

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

**СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ І ДІАГНОСТИКИ
ОБЛАДНАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю
174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Електронний ресурс

Рецензенти:

О. М. Черняк – кандидат технічних наук, доцент кафедри мехатроніки та електротехніки Національного аерокосмічного університету імені М. Є. Жуковського «Харківський авіаційний інститут»;

В. М. Князева – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 1 від 23 жовтня 2025 року)*

Системи контролю і діагностики обладнання та технологічних процесів електростанцій : навчально-методичний посібник для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка» [Електронний ресурс] / уклад. Т. М. Фурсова. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2025. – (PDF 79 с.).

Навчально-методичний посібник присвячений вивченню основних питань теорії контролю та технічного діагностування, методів діагностичного контролю, експериментальних досліджень теплоенергетичних процесів, розрахунків показників надійності, сучасних методів аналізу стану та продовження ресурсу теплоенергетичного обладнання електростанцій. Матеріал тем викладено у доступній формі для самостійного вивчення; містяться контрольні питання і завдання для закріплення тем курсу.

Видання призначене здобувачам вищої освіти освітнього ступеня «магістр», що навчаються за освітньо-професійною програмою «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» зі спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка».

УДК 681.5(075.8)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2025
© Фурсова Т. М., уклад., 2025

ЗМІСТ

ВСТУП	4
Тема № 1	5
АНАЛІЗ СТАНУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ УКРАЇНИ	
Тема №2	11
ОСНОВИ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ТА КОНТРОЛЕЗДАТНОСТІ	
Тема № 3	16
ВИМІРЮВАННЯ ТА МЕТОДИ ДІАГНОСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ	
Тема №4	22
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ	
ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ	
Тема №5	26
ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ	
Тема №6-7	31
ВІДМОВИ І ПОШКОДЖЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ТЕС	
Тема №8	39
АВТОМАТИЗОВАНИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ	
ОБЛАДНАННЯ (на прикладі АЕС)	
Тема 9-10	44
МОНІТОРИНГ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ	
Тема 11	54
КОМПЛЕКСНЕ ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЧНОЇ СИСТЕМИ	
УПРАВЛІННЯ	
Тема 12	62
РЕСУРС РОБОТИ ОСНОВНОГО ТЕПЛОСИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ	
Тема 13	68
ПРОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ РЕСУРСУ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО	
ОБЛАДНАННЯ ХАРКІВСЬКОЇ ТЕЦ-3 НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЙОГО	
СТАНУ ШЛЯХОМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ	
Тема 14	75
ТИПОВА ПРОГРАМА ТЕХНІЧНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	78

ВСТУП

У сучасних умовах розвитку енергетичної галузі особливої актуальності набуває питання забезпечення надійності, ефективності та екологічної безпеки функціонування теплоенергетичного обладнання електростанцій. Значна частина обладнання вітчизняних електростанцій експлуатується в умовах наближених до граничних, що вимагає впровадження сучасних систем контролю та діагностики для своєчасного виявлення дефектів, аналізу технічного стану та подовження ресурсу.

Вивчення дисципліни «Системи контролю і діагностики обладнання та технологічних процесів електростанцій» є важливим елементом професійної підготовки майбутніх фахівців у галузі автоматизації на прикладі енергетики, оскільки формує у здобувачів знання і практичні навички щодо аналізу та оцінювання технічного стану об'єктів енергетики з використанням сучасних методів та інформаційних технологій.

Дисципліна безпосередньо пов'язана з цілями сталого розвитку, зокрема з такими як: Ціль 7 – «Доступна та чиста енергія», Ціль 9 – «Інновації та інфраструктура», Ціль 12 – «Відповідальне споживання і виробництво», та Ціль 13 – «Боротьба зі зміною клімату». Використання систем контролю і діагностики сприяє підвищенню енергоефективності, зниженню ризиків аварій, економії ресурсів і зменшенню негативного впливу на довкілля.

Навчально-методичний посібник дає здобувачам вищої освіти цілісне уявлення про теоретичні основи та практичні підходи щодо побудови систем контролю і діагностики, методи обробки результатів експериментальних досліджень, аналізу надійності обладнання та оцінювання залишкового ресурсу.

Матеріали посібника укладено таким чином, щоб забезпечити можливість ефективного самостійного опрацювання, перевірки засвоєння знань через контрольні питання. Видання спрямоване на підготовку висококваліфікованих фахівців, здатних впроваджувати сучасні технології в енергетичній галузі та автоматизації відповідно до викликів часу.

АНАЛІЗ СТАНУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ УКРАЇНИ

План

1. Генеруючі потужності ОЕС України.
2. Атомна енергетика.
3. Гідроенергетика.
4. Теплова енергетика.
5. ТЕЦ і когенераційні установки.
6. Відновлювана енергетика.

Генеруючі потужності ОЕС України. Загальна встановлена потужність електричних станцій об'єднаної енергосистеми України (ОЕС) України станом на 01.01.2022 р. (без урахування енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та тимчасово неконтрольованої території Донецької та Луганської областей) складає 56,247 ГВт, з яких 49,7 % припадає на теплові електростанції (зокрема, ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,6 % — на атомні електростанції, 11,2 % — на гідроелектростанції та гідроакумуючі електростанції, 14,5 % — на електростанції, що працюють на відновлюваних джерелах енергії — ВЕС, СЕС, БіоЕС (вітрові, сонячні та біо- електростанції), рис. 1.1.

Основні генеруючі потужності ОЕС України (станом на 01.01.2022 р.) зосереджені на:

- чотирьох атомних електростанціях (15 енергоблоків, з яких: 13 - потужністю по 1 000 МВт; і 2 - потужністю 415 та 420 МВт відповідно);

- 10 гідроелектростанціях на річках Дніпро, Дністер, Південний Буг, а також на річках Тересля і Ріка (Тересля-Ріцька гідроелектростанція) загальною встановленою потужністю близько 4729,5 МВт із загальним числом гідроагрегатів 101 одиниця. А також на 3-х гідроакумуючих станціях потужністю 1487,8 МВт із загальним числом гідроагрегатів 11 одиниць (одиночною потужністю від 33 до 324 МВт);

- 12 ТЕС із блоками одиночною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт (75 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт — 6, 200 МВт — 31, 300 МВт — 32, 800 МВт — 6 одиниць) та 3 турбогенератора, а також 3-х великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт — 4 блоки, та 250 (300) МВт — 5 блоків;

- станціях на ВДЕ (включаючи станції на біопаливі) загальною потужністю 8 148 МВт, серед яких найбільші за встановленою потужністю «Сиваська ВЕС» (245,7 МВт, з низки причин фактична потужність станції є значно меншою), «Покровська СЕС» (240 МВт), «Солар Фарм-1» (200 МВт), «Ботієвська ВЕС» 1-65 черги (199,875 МВт), «Мирненська ВЕС» 1–6 черги (163 МВт), а також низка менш потужних.

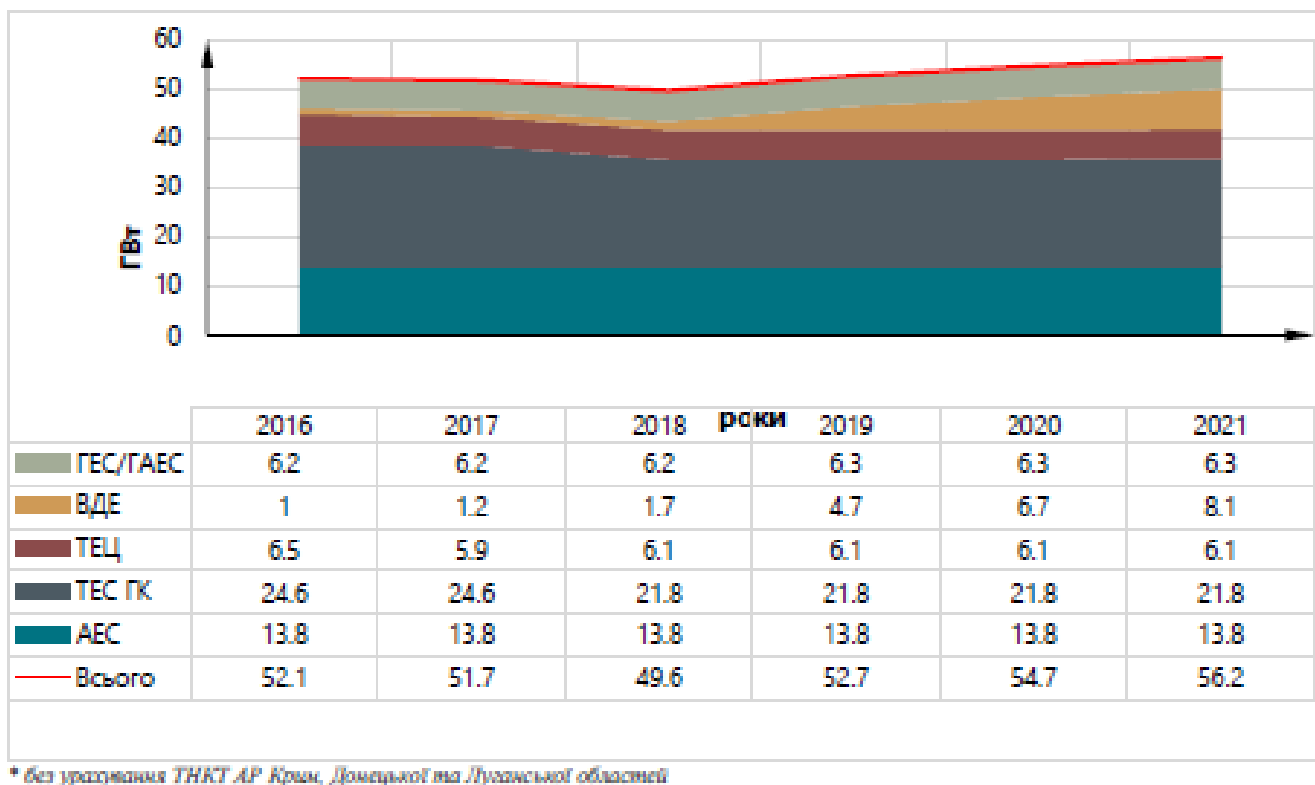


Рис. 1. Динаміка структури встановленої потужності електричних станцій ОЕС України (станом на 01.01.2022 р) [1]

Атомна енергетика. На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (моделі В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних реакторів типу *PWR*. Станом на початок 2022 року 12 енергоблоків відпрацювали свій нормативний 30-річний ресурс, термін експлуатації 11 з них вже подовжено на 10–20 років, очікується прийняття рішення з подовження терміну експлуатації ще одного енергоблоку. У середньостроковій перспективі закінчиться нормативний термін експлуатації ще 3-х атомних енергоблоків (ЗАЕС–6 — у 2026 році, РАЕС–4 та ХАЕС–2 — у 2035 році).

Одним із пріоритетних завдань діяльності експлуатуючої організації-оператора АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» є продовження термінів експлуатації діючих енергоблоків. Встановлена діючими ліцензіями регулюючого органу тривалість додаткового строку експлуатації енергоблоків АЕС становить від 10 до 20 років і визначається в кожному конкретному випадку за результатами виконання переоцінки безпеки.

