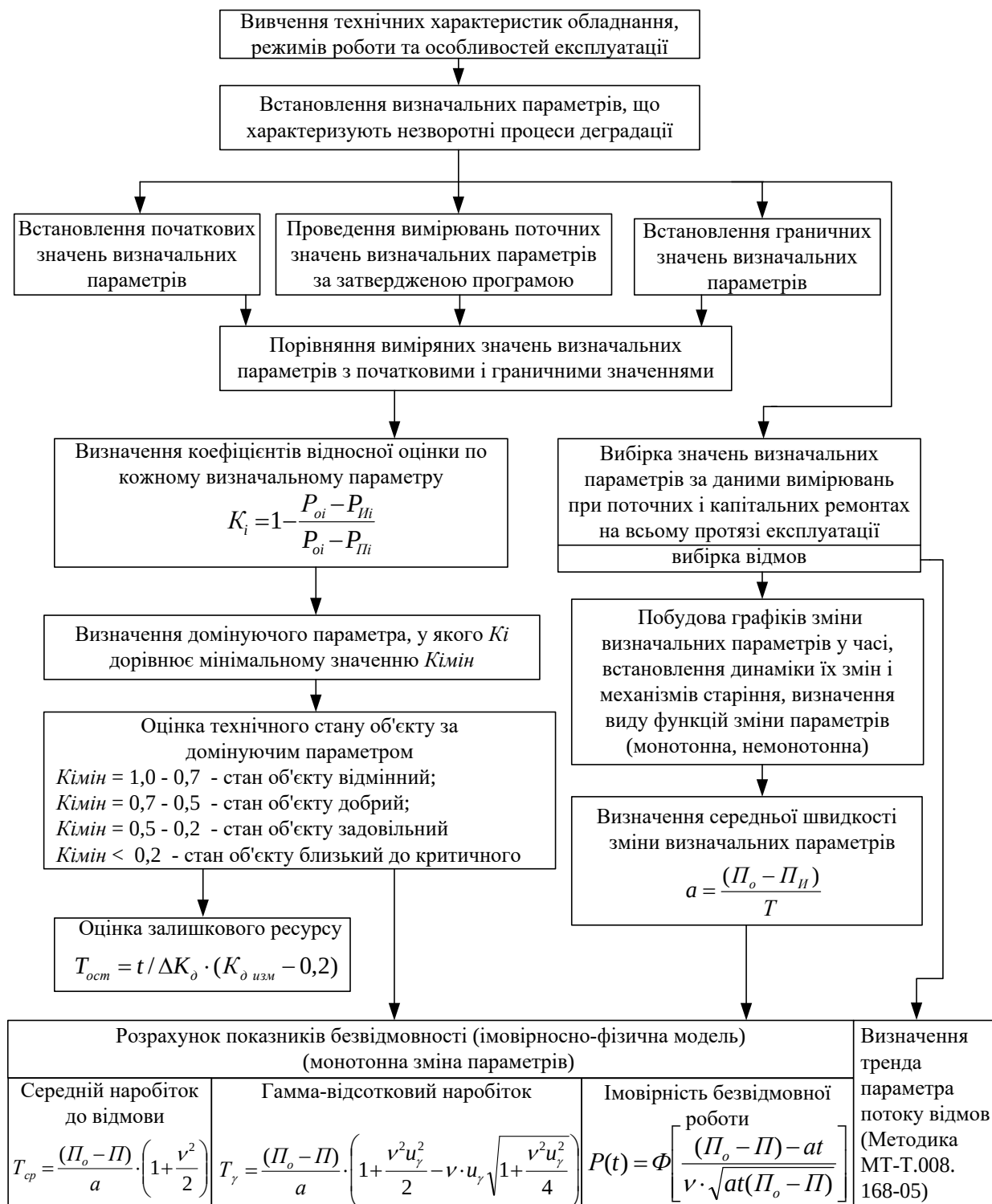


Рисунок 2.3 – Алгоритм виконання операцій оцінок якості досліджуваного обладнання

На базі розроблених методів оцінок якості обладнання можливе оперативне отримання у будь-який час інформації з існуючих інформаційних систем АЕС про реальний поточний технічний стан і показники експлуатаційної надійності основного електротехнічного обладнання енергоблоку, що дозволяє: отримати постійний моніторинг технічного стану обладнання; регулювати періодичність проведення профілактичних робіт і ремонтів по підтримці обладнання в справному стані; планувати запас ЗІП; вирішувати питання продовження терміну служби, або доцільності заміни обладнання.