Гідроенергетика. Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей, крім того, гідроакумулюючі електростанції роблять неабиякий внесок у згладжування нічних «провалів» споживання електричної енергії.

Строки експлуатації АЕС в Україні [1]

Електрична станція	№ енерго-блока	Електрична потужність, МВт	Тип реакторної установки	Дата введення в експлуатацію	Проектна дата закінчення терміну експлуатації	Стан виконання робіт з продовження експлуатації енергоблоків
Рівненська АЕС	1	420	В-213	22.12.1980	22.12.2010	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2030
	2	415	В-213	22.12.1981	22.12.2011	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2031
	3	1 000	В-320	21.12.1986	11.12.2017	Термін експлуатації продовжено до 11.12.2037
	4	1 000	В-320	10.10.2004	07.06.2035	Плануються
Південно-українська АЕС	1	1 000	В-302	31.12.1982	02.12.2013	Термін експлуатації продовжено до 02.12.2023
	2	1 000	В-338	09.01.1985	12.05.2015	Термін експлуатації продовжено до 31.12.2025
	3	1 000	В-320	20.09.1989	10.02.2020	Термін експлуатації продовжено до 10.02.2030
Запорізька АЕС	1	1 000	В-320	10.12.1984	23.12.2015	Термін експлуатації продовжено до 23.12.2025
	2	1 000	В-320	22.07.1985	19.02.2016	Термін експлуатації продовжено до 19.02.2026
	3	1 000	В-320	10.12.1986	05.03.2017	Термін експлуатації продовжено до 05.03.2027
	4	1 000	В-320	18.12.1987	04.04.2018	Термін експлуатації продовжено до 04.04.2028
	5	1 000	В-320	14.08.1989	27.05.2020	Термін експлуатації продовжено до 27.05.2030
	6	1 000	В-320	19.10.1995	21.10.2026	Плануються
Хмельницька АЕС	1	1 000	В-320	22.12.1987	13.12.2018	Термін експлуатації продовжено до 13.12.2028
	2	1 000	В-320	07.08.2004	07.09.2035	Плануються

Найбільшою генеруючою компанією з гідроресурсів в Україні є ПрАТ «Укргідроенерго». До складу компанії входять дев'ять станцій на річках Дніпро — Київська ГЕС (440 МВт), Канівська ГЕС (500 МВт), Кременчуцька ГЕС (687,4 МВт), Середньодніпровська ГЕС (388 МВт), Дніпровська ГЕС (1 563,1 МВт), Каховська ГЕС (343,2 МВт), Київська гідроакumuлююча електростанція (ГАЕС) (213,8 МВт) і Дністер — Дністровська ГЕС (702 МВт) та Дністровська ГАЕС (1 296 МВт), перша (972 МВт) і друга (324 МВт) черги якої введені в експлуатацію, третя (972 МВт) — планується.

Також в складі ОЕС України працює Ташлицька ГАЕС (302 МВт, оператор — ДП «НАЕК «Енергоатом»), спорудження якої триває (у 2022 році очікувалось завершення будівництва 2-ої черги у складі 3-го гідроагрегату потужністю 151 МВт, а загальна проєктна потужність станції передбачається на рівні 906 МВт), і яка є однією зі складових Південноукраїнського енергокомплексу. Інші ГЕС, що працюють в складі ОЕС України, мають загальну встановлену потужність 193 МВт.

Теплова енергетика. Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці складають пиловугільні енергоблоки критичних параметрів пари (13 МПа, 545 С0) потужністю 150–200 МВт, а також пиловугільні та газомазутні енергоблоки з надкритичними параметрами пару (24 МПа, 545 0С) потужністю 300 та 800 МВт на конденсаційних електростанціях. Більшість електростанцій з енергоблоками 150 МВт збудовано та введено в експлуатацію в 1959–1964 роках, 200 МВт — у 1960–1975 роках, 300 МВт — у 1963–1988 роках і 800 МВт — у 1967–1977 роках.

Станом на 01.01.2022 р. ТЕС ГК налічується 75 енергоблоків загальною встановленою потужністю 21 562 МВт, рис. 1.2:

- 68 вугільних блоків потужністю 16 962 МВт, у тому числі: 6 блоків в консервації та 1 блок в реконструкції (нижче наведена розбивка з урахуванням переведення блоків на спалювання вугілля марки ГД):

- 23 блоки, що спалюють вугілля марки АШ і П потужністю 6 439 МВт (5 бл. потужністю 1 280 МВт перебувають в стані консервації);

- 45 блоків, які працюють на вугіллі марки ГД потужністю 10 523 МВт (4 блок потужністю 935 МВт в стані консервації);

- 7 газомазутних блоків потужністю 4 600 МВт (1 блок 800 МВт в консервації).

Станом на кінець 2021 року проведено реконструкцію близько 20 % енергоблоків теплових станцій, однак питання приведення їх екологічних показників роботи до сучасних вимог лишилися не вирішеними, а дещо покращені маневрені характеристики і досі лишаються недостатніми для сучасних потреб ОЕС України. Відсутність визначених механізмів фінансування заходів екологічної модернізації, передбачених НПСВ, у короткостроковій перспективі призведе до суттєвого скорочення потужності ТЕС.

Решта блоків підтримується в працездатному стані за рахунок проведення капітальних та поточних ремонтів, але їх зношеність постійно зростає і сягає загрозової межі з точки зору можливості їх подальшої експлуатації без здійснення реконструкції.

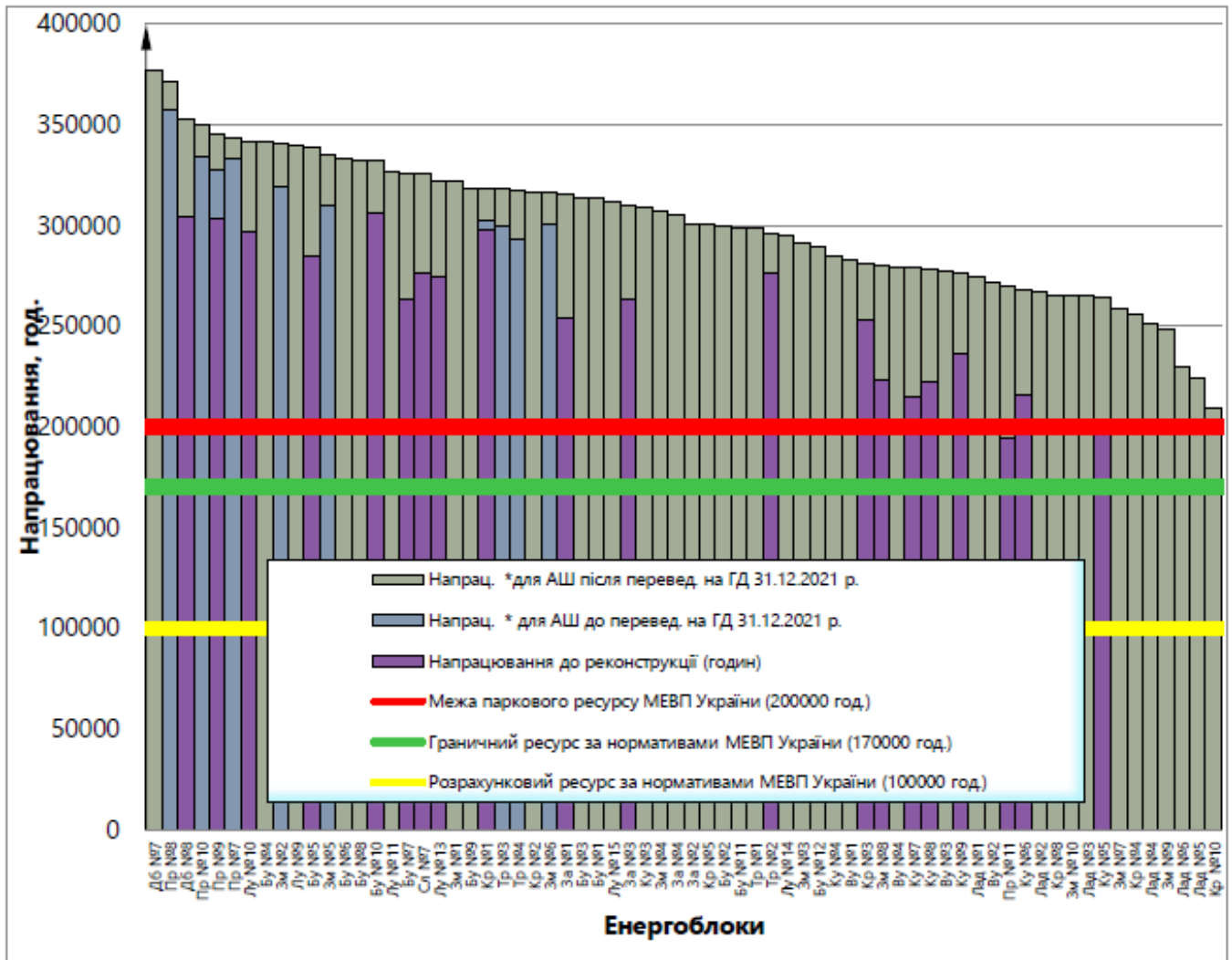


Рис. 2. Напрацювання енергоблоків ТЕС України
(станом на 01.01.2022 р.) [1]

ТЕЦ і когенераційні установки. Блочні ТЕЦ України представлені трьома електростанціями (Київська ТЕЦ-5, Київська ТЕЦ-6 та Харківська ТЕЦ-5), на яких встановлені енергоблоки з теплофікаційними турбінами Т-100/120-130, Т-110/120-130 і Т-250/300-240 сумарною потужністю 1 670 МВт в теплофікаційному режимі роботи та 1 980 МВт — в конденсаційному.

Значною в Україні є встановлена потужність ТЕЦ і когенераційних установок — 6 070 МВт, основна частина потужності яких припадає на ТЕЦ, що працюють на природному газі.

Основна частка ТЕЦ має фізично зношене та морально застаріле обладнання. Через втрату теплових навантажень у багатьох випадках відпуск електричної енергії на ТЕЦ є не оптимальним з точки зору фактичної потреби споживачів у тепловій енергії, що призводить до високих витрат палива на виробництво електричної і теплової енергії в теплофікаційному режимі.

Таблиця 2.

Найбільші ТЕЦ і когенераційні установки в ОЕС України [1]

Найменування теплоелектроцентралей та когенераційних установок	Вид палива	Встановлена потужність, МВт
Київська ТЕЦ-5	Природний газ	700
Київська ТЕЦ-6	Природний газ	500
Харківська ТЕЦ-5	Природний газ	470
Миронівська ТЕС	Вугілля марок АШ і П / Г і Д	275
Сєвєродонецька ТЕЦ	Природний газ	260
Кременчуцька ТЕЦ	Природний газ	255
Чернігівська ТЕЦ	Вугілля марки АШ і П / Природний газ	210
Черкаська ТЕЦ	Вугілля марки Г і Д / Природний газ	200
Калуська ТЕЦ	Вугілля марки Г і Д / Природний газ	200
Дарницька ТЕЦ	Вугілля марки АШ і П / Природний газ	160
Харківська ТЕЦ-2 (ЕСХАР)	Вугілля марки АШ і П / Природний газ	150
Краматорська ТЕЦ	Вугілля марки АШ і П / Природний газ	150
Білоцерківська ТЕЦ	Природний газ	120
Шосткінська ТЕЦ	Природний газ	115
Херсонська ТЕЦ	Природний газ	80
Одеська ТЕЦ	Природний газ	68
Харківська ТЕЦ-3	Природний газ	62
Дніпровська ТЕЦ	Природний газ	61,6
Новороздільська ТЕЦ	Природний газ	44
Новояворівська ТЕЦ	Природний газ	42,69
Львівська ТЕЦ-1	Природний газ	41,3
Сумська ТЕЦ	Вугілля марки АШ і П / Природний	40

Відновлювана енергетика. Впродовж останніх років посилюються тенденції розвитку відновлюваної енергетики (пік інвестицій у будівництво об'єктів відновлюваної енергетики припав на 2019 рік). За наявною інформацією потужність об'єктів електроенергетики, які використовують відновлювані джерела енергії для виробництва електричної енергії, у 2019 році склала 4,722 ГВт. Протягом 2020 року було додатково введено в експлуатацію об'єктів відновлюваної енергетики потужністю 1,95 ГВт, а у 2021 році — ще близько 1,45 ГВт. Тим не менш, через наявність карантинних обмежень внаслідок поширення *COVID-19*, а також з низки економічних причин, не всі об'єкти, заплановані до введення впродовж року були введені в експлуатацію. Планувалось, що у 2022 році буде введено в експлуатацію низку об'єктів відновлюваної енергетики загальною встановленою потужністю не менше 1,54 ГВт.

Розвиток відновлюваної енергетики демонструє стабільну тенденцію зростання. Останніми роками спостерігається постійне підвищення кількості введених в експлуатацію об'єктів відновлюваної енергетики. Зазначена динаміка розвитку відновлюваної енергетики призводить до зростання прогнозного відпуску електричної енергії в ОЕС України об'єктами відновлюваної енергетики (у 2019 році виробіток електричної енергії з ВДЕ в загальній структурі виробництва

електричної енергії досягнув 3,6 % або 5,5 млрд кВт·год, при цьому увесь експорт електричної енергії до країн Східної Європи з ОЕС України у 2019 році склав близько 5,8 млрд кВт·год; у 2020 році — виробіток сягнув 10,1 млрд кВт·год або ж 6,8 %; у 2021 році — 12,5 млрд кВт·год або ж 8 %; у 2022 році — очікується виробіток понад 14 млн кВт·год, що становитиме не менше 9 % від сумарного виробітку електричної енергії всіма об'єктами електроенергетики в ОЕС України).

Постійне підвищення кількості об'єктів відновлюваної енергетики призводить до зростання цінового навантаження на споживачів електричної енергії України, а також загострює проблеми, що пов'язані із забезпеченням операційної безпеки ОЕС України.

Станом на 01.01.2024 р. встановлена потужність об'єктів ВДЕ в ОЕС України, які безпосередньо підключені до мереж і відпускають електричну енергію, становить:

- ВЕС — 1 529 МВт;
- СЕС — 6 365,3 МВт (у тому числі, СЕС домогосподарств 1 205,3 МВт);
- БіоЕС — 254,2 МВт;
- мікро-, міні- та малі ГЕС — 192,9 МВт.

Питання для самоперевірки

1. Охарактеризуйте основні генеруючі потужності ОЕС України.
2. Який нормативний ресурс атомних електростанцій?
3. Скільки теплових енергоблоків працюють зараз в країні? Який їх ресурс?
4. Що таке когенераційні установки?
5. Чому швидко розвивається відновлювальна енергетика?

Тема №2

ОСНОВИ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ТА КОНТРОЛЕЗДАТНОСТІ

1. Цілі і завдання технічної діагностики.
2. Структура технічної діагностики .
3. Основні види діагностичної інформації.
4. Види дефектів.

Цілі і завдання технічної діагностики. Технічна діагностика - молода наука, що виникла в останні десятиріччя у зв'язку з потребами сучасної техніки. Все більш зростаюче значення складних і дорогих технічних систем, особливо в енергетиці, вимоги їх безпеки, безвідмовності і довговічності становлять дуже важливою оцінку стану системи, її надійності. Технічна діагностика є одним з основних елементів системи управління промисловою безпекою.

Технічна діагностика - наука про визначення стану технічної системи, яка включає широке коло проблем, пов'язаних з отриманням і оцінкою діагностичної інформації.

Термін «діагностика» походить від грецького слова «діагнозис», що означає розпізнавання, визначення. У процесі діагностики встановлюється діагноз, тобто визначається стан хворого (медична діагностика) або стан технічної системи (технічна діагностика).

Метою технічної діагностики є визначення можливості та умов подальшої експлуатації діагностуємого обладнання і в кінцевому підсумку підвищення промислової та технічної безпеки.

Завданнями технічної діагностики, які необхідно вирішувати для досягнення поставленої мети, є:

- виявлення дефектів і невідповідностей, встановлення причин їх появи і на цій основі визначення технічного стану обладнання;
- прогнозування технічного стану та залишкового ресурсу (визначення із заданою вірогідністю інтервалу часу, протягом якого збережеться працездатний стан обладнання).

Основною проблемою технічної діагностики є розпізнавання стану системи в умовах обмеженої інформації. Інформація надходить у вигляді показань датчиків вібрацій, температур, тисків, результатів візуальних оглядів і т.п.

Для складних технічних систем запис параметрів ведеться дискретно або безперервно. Крім того, в технічній діагностиці розглядаються пошук і автоматичний контроль несправностей. Це пов'язано з розробкою методів і засобів контролю, оцінкою контролездатності технічних систем.

Технічна діагностика стала одним з найважливіших методів підвищення надійності систем в експлуатаційних умовах. Вона допускає експлуатацію відповідальних виробів та їх технічне обслуговування «за станом», що дає значний економічний ефект.

Однією з важливих особливостей технічної діагностики є розпізнавання стану в умовах обмеженої інформації, коли потрібно керуватись певними прийомами і правилами для прийняття рішень.

Розглянемо коротко основний зміст технічної діагностики. Технічна діагностика вивчає методи отримання та оцінки діагностичної інформації, діагностичні моделі й алгоритми прийняття рішень для підвищення надійності та ресурсу технічних систем.

Як відомо, найбільш важливим показником надійності є відсутність відмов під час функціонування (роботи) технічної системи. Наприклад, відмова енергетичних установок у роботі під навантаженням може призвести до тяжких наслідків роботи електростанції.

Технічна діагностика завдяки ранньому виявленню дефектів і несправностей дозволяє усунути подібні відмови в процесі технічного обслуговування, що підвищує надійність та ефективність експлуатації, а також дає можливість експлуатації технічних систем відповідального призначення «за станом».

У практиці ресурс таких систем визначається за найбільш «слабким» екземплярам обладнання. При експлуатації «за станом» кожен екземпляр експлуатується до граничного стану відповідно до рекомендацій системи технічної діагностики. Так, експлуатація за технічним станом може принести вигоду, еквівалентну вартості 30 % загального парку машин.

При діагностуванні обладнання і трубопроводів використовують такі важливі поняття:

Роботопридатність - стан механізму чи іншого об'єкта, при якому він здатний виконувати свої функції.

Відмова - подія, що полягає в порушенні працездатності механізму чи іншого об'єкта.

Несправність - стан об'єкта, при якому він не відповідає одній з вимог технічної документації.

Безвідмовність - властивість об'єкта безупинно зберігати працездатність протягом деякого періоду часу (часу наробітку).

Довговічність - властивість механізму зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування і ремонту.

Термін служби - це календарний час експлуатації обладнання (наприклад, насоса) до граничного зносу.

Надійність - властивість об'єкта виконувати задані функції, головний якісний показник об'єкта. Основний показник надійності - ймовірність безвідмовної роботи, яку називають функцією надійності.

Структура технічної діагностики і теорія контролездатності. На рис. 2.1 показана структура технічної діагностики. Вона характеризується двома взаємопроникаючими та взаємопов'язаними напрямками: теорією розпізнавання і теорією контролездатності. Теорія розпізнавання містить розділи, пов'язані з побудовою алгоритмів розпізнавання, вирішальних правил і діагностичних моделей.

Теоретичним фундаментом для вирішення основного завдання технічної діагностики слід вважати загальну теорію розпізнавання зразків. Ця теорія, складова важливого розділу технічної кібернетики, займається розпізнаванням зразків будь-якої природи (геометричних, звукових тощо). Алгоритми розпізнавання в технічній діагностиці частково ґрунтуються на діагностичних моделях, що встановлюють зв'язок між складовими технічної системи та їх відображеннями у просторі діагностичних сигналів. Важливою частиною проблеми розпізнавання є правила прийняття рішень (вирішальні правила).

Рішення діагностичної задачі (віднесення виробів до справних або несправних) завжди пов'язане з ризиком помилкової тривоги або пропуску цілі. Для прийняття обгрунтованого рішення доцільно залучати методи теорії статистичних рішень, розроблених вперше у радіолокації.

Рішення задачі технічної діагностики завжди пов'язане з прогнозуванням надійності на найближчий період експлуатації (до наступного технічного огляду). Тут рішення завжди ґрунтуються на моделях відмов, які вивчаються в теорії надійності.

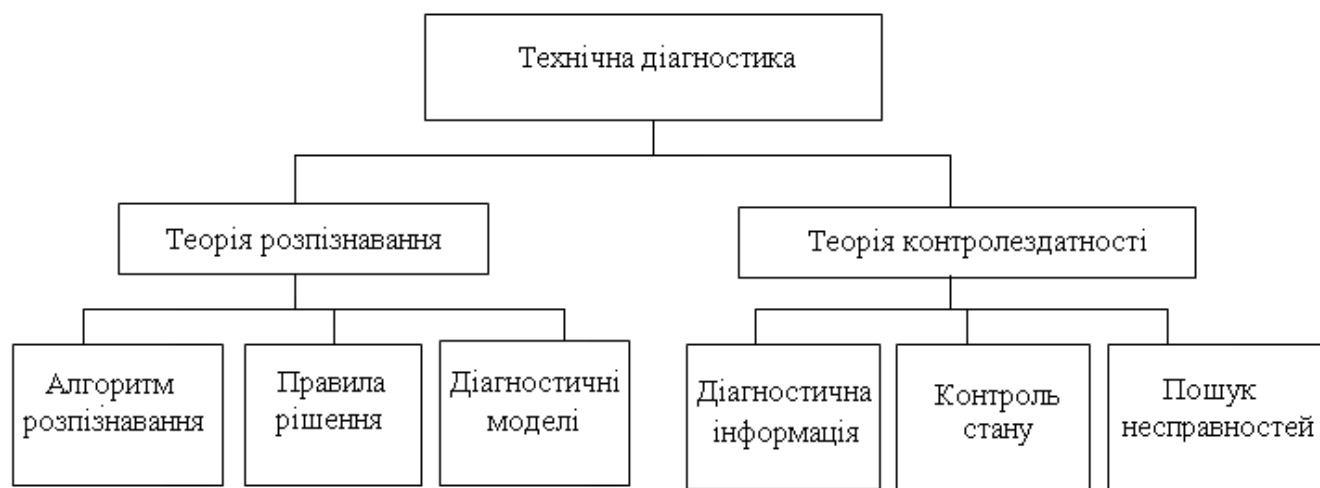


Рис. 1. Структура технічної діагностики [2]

Теорія контролездатності включає розробку засобів і методів одержання діагностичної інформації, автоматизований контроль і пошук несправностей. Технічну діагностику можна розглядати як розділ загальної теорії надійності.