Однак постійна діагностика енергообладнання стаціонарними системами передбачає значні витрати та має недоліки, щодо обґрунтованості застосування:

- ✓ Устаткування недоступне для контролю (зважаючи конструктивних і експлуатаційних особливостей, міркувань техніки безпеки)
- транспорт (авіація і залізничний транспорт)
- деякі види прокатних станів
- агрегати з вбудованими (недоступними) підшипниковими вузлами
- підйомні машини
- ✓ Віддалене обладнання
- газокompресорні станції,
- нафтоперегонні станції,
- об'єкти комунального господарства
- ✓ Стендові системи
- ✓ Вхідний і вихідний контроль
- ✓ Випробувальні стенди

Стаціонарні системи потребують постійного обслуговування, збору та обробки даних та економічно не вигідно для застосування.

Системи періодичного контролю, дешевші, потребують менші затрати на обслуговування, у зв'язку з періодичністю використання, але мають менш точні данні для обробки та прогнозуванні технічного стану об'єктів.

У зв'язку з цим пропонується впровадження комплексного підходу діагностики обладнання (стаціонарними та пересувними системами) згідно з наведеною класифікації обладнання по їх безпеці (рис.2.4).



Рисунок 2.4. – Комплексний підхід до діагностики технічного стану обладнання

Таким чином, діагностика технічного стану при комплексному підході забезпечує ефективність контролю стану енергообладнання та запобігання аварійних ситуацій, що підвищує безпеку роботи, разом з тим, зменшує витрати як на простої у результаті виходу з ладу обладнання, так і витрати на обслуговування устаткування для діагностики.

2.3. Економічна ефективність впровадження комплексного підходу з діагностики та забезпечення безпеки об'єктів енергетичного комплексу.

Завдання сучасного виробництва з забезпечення безпеки та ефективності функціонування наступні:

- Підвищення надійності роботи обладнання (оперативна оцінка поточного стану обладнання, прогноз залишкового ресурсу, запобігання аварійних виходів з ладу)
- Скорочення витрат на обслуговування та ремонт обладнання (планування термінів і обсяг ремонтних робіт, виключення незапланованих простоїв)
- Підвищення якості продукції, що випускається
- Перехід на більш ефективні форми обслуговування

Роль діагностики на сучасному підприємстві:

- Своєчасна і достовірна оцінка стану обладнання (істотне зниження кількості аварій, можливість ефективного планування термінів і обсяг ремонтних робіт)
- Виявлення причин підвищеної вібрації та їх усунення (зниження віброактивності устаткування, підвищення якості продукції, що випускається, продовження ресурсу)
- Захист особливо відповідального обладнання (запобігання аварій із серйозними наслідками)
- Контроль обладнання на всіх етапах життєвого циклу (введення в експлуатацію, експлуатація, ремонт)

Річний економічний ефект від переходу з ППР на обслуговування за станом (відкриті джерела):

- Зниження кількості ТО з 274 до 14 (хімічні комбінати);
- Зниження витрат на ТО до 75% (нафтопереробні комплекси);

- 3 000 000 \$, за рахунок зниження ТО (впровадження комплексного підходу на об'єкти атомної енергетики за кордоном).

2.4. Удосконалення нормативного забезпечення з безпеки енергооб'єктів

Проаналізувавши основні нормативні документи, що визначають критерії та принципи безпечної експлуатації елементів і конструкцій атомних станцій можна відзначити:

- При оцінці експлуатаційної безпеки атомної станції в цілому, особливу увагу необхідно приділяти елементам підвищеної небезпеки;
- Для оцінки безпеки доцільно попередньо систематизувати системи та обладнання з безпеки, для можливості визначення випадків, при яких необхідний додатковий аналіз;
- Необхідний постійний контроль залишкового ресурсу важливих для безпеки систем і устаткування, для забезпечення надійної роботи та своєчасного прийняття рішення про подальшу експлуатацію елементів і конструкцій або ж їх заміни.

Розглянувши та проаналізувавши нормативну документацію щодо забезпечення безпечної експлуатації АЕС, виявлено ряд недоліків і в зв'язку з цим пропонується її удосконалення з урахуванням вже існуючих критеріїв і вимог безпечної експлуатації пред'являються до енергообладнання атомних станцій.

На підставі досліджень визначення залишкового ресурсу обладнання при різних параметрах навантаження, пропонується галузевий нормативний документ України – МД-Т.0.00.001-15 «Методика діагностики технічного стану систем АЕС». Він поширюється на роботи, пов'язані з оцінкою технічного стану енергообладнання атомних електростанцій з реакторними установками ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 та встановлює процедуру, методи, засоби та способи дослідження енергообладнання, проведення розрахункової оцінки стану в умовах довгострокової експлуатації та розрахунку залишкового ресурсу.

Стандарт регламентує порядок і методику проведення прогнозування ресурсу під впливом різних експлуатаційних факторів. Він регламентує порядок отримання інформації для оцінки технічного стану обладнання, що досліджується, визначення залишкового ресурсу для прийняття рішення щодо можливості його подальшої безпечної експлуатації, тощо.

Об'єктами оцінки та прогнозування ресурсу можуть бути будь-які енергооб'єкти на різних етапах експлуатаційного циклу.

При проведенні оцінки технічного стану та залишкового ресурсу рекомендується створити базу даних, що включає наступну інформацію: експлуатаційні дані по обладнанню, данні вимірів технічних характеристик, результати розрахункового аналізу характеристик, данні о прийнятих технічних заходах по зниженню рівня навантаження або що (рис.2.5).

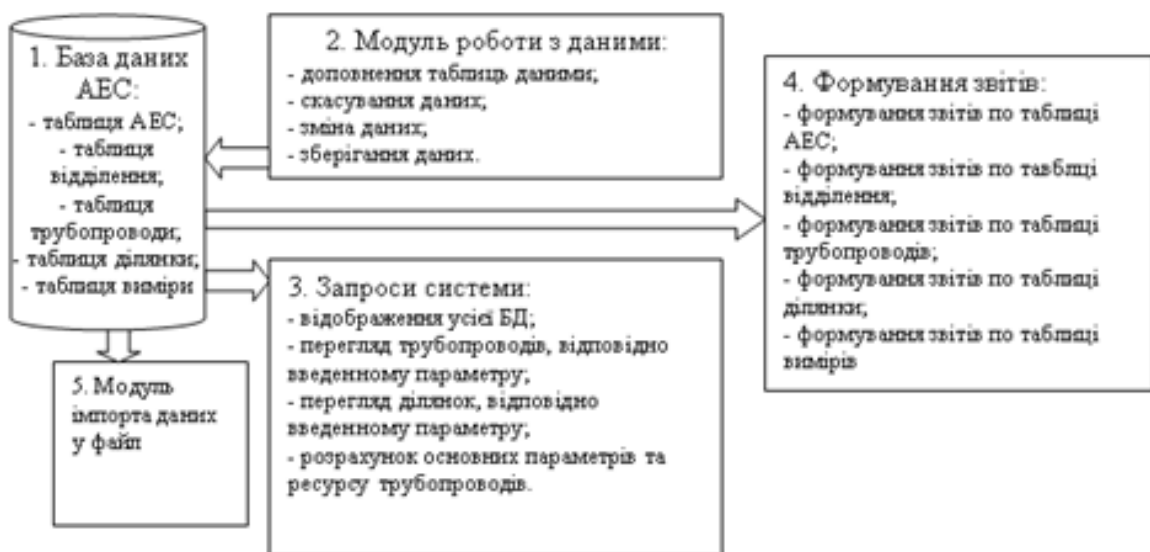


Рисунок 2.5. - Структурна схема бази даних при проведенні оцінки технічного стану та залишкового ресурсу трубопроводів АЕС.