Контролездатністю називається властивість виробу, що полягає в його пристосованості до раннього виявлення та попередження відмов і несправностей. Під раннім виявленням розуміється виявлення дефекту або несправності у початковій стадії, при якій ще не проявляються негативні наслідки для надійності чи працездатності виробу.

Контролездатність у першу чергу залежить від якості й обсягу діагностичної інформації, яка може бути отримана при експлуатації виробу і його технічному обслуговуванні, а також при спеціальних діагностичних випробуваннях (діагностичних тестах).

Основні види діагностичної інформації. Велика частина інформації про поведінку системи має діагностичну цінність, так як вона відображає стан системи. Склад і стан середовищ, які взаємодіють з виробом (повітря, вода, масло, паливо, продукти згоряння та ін.), робочі параметри процесу (частота обертання, температура, тиск тощо), вібрація, акустичне і теплове випромінювання і т. п. містять діагностичну інформацію. У багатьох випадках вельми корисним

виявляється безпосереднє візуальне спостереження стану елементів машин за допомогою оптичних трубок (бороскопів), що дозволяє виявити наявність тріщин, перегріву, викривлення і т.п.

До основних видів діагностичної інформації належать:

- спектр вібрації елементів конструкції;
- спектр акустичних коливань;
- значення параметрів, що характеризують функціонування системи;
- стан дотичних середовищ;
- візуальні спостереження ;
- дані дефектоскопії.

Діагностичне значення мають не тільки величини параметрів у даний момент часу, але й їх вивчення у часі (кінетика інформативних параметрів).

Види дефектів. Для забезпечення надійної роботи машин велике значення має періодичний контроль їх стану при експлуатаційному обслуговуванні.

Для визначення ступеня зносу та виявлення дефектів, які з'являються у процесі виготовлення або експлуатації деталей, чиняться різні технічні вимірювання.

Дефект - це окрема невідповідність того чи іншого виробу або деталі встановленим вимогам. Дефекти бувають явними і прихованими, критичними й не критичними. За наявності критичного дефекту використання деталі за призначенням неможливо.

За походженням дефекти бувають виробничими і експлуатаційними.

До виробничих дефектів відносяться:

- усадочні раковини - порожнини, що утворюються при охолодженні металу;
- неметалеві включення, що потрапляють в метал з зовні;
- нерівномірність хімічного складу металу в відливаннях;
- волосні тріщини, що утворюються всередині товстого прокату;
- гартівні тріщини - розриви металу в процесі загартування. Сюди ж можна віднести тріщини в зоні зварного шва;
- непровари - відсутність сплавлення між основним і наплавлений металом, а також між окремими шарами при багатошаровому зварюванні.

До експлуатаційних дефектів відносяться:

- тріщини втоми - розриви в деталі внаслідок тривалої дії високих змінних напруг, які виникають у місцях концентрації напруг. Ширина розкриття тріщин втоми не перевищує декількох мікрометрів. До експлуатаційних дефектів також можна віднести:

- корозійні поразки металу в результаті хімічного і електрохімічного впливу, масштаб яких залежить від агресивності середовища. Корозія може бути суцільною, точковою, чарунковою;

- тріщини повзучості, які виникають в металах на межі зерен при високих температурах;
- термічні тріщини, що виникають при різкій зміні температур, при недостатньому мастилi і зачіпань поверхонь тертьових деталей;
- тріщини - надриви, що виникають при перевантаженні деталей при роботі в нерозрахованих режимі.

Питання для самоперевірки

1. Що таке технічна діагностика?
2. Які завдання технічної діагностики?
3. Охарактеризуйте структуру технічної діагностики.
4. Яка мета технічної діагностики?
5. Що таке «експлуатація за станом»?
6. Які основні види діагностичної інформації?
7. Які бувають дефекти деталей машин?

Тема № 3

ВИМІРЮВАННЯ ТА МЕТОДИ ДІАГНОСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ

План лекції

1. Вимірювання вібрацій.
2. Вимірювання акустичних коливань.
3. Вимірювання постійних та змінних деформацій і зусиль.
4. Вимірювання параметрів процесу.
5. Реєстрація стану дотичних середовищ.
6. Візуальні спостереження.
7. Методи дефектоскопії.

Вимірювання вібрацій. У процесі роботи елементи машини отримують переміщення, які змінюються у часі (вібраційні переміщення). Причинами виникнення вібраційних переміщень можуть бути циклічні процеси при роботі машини (обертання роторів, періодичні навантаження і тому подібне), власні коливання елементів конструкцій.

У загальному випадку кожна точка конструкції має просторовий зсув, який є геометричною сумою трьох компонентів зсувів $u(t)$, $v(t)$, $w(t)$. У кожен момент часу віброзсуви можуть бути представлені у вигляді накладення один на одного елементарних гармонійних коливань із різною частотою й амплітудою. Зазвичай у задачах технічної діагностики вимірюється частота до 30 000 Гц (частіше до 10 000 Гц), віброприскорення до 1000 м/с².

Достатньо загальна структурна схема вимірювань показана на рис. 3.1. Вона застосовується, зокрема, для вимірювань вібрації.

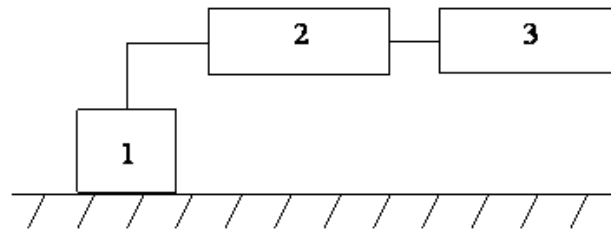


Рис. 1. Схема вимірювань вібрації [2]



Рис. 2. П'єзOMETричні датчики [2]

Датчик 1 перетворює неелектричні величини (механічні переміщення, тиск і тому подібне) в електричний сигнал. Підсилювач 2 і реєстратор 3 підсилюють та реєструють сигнал на магнітну або паперову стрічку. Ланцюг вимірювань може закінчуватися реєстратором, але в сучасних системах сигнал поступає далі для обробки і аналізу в ЕОМ.

Для вимірювання вібрацій використовуються індукційні і п'єзOMETричні датчики. Індукційні датчики можуть застосовуватись лише при невеликій частоті вібрацій, що не перевищують 500 Гц. Більш ефективнішими є п'єзOMETричний датчик, оскільки мають невеликі розміри і масу, володіють високою віброміцністю і термостійкістю (до 500 °С). Вібродатчики закріплюють на деталі за допомогою фланця або вкручують у різьбовий отвір (рис.3.2).

Найбільше поширення набули п'єзOMETричні перетворювачі віброприскорення – акселерометри. Вібродатчик акселерометра складається з двох п'єзOMETричних дисків, на яких закріплена важка маса. Ця маса попередньо навантажена жорсткою пружиною. При вібраціях маса утворює змінні зусилля на п'єзоелементи, які пропорційні віброприскоренню. Внаслідок п'єзоефекта (під впливом механічної напруги у п'єзоелементах виробляється різниця потенціалів) на обкладинках дисків виникає змінна напруга, пропорційна прикладеному зусиллю, а отже, віброприскоренню.

Для усунення динамічних похибок перша власна частота датчика повинна перевищувати вимірювану частоту в 4 - 6 раз.

Вимірювання акустичних коливань. Вібрація елементів машини, що відбувається в результаті робочого процесу, власних коливань, зіткнень і тому подібне, викликає коливання навколишнього середовища (повітря), тобто служить джерелом акустичних коливань. У деяких машинах, наприклад, в авіаційних двигунах, потужним джерелом акустичних коливань (шуму) є струмінь газів, які

виходять з реактивного сопла, акустичне випромінювання лопаток компресора і тому подібне

Акустичні коливання характеризуються широким безперервним спектром з окремими дискретними складовими. Акустичні коливання є стохастичним процесом – тобто амплітуди і частоти носять випадковий характер.

Склад спектру, його амплітудно - частотна характеристика (у вірогідному або детерміністському аспекті) має велике діагностичне значення як інформація про стан машин. Відомо, що досвідчені механіки часто можуть на «слух» визначити характер несправності двигуна, турбіни.

Природно, що вимірювання акустичних коливань на спектральний аналіз підвищує цінність акустичної діагностики. Для вимірювання використовуються мікрофони, засновані на електричних або п'єзоелектричних ефектах з діапазоном вимірювання частот від 5 до 100 кГц (частота «чутного» звуку 20 кГц).

Основною складністю при використанні віброакустичних методів є виділення корисного сигналу на фоні перешкод. Для виявлення сигналів, що несуть діагностичну інформацію, використовуються фільтри.

Останнім часом встановлено, що при появі тріщин утворюється інтенсивне акустичне випромінювання з частотою порядку від 50 до 500 кГц. Це явище може бути використане для виявлення тріщин.

Вимірювання постійних та змінних деформацій і зусиль. Діагностичну цінність мають вимірювання постійних і змінних деформацій в елементах конструкцій у робочих умовах. Для вимірювання використовуються тензорезистори у вигляді петлевої ділянки тонкого дроту діаметром 0,025–0,05 мм (дротяні тензорезистори). При розтягуванні зменшується поперечний перетин дроту та зростає його омичний опір, що і реєструється схемою потенціометра. Опір резисторів зазвичай складає приблизно 100 Ом.

Тензорезистори наклеюють на деталь та закріплюють за допомогою паперової стрічки або фольги. При вимірюванні постійних деформацій тензорезистори можуть використовуватись до 400 °С, оскільки при вищій температурі важко компенсувати температурні погрішності.

При вимірюванні змінних напруг тензорезистори можуть працювати при температурі до 900 °С. Точність вимірювання деформацій складає 1 - 5%, величина найбільшої деформації, що заміряється, залежить від механічних властивостей дроту (при постійній деформації вона складає декілька відсотків, при змінній деформації ~ 0,1%).

Вимірювання параметрів процесу. До цих вимірювань відносяться тиск, температура, частота обертання й інші робочі параметри.

Тиск у різних порожнинах машин заміряється за допомогою манометрів з манометричними трубками, сильфонами і так далі. Для реєстрації швидкозмінних

процесів застосовуються датчики тиску, в яких використовуються п'єзоелектричні, індукційні і тензорезисторні елементи.

Температура в області від 200 °С до 700 °С вимірюється термометрами опору. Їх дія заснована на залежності омичного опору від температури. Для вимірювання температури до 1600 °С використовуються термоелектричні пірометри, датчиками яких є термопара. Реєстрація свідчення температур здійснюється за допомогою пристроїв типу мілівольметра із записом на самописець або в цифровому вигляді. Для діагностичних цілей використовуються також оптичні й інші пірометри, які реєструють випромінювання нагрітих елементів конструкції, зокрема тих, що швидко обертаються.