Оцінка технічного стану та залишкового ресурсу трубопроводів проводиться після закінчення закладеного при проектуванні терміну експлуатації для вирішення питання щодо можливості його продовження, у процесі експлуатації для гарантування безпеки, у період планово попереджувальних ремонтів (кожні 9 місяців експлуатації), у період примусових

зупинок роботи енергоблоку в разі виникнення аварійних ситуацій, на вимогу органу із сертифікації та інше.

Пропонується створення стандарту, заснованого на математичній моделі визначення ресурсу трубопроводів АЕС, яка дасть можливість управляти їх експлуатаційною безпекою. Це дасть можливість застосування математичної моделі визначення ресурсу трубопроводів для багатьох підприємств енергетичного комплексу, збільшить достовірність отриманих результатів. У сукупності це дозволить значно заощадити ресурси.

Такий нормативний документ знайде застосування і в інших областях національної економіки, де використовуються методи управління експлуатаційною безпекою трубопроводів несучих різні середовища.

Цей нормативний документ поширюється на обладнання, що знаходяться в процесі експлуатації на атомних електростанціях тривалий термін або ж вичерпала його. Його положення використовуються:

- При оцінці вібраційного стану обладнання в період планово-попереджувального ремонту енергоблоків АЕС;
- При оцінці залишкового ресурсу обладнання АЕС;
- При оцінці експлуатаційної безпеки АЕС в процесі експлуатації і при проектування обладнання.

Розробка стандарту проводилася для встановлення порядку і методики проведення оцінки ресурсу та експлуатаційної безпеки обладнання атомних електростанцій. Це дозволяє збільшити достовірність отриманих результатів і значно заощадити ресурси. При розробці цього нормативного документа необхідно:

- Провести вибір параметрів навантаження обладнання;
- Встановити процедуру визначення моделі розрахунку ресурсу за обраними параметрами навантаження;
- Визначити параметри обладнання;
- Встановити процедуру визначення оптимального розміщення додаткових опор

Метою стандарту є отримання інформації для прогнозування та регулювання технологічних процесів, в тому числі:

- Оцінка вібраційного стану трубопроводу;
- Встановлення впливу ерозійно-корозійного зносу на метал трубопроводу;
- Розрахунок ресурсу трубопроводу;
- Визначення технологічних параметрів трубопроводів, які вимагають додаткової оцінки вібраційного стану;
- Визначення відповідності параметрів вібрації встановленим нормам міцності;
- Визначення економічної доцільності подальшої експлуатації трубопроводу;
- Встановлення значущості впливу різних параметрів навантаження на ресурс трубопроводів;
- Визначення термінів зупинки процесу експлуатації для його подальшого вібраційного обстеження і т.д.

Об'єктами оцінки вібраційного стану і ресурсу можуть бути всі трубопроводи атомних електростанцій, в тому числі:

- Трубопроводи на різних етапах життєвого циклу;
- Обладнання та допоміжні елементи, які використовуються при експлуатації на трубопровідних системах.

Аналіз вібраційного стану і оцінка ресурсу трубопроводів проводиться на стадії технологічної підготовки перед пуском енергоблоку, а також в процесі постійної експлуатації шляхом систематичних і спеціальних перевірок в таких випадках:

- При впровадженні нових технологічних процесів або запуску нових енергоблоків;
- При введенні нового або модернізації існуючого обладнання;
- Після проведення ремонту технологічного устаткування;
- Під час атестації атомних електростанцій;

- При проведенні планових попереджувальних ремонтів енергоблоків атомних електростанцій;

- На вимогу органів з сертифікації.

Обсяг і періодичність проведення вібраційного обстеження і оцінки ресурсу трубопроводів встановлюється в кожному випадку окремо залежно від:

- Його мети;
- Виду обладнання;
- Стану обладнання;
- Тривалості експлуатації;
- Значимості трубопроводу в системі забезпечення безпеки;
- Результатів попереднього аналізу;
- Аналізу виявлених причин дефектів.

Вид аналізу, номенклатура контролюючих параметрів і номенклатура показників міцності технологічних процесів встановлюється атомною електростанцією з урахуванням умов, типу, потужності і обсягу виробництва електроенергії атомною електростанцією.