Частота обертання заміряється індукційними і фотоелектричними тахометрами. Найбільшого поширення набули індукційні тахометри, для яких характерна висока точність вимірювань і надійність при тривалій експлуатації. Як датчик в індукційному тахометрі використовується обертаючийся ротор мініатюрного генератора змінного струму, запис сигналу проводиться спеціальними вольтметрами або електронними частотомірами.

Реєстрація стану дотичних середовищ. Вельми важливу діагностичну інформацію несе масло, яке використовується для змазування та охолодження поверхонь, що труться (підшипників, шестерень і так далі). Діагностичний контроль здійснюється після виявлення стружки і вмісту заліза у маслі. Використовуються спеціальні прилади – сигналізатори стружки, які видають сигнал за наявності у маслі металевих частинок. Металеві частинки у вихлопних газах можуть бути відмічені за допомогою датчиків, що сприймають іонізацію середовища. Діагностичне значення має аналіз хімічного складу вихлопних газів та інших продуктів вихлопу.



Рис. 3. Бороскопи, що застосовуються у техніці [2]

Візуальні спостереження здійснюються за допомогою оптичних трубок (бороскопів). Для можливості візуального спостереження конструкція повинна мати відповідні порожнини (лючки, лази і тому подібне), що дозволяють провести огляд. Застосовуються оптичні трубки із внутрішніми дзеркалами, що дозволяють передати зображення по криволінійному каналу. Використовуються також оптичні трубки, що дають збільшення у 2 - 3 і більше разів, з діаметром поля зору 3 – 20 мм. Останніми роками для цієї мети використовують світлопроводи,

виконані на основі волоконної оптики. Вигляд бороскопа показан на рис. 3.3.

За допомогою візуального спостереження виявляють пошкодження і руйнування поверхні, викривлення, тріщини, перегіви, знос і так далі.

Методи дефектоскопії. Останніми роками методи дефектоскопії (виявлення дефектів) отримали широке застосування у процесі виробництва і ремонту. Використання методів дефектоскопії в експлуатаційних умовах надзвичайно складне, оскільки в більшості випадків вимагає, окрім вже існуючих приладів контролю стану механізму, розробки і впровадження в існуючі вузли нових точок контролю для використання спеціальних приладів. В окремих випадках вдається ще при проектуванні нового виробу передбачити застосування системи діагностики найбільш пошкоджуваних деталей і вузлів.



Рис. 4. Ультразвуковий дефектоскоп [2]

Для виявлення тріщин використовується **струмовихровий метод**, заснований на збудженні і вимірюванні вторинних електромагнітних полів вихрових струмів. За допомогою спеціального датчика виявляються поверхневі тріщини та інші дефекти. Широко застосовується **ультразвуковий метод** (рис. 3.4), при якому спеціальним випромінювачем вводяться ультразвукові коливання, які після віддзеркалення уловлюються приймальним пристроєм. Тріщини, раковини є відбивачами ультразвукового сигналу, який уловлюється приймачем. Аналіз картини відбитих сигналів дозволяє встановити глибину залягання дефекту, його розміри, а часто і орієнтовну форму (округлий чи плоский дефект).

Знаходять застосування **методи рентгенографії** за допомогою ізотопного джерела випромінювання. Таке джерело вводиться у внутрішні порожнини, і на фотоплівці, розташованій по іншу сторону від випромінювача, виходить рентгенівське зображення. По знімку можна виявити наявність тріщин, обривів, сколів і тому подібне, вони у меншій мірі поглинають випромінювання і тому виявляються на плівці у вигляді затінених зон, рис. 3.5.

В деяких випадках можуть бути використані методи **кольорової** або **люмінесцентної дефектоскопії**. При кольоровій дефектоскопії деталі покривають фарбою, що проникає в тріщини і пори. Далі шар основної фарби змивається і деталь покривається іншою адсорбуючою фарбою, на якій у вигляді штрихів та

плям виступає добре помітна основна фарба, що залишилась у тріщинах та інших нещільностях, рис. 3.6.

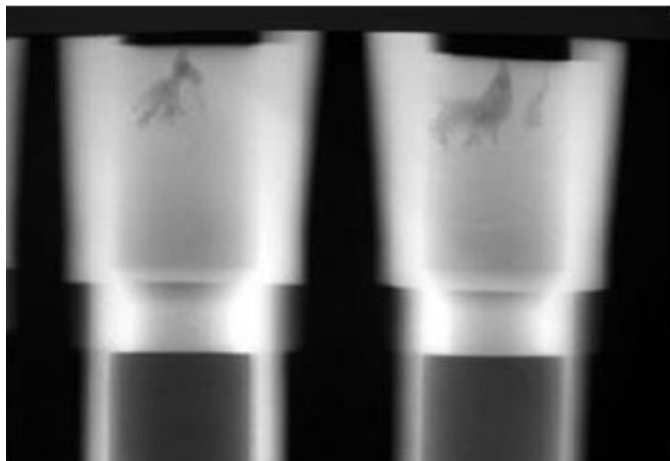


Рис. 5. Радиаційні методи контролю [2]



Рис. 6. Капілярний (люмінісцентний) метод контролю [2]

При люмінесцентному методі основна фарба володіє властивістю флюоресценції при опромінюванні ультрафіолетовими променями ртутно-кварцових ламп. Після видалення основної фарби деякі частинки залишаються в нещільності та при ультрафіолетовому світлі дають чітке свічення на темному фоні поверхні деталі. Вказані методи дозволяють виявити тріщини завглибшки близько 0,01 – 0,1 мм.

Магнітна дефектоскопія заснована на тому, що дефекти виробів викликають спотворення магнітного поля, наведеного у виробі (рис. 3.7).

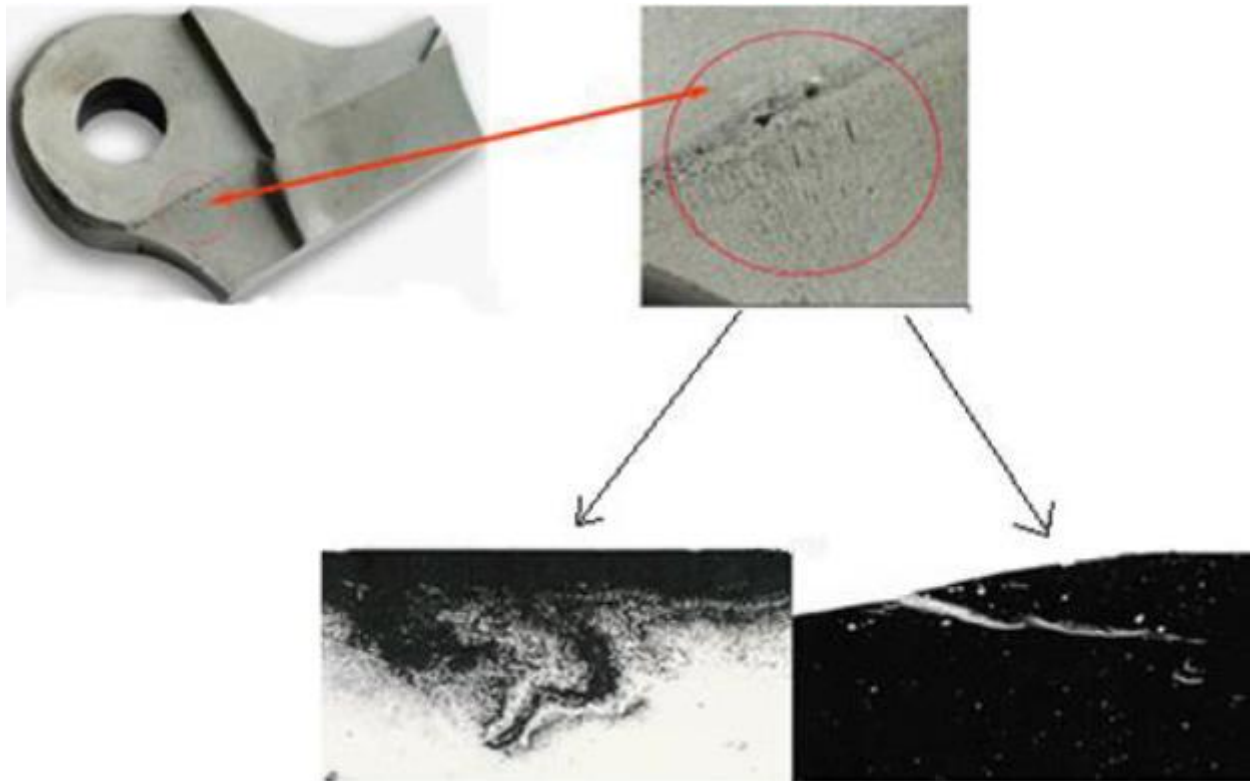


Рис. 7. Приклади застосування магнітної дефектоскопії [2]

Питання для самоперевірки

1. Як проводиться вимірювання вібрацій?
2. У чому полягає складність віброакустичних методів?
3. Для чого використовують тензорезистори?
4. Що застосовують для вимірювання тиску, температури, частоти обертання?
5. Які методи дефектоскопії Ви знаєте?
6. У чому полягає ультразвуковий метод контролю?
7. Поясніть суть кольорової дефектоскопії.

Тема №4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ

План

1. Основні типи експериментів
2. Сучасна форма наукового експерименту
3. Методи експериментального вивчення теплоенергетичних процесів

Основні типи експериментів. Експеримент – це філософська категорія, що відображає контроль зміни явищ об'єктивної дійсності. Експеримент та експериментальна діяльність (експериментування) є широким поняттям. Нові знання

супроводжуються експериментом. Практична діяльність неможлива без проведення експериментальних досліджень. Експериментальна діяльність-самостійний вид практичної діяльності.

Мета експерименту - це: необхідність пізнання явищ; здійснення навчання теоретичного, виробничо-практичного; спостерігання за ходом технологічного процесу.

До основних типів експериментів відносять пізнавальний, навчальний, контрольно-прикладний. Найважливішим та ведучим типом експеримента є пізнавальний експеримент. Пізнавальний експеримент підрозділяється на науковий, виробничий (технологічний) та мисленнєвий експерименти. Навчальний експеримент має на меті здійснити виробничо-практичне навчання виробничого персоналу. Контрольно-прикладний експеримент здійснює контроль за ходом технологічного процесу, є допоміжним засобом контролю для інших видів практики.

Науковий експеримент - це складова частина загально - людської практики та її трудової діяльності, одна з її форм. Загально-людську практику ділять на стандартизовану та творчо-пошукову. В цілому, загально-людська практика викликана необхідністю створення такої системи науково-теоретичних знань, котра не тільки пояснює досягнення практики, но і передбачає її подальший розвиток. Науково-експериментальний метод дозволяє пізнати закономірності науки та її розвиток.

Науковий експеримент застосовується для дослідження динамічних та статичних явищ. Динамічний та статичний експерименти визначають рівень розвитку методики та техніки наукового експериментування. Поряд з логікою пізнання динамічних явищ склалась логіка пізнання статичних явищ. Ці логіки пізнання означають наступне: якщо в результаті динамічного експерименту або інших експериментів витікає висновок «так» або «ні» «істинно» або «фальшиво», то в результаті статичного експеримента можливі висновки з проміжним значенням істинності ймовірності, можливі декілька висновків.

Сучасна форма наукового експерименту. При розгляді сучасної форми наукового експерименту необхідним є диференціація структури експерименту. Остання ґрунтується на субстанціональних, тобто незмінних формах всього існуючого, та логічних складових. До них відносяться:

1. Теоретична ідея, гіпотеза, передбачення з метою перевірки експериментального дослідження;
2. Об'єкти дослідження – предмети, процеси, явища;
3. Фактори, що діють на досліджувані об'єкти з метою їх зміни та створення тих або інших явищ;
4. Засоби захисту від впливу дії сторонніх факторів. Мета останніх - створити визначені умови в ході експерименту.

5. Система приборів та інших засобів, що дозволяють контролювати умови, в котрих здійснюється експеримент, вплив змінних факторів на досліджувані об'єкти, зміна досліджуваних об'єктів в результаті експериментів;

6. Логіка науково-експериментальних досліджень – це логічно взаємопов'язана система основних операцій, що характерні для широкого спектру наукового експериментування;

7. Експериментатора або групу осіб, котрі обслуговують експериментальну установку.

Методи експериментального вивчення теплоенергетичних процесів. До теплоенергетичних процесів відносять хімічні, фізичні, термодинамічні процеси, що пов'язані з отриманням робочого тіла заданих параметрів, максимальним використанням його кінетичної енергії, а також його регенерацією в теплоенергетичних установках електростанцій. Експериментальні методи вивчення теплоенергетичних процесів також, як і експериментальні установки для цих цілей різні.

Експериментальні дослідження підрозділяють на натурні та модельні.

Натурні дослідження проводять на діючому устаткуванні, об'єкті. Мета натурних досліджень- це вивчення досліджуваних характеристик енергооб'єкта або окремих його частин під впливом всієї сукупності процесів, що протікають в об'єкті даної геометричної конфігурації, та конкретного конструктивного виконання.

Модельні дослідження проводять на спеціальних стендах, що споруджуються, - експериментальних установках. Мета таких досліджень- це детальне вивчення окремих процесів, що протікають в реальних об'єктах.

Дослідження на моделях проводять з урахуванням правил моделювання або правил «подібності», а саме:

1. Процеси повинні бути однієї і тієї ж фізичної природи, що і в натурних умовах;

2. Умови однозначності для процесів на моделі та в натурних умовах повинні бути подібними;

3. Безрозмірні комплекси, що упорядковані на основі розмірних величин, та входять в опис умов однозначності, повинні бути рівні або змінюватися в однакових границях.

При виконанні цих правил здійснюється фізичне моделювання. Процеси різної фізичної природи, котрі описуються математично тотожними рівняннями називаються аналогічними. При організації на моделі аналогічних процесів з виконанням другого та третього правил здійснюється моделювання по методу аналогій (або математичне моделювання). Метод аналогій застосовують тоді, коли вдається підібрати такий процес, котрий суттєво легше здійснювати

експериментально, чим натурний експеримент, де експериментальні дослідження проводять з більшою точністю, чим в натурних умовах.

Методи моделювання шляхом електроаналогій включають в себе: рішення задач теплопровідності конвективного теплообміну в трубах, гідродинаміки, дифузії, радіаційного теплообміну.

Методи експериментального дослідження включають в себе рішення задач: по дослідженню полів температури, тиску, швидкостей, щільностей, концентрації, у тому числі вимірювань полів температури в потоках рідини, газу; безконтактних методів вимірювань полів швидкостей, полів щільності та концентрації в потоках рідини та газу; структури двохфазних потоків.

Крім цього, методи експериментального дослідження процесів конвективного тепло- і масообміну складаються з вирішення задач: по побудові та вимірюванню стаціонарних теплових потоків при рідинному обігріві; з визначення теплових потоків по виміряним полям температури в стінці труби; по визначенню теплових потоків по виміряним полям температури та швидкості; по визначенню коефіцієнтів тепловіддачі, критичних теплових потоків; по визначенню місцевих та середніх коефіцієнтів опору тертя, визначення характеристик масообміну.

Обчислювальний експеримент в теперішній час отримав широке застосування при вирішення задач, що ґрунтуються на основі повноцінних математичних моделей енергетичного об'єкта, теплоенергетичної установки, у тому числі технологічних процесів з виробництва теплової та електричної енергії.

Експериментальна установка - це установка, що призначена для проведення дослідів над об'єктами дослідження у визначених умовах, а також - для зміни цих умов у відповідності з вибраним планом експерименту. Експериментальна установка проектується для виконання досліджень, що відповідають визначеним цілям поставлених наукою, практикою. При проектуванні моделі дослідно-промислової установки здійснюють вибір масштабу експериментальної установки та підбір робочих тіл, розробляють схему вимірювання та здійснюють вибір або проектують вимірювальну техніку по вимірюваним параметрам, у тому числі по границям їх вимірювання та необхідної точності вимірювань. Для експериментальної установки обов'язковим є наявність первинних контрольно-вимірювальних перетворювачів- датчиків, котрі своїм чуттєвим елементом на того чи іншого фізичного параметра та перетворюючого ці зміни в електричний сигнал. Експериментальна установка – установка, що складається з об'єкту дослідження (ОД) із первинним перетворювачем, перетворювачем в електричний сигнал, інформаційним блоком (ЕОМ), органом управління, що діє на ОД.

Питання для самоперевірки

1. Які бувають експерименти?
2. Що входить до структури наукового експерименту?

3. Чим відрізняються натурні та модельні експерименти?
4. Назвіть правила подібності.
5. Охарактеризуйте основні елементи експериментальної установки.

Тема №5 ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ

План

1. Показники надійності
2. Експлуатаційні показники надійності діючого енергоблоку.
3. Методика розрахунку комплексних показників надійності

Для визначення надійності електростанцій та їх устаткування поняттю «надійності» надається широкий сенс. «Надійність» - це комплексний показник, котрий визначає властивості технічних систем довготерміново зберігати та стабільно відтворювати в процесі експлуатації робочі характеристики та параметри. До числа таких понять відносяться безвідказність, ремонтоздатність, довговічність устаткування, що залежать від його якості, живучості та безпеки.

Якість - сукупність властивостей, що визначає ступінь придатності технічного обладнання для використання за призначенням. Якість обладнання часто залежить від способу його використання. Наприклад, якщо паротурбінний блок, що спроектований для несення базових навантажень, використовувати в режимах з частими остановами та пусками, то це вплине суттєво на його стан, на готовність його до роботи та в кінцевому результаті на його надійність та живучість.

Живучість – це здатність технічного обладнання протистояти потужнім протидіям, що викликають процес розвитку аварії та поломку устаткування.

Безпека – це така властивість технічного обладнання, що передбачає виключення можливості виникнення ситуацій шкідливих для людей та навколишнього середовища. При вивченні питань надійності функціонування систем використовується поняття їх сталості у зв'язку з відказами окремих елементів, а також в перехідних та змінних режимах.

Теорія надійності отримала в останні роки широке застосування. Створений математичний апарат теорії надійності використовується при вирішенні багатьох задач, котрі виникають у практиці при спорудженні та експлуатації енергетичних установок та систем. До числа основних понять теорії надійності входять «система», «елемент» та «об'єкт».

Під «системою» розуміють ціле, що включає в себе функційно взаємозв'язані елементи. Система призначається для виконання заданої цілісної програми. Елементи – це окремі частини системи, що способні самостійно

виконувати призначені задачі. При цьому кожний елемент може складатися з цілого ряду «піделементів», по відношенню до котрих він виступає як система. У відповідності з цим відрізняють різні ієрархічні рівні утворення систем та елементів. Наприклад, паротурбінний енергетичний блок, можна вважати системою, котра складається з таких елементів як турбіна, котельний агрегат, з'єднувальні трубопроводи, електричний генератор, трансформатор.

Об'єкт - це пристрій системи або її елементів, що прийнятий для вивчення його властивостей без всяких зв'язків з іншими елементами. Однією з характеристик надійності об'єкта є безвідказність.

Безвідмовність – це властивість об'єкта зберігати свою роботоздатність протягом визначеного часу. Якщо у визначеному періоді часу ймовірність появи відмови близька або дорівнює нулю, то такий об'єкт рахують безвідказним.

Відновлюваний об'єкт – об'єкт, котрий можна відновити шляхом проведення його ремонту.

Ремонтопридатність - можливість та доцільність відновлення роботи якого-небудь елемента або об'єкта.

Довговічність відновлюваного елемента визначається появою такого зносу та старіння, коли неможливо або недоцільно їх усунення. Такий стан є граничним.

В процесі експлуатації системи або її елементів можуть мати місце випадки, коли частково або повністю втрачаються їх функційні властивості. Така втрата працездатності в теорії надійності називається відмовою. Поняття відмови в теорії надійності можна сформулювати також за зовнішніми ознаками функціонування об'єкта, коли спостерігається вихід за допустимі межі хоча би одного його параметра, котрий характеризує якість та кількість виготовленої продукції.

Міжнародна класифікаційна система (DIN 4004) ґрунтується на наступних визначеннях термінів відмов:

Повна відмова – відмова, що виключає всяке використання об'єкта за призначенням;

Часткова відмова – це відмова, що допускає обмеження використання об'єкта за призначенням.

В залежності від характеру зміни параметрів відрізняють:

Поступова відмова (дрейфова) - обумовлена статистичними закономірними змінами параметрів об'єкта;

Раптова відмова - відмова, що викликаний статистичними незакономірними змінами параметрами об'єкта;

Небезпечні відмови – відмови, що відносяться до галузі техніки (наприклад, ядерних реакторів), приводять до відключення технічного об'єкта (реактора), характеризують безпеку установки;

Безпечні відмови – відмови, що викликані помилковою роботою вимірювальних ланцюгів і т.п., що приводить до відключення технічного об'єкта, наприклад, реактора. В цьому випадку розуміють готовність установки.

Готовність установки приводить до розуміння таких термінів, як гранична готовність та гранична неготовність.

Експлуатаційні показники надійності діючого енергоблоку. До основних експлуатаційних показників надійності енергетичного блоку відносять такий показник, як коефіцієнт встановленої потужності, $k_{вст}$.

Зміни експлуатаційних показників енергоблоку можна представити 3 періодами:

- 1975 рік, I період – Наладка: $k_{\tau_{уст}}^{\max} = 0.5$;

- 1980, II період – Експлуатація: $k_{\tau_{уст}}^{\max} = 0,81-0,84$; інтенсивність відмов λ

мінімальна.

- з 1990 року, III період - Реконструкція: $k_{\tau_{уст}}^{\max} < 0,5$, інтенсивність відмов λ

максимальна.

Аналіз результатів даних експлуатації енергетичного блоку за період 15 років, зумовлений підвищенням інтенсивності відмов, виводом енергоблоку на реконструкцію, необхідністю заміни енергетичних вузлів, упровадженням нових технічних рішень, показав, що необхідним та доцільним є рішення задачі підвищення надійності енергоблоку шляхом визначення комплексу показників надійності, їх методів розрахунків.