У процесі аналізу вібраційного стану і оцінки ресурсу трубопроводів визначають або уточнюють:

- Оцінки параметрів вібраційного стану трубопроводів;
- Залежності між параметрами навантаження трубопроводів, які експлуатуються;
- Параметри експлуатації трубопровідних систем;
- Залежності між показниками вібраційного стану на різних етапах експлуатації;
- Основні фактори, які змінюють вібраційні характеристики трубопровідних систем;
- Шляхи і засоби підвищення вибропрочности трубопровідних систем в процесі експлуатації;
- Можливість і доцільність встановлення додаткових опор з метою підвищення експлуатаційної безпеки;

- Оптимальні терміни технічного обслуговування і ремонту засобів технологічного устаткування.

ВИСНОВКИ

Оцінка якості та прогнозування ресурсу обладнання АЕС є одним із основних завдань по забезпеченню високої надійності, безпеки та економічної ефективності діючих АЕС.

В результаті проведених досліджень на обладнанні енергоблоків АЕС стало можливим вирішення проблеми оцінки якості обладнання АЕС з метою безпечної експлуатації та продовження термінів його ресурсу.

Підсумовуючи проведену роботу, можна зробити такі основні висновки:

1. Проведено аналіз нормативного забезпечення з безпечної експлуатації електротехнічного обладнання АЕС, який показав, що існуючі стандарти не дозволяють повною мірою оцінити реальний технічний стан обладнання і його залишковий ресурс, бо вони регламентують безпечне та надійне функціонування АЕС тільки у призначений термін експлуатації обладнання, та не враховують різний ступінь його зносу через вплив експлуатаційних та режимних умов.

2. Виконана систематизація та уніфікація обладнання АЕС по функціональному призначенню, характеру старіння, за класами безпеки. Систематизація дає можливість: розробити єдині норми по вибору фізичних параметрів, що характеризують технічний стан обладнання з урахуванням його деградації; удосконалити методичне забезпечення по достовірній оцінці технічного стану; систематизувати результати проведених досліджень і розрахунків для визначення прогнозного значення залишкового ресурсу.

3. Запропоновано комплексний підхід для забезпечення діагностики технічного стану енергообладнання по класам безпеки, що дає змогу підвищити ефективність контролю технічного стану та знизити витрати на технічне обслуговування енергооб'єктів.

4. Систематизація результатів досліджень дозволила вдосконалити нормативне забезпечення, а саме запропонувати методику контролю та оцінки поточного технічного стану обладнання.

Міністерство палива та енергетики України

ДП НАЕК «ЕНЕРГОАТОМ»

ЗАТВЕРДЖУЮ

« ____ » _____ 2015 г.

МЕТОДИКА

діагностики технічного стану систем АЕС

МД-Т.0.00.001-15

УДК 621.642.2/.3

Срок действия до

Инвентарный №

Дата

Срок действия продлён до	
Номер извещения	
Дата	

«Методика діагностики технічного стану систем АЕС».

В методиці наведено ефективне впровадження комплексного підходу до діагностики технічного стану енергообладнання. Вона поширюється на роботи, пов'язані з оцінкою технічного стану енергообладнання атомних електростанцій з реакторними установками ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 та встановлює процедуру, методи, засоби та способи дослідження енергообладнання, проведення розрахункової оцінки стану в умовах довгострокової експлуатації та розрахунку залишкового ресурсу.

Методика регламентує порядок і методику проведення прогнозування ресурсу під впливом різних експлуатаційних факторів. Вона регламентує порядок отримання інформації для оцінки технічного стану обладнання, що досліджується, визначення залишкового ресурсу для прийняття рішення щодо можливості його подальшої безпечної експлуатації, тощо.

Об'єктами оцінки та прогнозування ресурсу можуть бути будь-які енергооб'єкти на різних етапах експлуатаційного циклу.

При проведенні оцінки технічного стану та залишкового ресурсу рекомендується створити базу даних, що включає наступну інформацію: експлуатаційні дані по обладнанню, данні вимірів технічних характеристик, результати розрахункового аналізу характеристик, данні о прийнятих технічних заходах по зниженню рівня навантаження або що.

Ця Методика поширюється на службові приміщення і визначає вимоги щодо забезпечення безпеки в цих приміщеннях.