В цьому зв'язку найбільш прийнятні два шляхи: перший – розрахунок показників надійності на основі статистичних даних експлуатації енергоблоків; другий – розрахунок за відомими характеристиками надійності елементів та функційно-структурних схем, це аналітичні методи (метод дерева відмов, метод перетинів, метод перебору станів).

Методика розрахунку комплексних показників надійності поділяється на наступні три складові:

- визначення функційних груп елементів;

- встановлення взаємозв'язку між групами шляхом складання логічних структурних схем паротурбінного блоку;

- формування вихідних даних по надійності елементів структурних схем.

На електростанціях можна виділити 4 групи елементів. До I групи належать реактор, котельний агрегат, турбіна, конденсатор, паропроводи; до II групи - живильний насос, конденсаційні насоси, тягодуттєві машини; до III - регенеративні підігрівачі, до IV - елементи, що локалізують аварії: системи циркуляції теплоносіїв, аварійний захист, устаткування систем управління.

Встановлення взаємозв'язку між групами елементів досягається шляхом утворення логічних структурних схем паротурбінного блоку. Загальний вигляд функційної схеми представлено на рис. 1.

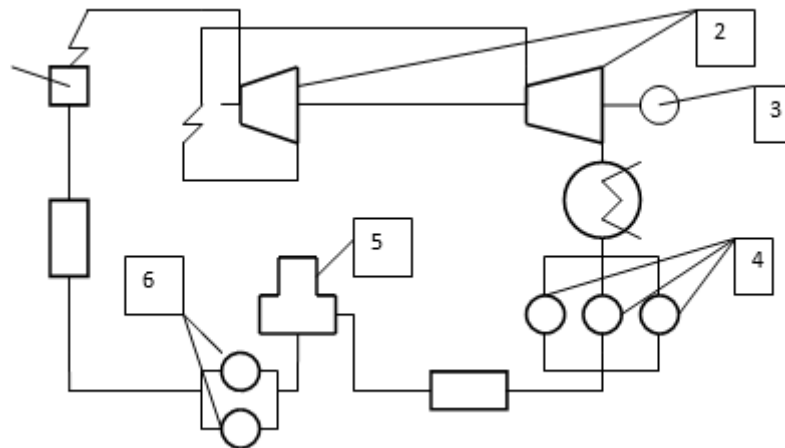


Рис.1. Функціональна схема паротурбінного блоку

1 - котел; 2– парова турбіна; 3 – електрогенератор; 4- конденсаційні нагнітачі; 5- деаератор; 6- живильні нагнітачі

На рис.2 представлена логічна структурна схема паротурбінного блоку

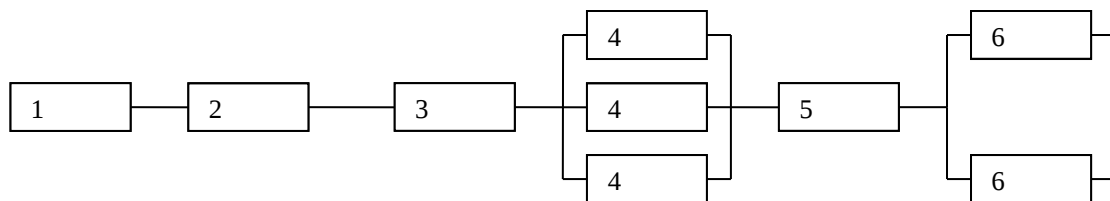


Рис. 2. Логічна структурна схема паротурбінного блоку:

1 - котел; 2– парова турбіна; 3 – електрогенератор; 4- конденсаційні нагнітачі; 5- деаератор; 6- живильні нагнітачі

Формування вихідних даних по надійності елементів структурних схем здійснюється при умові, що елементи схеми відновлювані, показники надійності елементів задаються.

Розподіл інтенсивностей відказів паротурбінного блоку. Для розрахунку показників надійності на основі статистичних даних по експлуатації енергоблоку використовують розподілення інтенсивності відмов.

На рис. 3 представлена характеристика надійності експлуатації та життя технічного об'єкта.

При розрахунках показників надійності прийнято, що помилки обмежують випадковими відмовами. Функцію розподілення, що визначається шляхом інтегрування щільності ймовірності нормального розподілення $h(\sigma, t) :=$

$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$, неможливо виразити в елементарних функціях. Тому використовують інтеграл похибки Гаусса, закон нормального розподілення Гаусса (раніше використовувався закон Вейбулла).

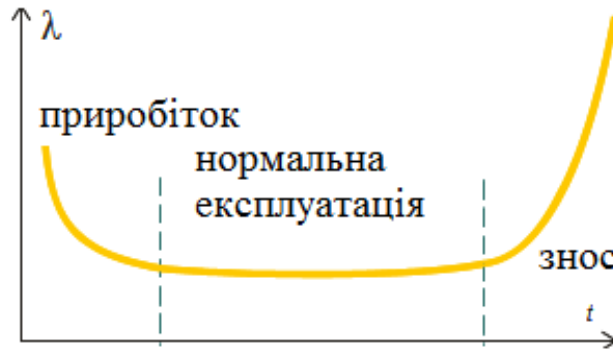


Рис 3. Характеристика надійності експлуатації та життя технічного об'єкта

Показники надійності. До показників надійності роботи паротурбінного блоку відносять:

1. Надійність – ймовірність безвідказної роботи; характеризує те, що до моменту часу t система стабільно діє; $p(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}$;

2. Середній час безвідказної роботи, $T = \Lambda^{-1} = \sum_{i=1}^n \lambda_i$;

3. Середній час відновлення (якщо елементи системи відновлювані), $T_B = \Lambda^{-1} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}$, μ_i - інтенсивність відновлення;

4. Коефіцієнт готовності системи, $k_G = \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}\right)^{-1}$;

5. Коефіцієнт оперативної готовності $k_{OP} = k_{GOT} \cdot p(t)$;

6. Коефіцієнт нестационарної готовності

$$k_{GOT}(t) = k_{GOT} + \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}\right) \cdot e^{-\left\{\left(\sum_{i=1}^n \lambda_i + \frac{1}{T_B}\right) \cdot t\right\}}.$$

Питання для самоперевірки

1. Дайте визначення поняттям «надійність» та «якість».
2. Які види відмов обладнання Вам відомі?
3. Охарактеризуйте взаємозв'язок показників надійності та відмов із відповідними їм комплексами характеристик та визначень.

4. Які функційні групи обладнання на прикладі енергетики Вам відомі?
5. Дайте характеристику надійності експлуатації та життя технічного об'єкта.
6. Що відноситься до показників надійності роботи паротурбінного блоку?

Тема №6-7 ВІДМОВИ І ПОШКОДЖЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ТЕС

План

1. Аварії в енергетиці
2. Відмови в роботі котлів
3. Відмови в роботі турбін
4. Відмови допоміжного обладнання і систем регулювання.

Теплові електричні станції є основою сучасної енергетики. Тут виробляється більше 70% електроенергії. Вони мають специфічні особливості, в значній мірі, що відрізняють їх від підприємств інших галузей промисловості. Ці особливості формують специфіку умов і режимів роботи обладнання.

Ринкові умови, що складаються в електроенергетиці, особливим чином впливають на роботу теплових електростанцій. Їх експлуатація в умовах конкуренції генерації - нове явище і нова особливість електроенергетики. Робота будь-якого електроенергетичного об'єкта здійснюється в рамках строгих норм, правил, регламентів. Вони формують цілий ряд умов і вимог - це надійність, безпека, якість.

Аварії в енергетиці. Проблема надійності завжди займає центральне місце у функціонуванні та плануванні розвитку енергетичних систем і електростанцій. Це визначається високою залежністю нормальної життєдіяльності значної кількості людей і інших споживачів від надійності енергопостачання. Залежність стає настільки сильною, що порушення енергопостачання призводить до величезного матеріального збитку, в низці випадків має масштабів національного лиха. Цьому свідчать численні аварії.

Так, Нью-йоркська аварія в листопаді 1965 року, в США призвела до того, що на території з населенням близько 30 млн. чоловік більше ніж на 10 годин практично була призупинена життєдіяльність. Після неї було ще кілька дрібніших аварій на північному сході США, а 13 липня 1977 року в Нью-Йорку сталася аварія за ще більш важкими наслідками. Протягом 25 годин було паралізоване життя найбільшого міста світу. Збиток від наслідків цієї аварії склав більше 1 млрд. доларів.

Укрупнення елементів електроенергетичної системи, збільшення одиничних потужностей обладнання, підвищення коефіцієнта використання може викликати

значні наслідки при аварії кожного елемента. Утворення великих енергооб'єднань з одного боку призводить до великих можливостей взаємодопомоги при аваріях, але з іншого боку призводить до відносного зростання частки системних аварій, при яких порушення тягне за собою ланцюговий каскадний розвиток аварії, що охоплює всі енергооб'єднання або значну його частину. Суттєво зростають труднощі управління великими системами, а властивість керованості стає однією з важливих характеристик надійності.

14 серпня 2003 року в США сталася чергова аварія. Було відключено 62 тис. МВт навантаження, 50 млн. жителів в США і Канаді залишилися без світла. Відключення електроенергії відбулося в 8 штатах і 2 канадських провінціях. На 9 атомних електростанціях автоматично відключилися 22 атомні реактори, закрито 10 аеропортів, скасовано або затримано 700 авіа рейсів, 350 тис. людей довгий час перебували під землею в нью-йоркському метро.

Далеко не кожна відмова того чи іншого елемента в енергетичній системі розвивається у масштабну системну аварію. Більш того, в більшості випадків неможливо заздалегідь визначити однозначні наслідки будь-якої незначної відмови.

Але в перерахованих вище аваріях є деякі спільні риси:

- аварія починається з відмови допоміжного, малозначного елемента і каскадно розвивається в національну катастрофу;
- аварія виникає при зовнішніх умовах, навантаженнях і режимах, часто далеких від граничних;
- розвитку аварії сприяє некваліфікована, некомпетентна і самовпевнена поведінка персоналу;
- аварія найбільш інтенсивно розвивається в електроенергетичній частини енергосистеми і за рахунок відключення ліній електропередачі охоплює значні території;
- значна інерційність, яку мають перехідні процеси, що протікають в теплоенергетичній частини енергосистеми, дозволяють обмежити обсяг розвитку аварії межами блоку, станції.

До аварій і відмов обладнання призводять наступні причини: знос обладнання, старіння ізоляції, помилки проектування, недоліки конструкції обладнання, недоліки вузлів і деталей, агрегатів, заводські дефекти, дефекти будівництва, монтажу та наладки, дефекти при проведенні ремонтних робіт, невідповідність умов роботи обладнання проектним (розрахунковим) режимам, помилки чергового, ремонтного, керівного персоналу та порушення виробничих інструкцій, дефекти інструкцій і регламентів.

Відмови в роботі котлів. Безвідмовність, довговічність, готовність і інші показники надійності залежать від характеру і інтенсивності процесів горіння, теплообміну, корозії, відкладень, вимірювань властивостей металів. Найбільш часто

неполадки проходять на водяних економайзерах, топкових екранах, пароперегрівачах.

Пошкодження котельного обладнання представлено у таблиці 1.

Таблиця 1.

Розподіл відмов обладнання енергоблоків [3]

Елементи	Співвідношення відмов, %
Поверхні нагрівання	79,2
Додаткове устаткування	3,5
Паливоподача, газопровід	2,0
Регенеративні повітропідігрівники	0,1
Обмуровка	0,3
Арматура	4,9
Автоматика	7,4
Інше	2,6

При роботі котлів на твердому паливі з метою зменшення зносу від золи швидкість димових газів в димоходах обмежують до 7-10 м/с. Зношення газоходів летючою золою відбувається внаслідок ударів її частинок об поверхню. В результаті оксидна плівка руйнується і розвивається ерозія. Зношення нерівномірне. Його найбільша інтенсивність має місце в зонах підвищених швидкостей (10 м/с) і потоків з найбільшою концентрацією. При швидкостях нижче 3 м/с виникають зольні замети, що викликають зростання опору і погіршення теплообміну.

На міцність зварних швів впливають зміна температури і корозійні процеси. Найбільш інтенсивно корозія протікає при спалюванні високосірчистих мазутів. Свищі виникають в контактних зварних стиках через несоосності труб, перетискання внутрішнього перетину, непровару, тріщин.

Тривалість напрацювання від початку експлуатації або капремонту до утворення свища залежить від характеру і величини дефекту і умов експлуатації, якості води, циклічності і амплітуди коливань навантаження агрегату, якості монтажу водяного економайзера.

Розподіл відмов на котлах представлено у таблиці 3.

Таблиця 3.

Розподіл відмов елементів котлів електростанцій

Елементи	Співвідношення відмов, %
Економайзер	30...35
Випарні екрани	14...30
Пароперегрівач	20...40
Труби, що не обігріваються	3...8
Інші елементи	5...6

Кейс 1: в період обходу виявлено посторонній шум і парування в районі поду нижньої радіаційної частини (НРЧ) корпусу котла. Причиною пошкодження труби стало механічна дія за рахунок спільних згинального і крутного зусиль, викликаних налипанням на трубу брили густого шлаку. Це викликало відрив труби від кріплення і скручування. Недосканала фіксація крайніх труб до несучої балки призвела до налипання і відриву. Крайні труби в районі летки НРЧ сприймають підвищене навантаження від поточного рідкого шлаку, але не мають при цьому ніякого додаткового кріплення. Площина відриву розташовується під кутом 45° до осі труби. Руйнування сталося в площині дії максимальних дотичних напружень. Напрацювання труби -149998 годин.

Виявлено розрив труби фронтового екрану в районі перетискання, в результаті стоншування стінки труби, через зовнішню корозію металу в місці зіткнення з сусідньою трубою. Розміри розриву: довжина - 610 мм, ширина - 165 мм, товщина стінки в місці розриву становила 1,5 мм.

У барабанах котлів відбуваються обриви циклонів, дірчастих і жалюзійних листів, кріплення, які, потрапляючи в отвори водоопускних труб, перекривають їх. Швидкість руху пароводяного середовища в екранах знижується, метал труб перегрівається і руйнується.

В екранах пошкоджуються зварні шви, утворюються свищі.

В котлах надкритичного тиску труби радіаційних перегрівачів пошкоджуються через високотемпературну корозію, що приводить до значного зносу стінок з боку вогневого обігріву. Це відбувається при великих теплових навантаженнях. До теплових перекосів призводить нерівномірне поле температур по висоті газоходу. При 6-8 м теплове навантаження верхньої і нижньої частини змійовиків може відрізнятись на 20% і більше, а по ширині при несприятливих умовах експлуатації - до 30%.

Кейс 2. Пошкодження пароперегрівачів пояснюється тим, що при тривалих напрацюваннях при $t = 450^\circ\text{C}$ структура металу зазнає змін, знижується жароміцність. Так, 100 тисяч годин експлуатації сталей 12МХ, 15ХМ в таких умовах призводить до зниження міцності вдвічі.

Котел ТП-87 ТЕЦ працював з навантаженням 340 т / год. З'явився шум в районі 4 ступені конвективного пароперегрівача. Котел аварійно погашений. Виявлена тріщина в змійовику 4 ступені через наявність металургійного дефекту.

Повзучість і супроводжуючі її пошкодження труб (мікротріщини) з'являються в згинах інтенсивніше, ніж в прямих трубах. Це змушує періодично змінювати окремі елементи або цілком ступені перегрівача.

За період від моменту розгерметизації через ушкодження труб до зниження тиску в котлі, струмінь пари, що витікає, пошкоджує суміжні труби. Відбувається розвиток поломки, в результаті чого кількість пошкоджених труб може досягати 10 і більше.

Відмови відбуваються і від нерівномірного розширення труб, неоднакових вагових навантажень - зварні шви знаходяться в складному напруженому стані.

До виникнення неприпустимих напружень в сварних швах і біля шовних зонах, що викликають утворення тріщин, обривів кріплень і труб призводять і різкі коливання навантаження котлів.

Особливе значення в забезпеченні надійності котлів мають котельні барабани і згини труб, що не обігріваються. Не дивлячись на те, що надійності барабанів при проектуванні, виготовленні, експлуатації та ремонтах приділяється велика увага, в них часто виникають пошкодження, що призводять до тривалих зупинів котлів. Це - тріщини, розташовані в зоні трубних отворів, в металі циліндричної частини барабана, на внутрішній поверхні днищ, в біля шовній зоні приварки внутрішніх барабанних пристроїв до корпусів, а також дефекти основних кільцевих і поздовжніх швів.

Основною причиною утворення ушкоджень є перевищення діючими напруженнями межі текучесті матеріалу, що приводить до появи залишкової деформації. Підвищені напруження виникають через наявність різниці температур по товщині стінки по периметру і по довжині барабана. Особливе значення при цьому мають циклічні тепломіни на поверхневих шарах металу на внутрішній стороні стінок при різких змінах температури. Ці нестаціонарні режими котла особливо небезпечні при його пусках і остановах. Для вирівнювання поля температур застосовують водоструминний обігрів при розпалюванні, що впорскується при охолодженнях, термозахисні екрани, тощо.

Розвитку тріщин сприяє дія на метал корозійно-активної котельної води. Вона підсилює корозійні процеси в металі барабанів. Магнетітова плівка, що захищає внутрішню поверхню барабана, руйнується при великих місцевих напруженнях.

Найбільш небезпечні дефекти в основних зварних швах - вони створюють небезпеку великих руйнувань. Частіше за інших зустрічаються поздовжні і поперечні тріщини в наплавленому шві на внутрішній поверхні. Спостерігаються непроваренні, шлакові включення, раковини, пори.

Глибина тріщин буває різна, але відомі випадки, коли за 1 рік вона досягала 70% від товщини.

Трубопроводи, що необігріваються, знаходяться зовні обмурівки. Будь-яке пошкодження становить небезпеку для персоналу і суміжного обладнання.

На трубопроводах найчастіше пошкоджуються згини. Тут виникають корозійно-втомні пошкодження. Недостатня компенсація температурних подовжень викликає підвищені напруження. Гіби поживних, водоопускних і паровідвідних труб руйнуються крихко, вигини паропроводів перегрітої пари, що працюють в умовах повзучості, при руйнуванні деформуються.

Запірна, регулююча і дросельна арматура характеризується дефектами в корпусах, нещільностями, зносом штоків, ушкодженнями приводів, пропуском через сальникові ущільнення.

Головні запобіжні клапани відмовляють через тріщини в корпусах, вм'ятинах забоїнах на ущільнюючих поверхнях сидла і тарілки, тріщинах і рисках на спіральній пружині, ерозійних пошкодженнях захисної втулки, дефектах штоків.

Відмови котлів через пошкодження арматури складають 2-3% від загального числа відмов.

Відмови в роботі турбін. Деякі навіть серйозні пошкодження деяких деталей турбін не призводять до відмов турбін в цілому. Це відноситься до корпусів циліндрів, стопорних та регулюючих клапанів. Всі вони мають велику товщину стінок зі складним рельєфом поверхні. При порушеннях технології виливки і термообробки виникають тріщини, пори, раковини. Причинами появи тріщин при експлуатації можуть бути циклічні навантаження через вібрацію і малоциклову втому.

Циліндри низького тиску виготовляються зварними з листового металу. Тут може виникати ерозійний знос парою. Розміри ушкоджень невеликі і швидко усувні.

Корпуси стопорних і регулюючих клапанів виконуються литими. Їм притаманні всі пороки, які характерні для виливків. Дефекти, що виникають при їх експлуатації, - малоциклова втома, температурні перепади. Великі тріщини в корпусних деталях турбін представляють серйозну загрозу для працездатності турбін і персоналу обслуговування. Можливо їх миттєвий розвиток з трудно визначимими наслідками. Тому їх усувають під час планових ремонтів.

Фланці роз'ємів циліндрів, стопорних і регулюючих клапанів з'єднуються шпильками з гайками. Шпильки є найбільш слабкою ланкою. Іноді обираються відразу кілька шпильок. Турбіну зупиняють через погрози пропарювання і зносу поверхні фланця. Місце обриву найчастіше розташовується на різьбі. Різьблення може пошкоджуватися при ремонті, при складанні і розбиранні. Шпильки мають солідні розміри - довжина до 1 м, діаметр до 160-200 мм, тому технологія зболчування залишається трудомісткою, відповідальною та складною.

Пошкодження лопаток - тут головний фактор - якість виготовлення. Своєчасна заміна і ремонт лопаток з ерозійним зносом виключає можливість їх крихкого руйнування.

Вібрація робочих лопаток приводить до втоми їх матеріалу, наслідком чого у найбільш напружених місцях з'являються тріщини втоми. Втома матеріалу — найбільш часта причина пошкоджень робочих лопаток.

Як правило, втомні тріщини перш за все виникають на кромках лопаток і поступово збільшуються у глибину перерізу. При досягненні тріщиною критичного розміру відбувається злом лопатки. Такий характер розвитку тріщини дає специфічний вид злому в результаті втоми матеріалу: частина перерізу, в якому

розвиток тріщини відбувався поступово, має дрібнозернистий шліфований вид зі слідами поступового розвитку у вигляді рисок; друга частина перерізу має грубу структуру, що утворилась в наслідок відриву частини лопатки.

Тріщини виникають, як правило, у місцях концентрації напруг (рис. 5, а - в): в отворах під бандажний дрiт, у містах переходу від пера до полки у кореновому перерізі, у поверхневих різках, подряпинах і т.п. Тому отвори під бандажні дроти необхідно ретельно роззінковувати, потім полірувати, радіуси переходу виконувати достатньо великими, забезпечувати високу якість поверхні лопаток.

Неприпустима вібрація турбіни може викликати пошкодження підшипників. Причиною вібрації є розцентрування або розбалансування роторів, защемлення стільців підшипника, незадовільна заливка вкладишів. Зниження тиску масла також призводить до пошкодження підшипника. Засмічення сітки сторонніми предметами може бути причиною зриву роботи головного маслонасоса. Пошкодження вкладишів відбувається навіть при короточасному падінні тиску масла - підплавлення відбувається через 4-5 обертів ротора.

Особливо небезпечний для підшипників є пуск турбіни з остаточном прогином валу. Вже незабаром після пуску температура в підшипниках підвищується до неприпустимого рівня і вкладиші виплавляються.

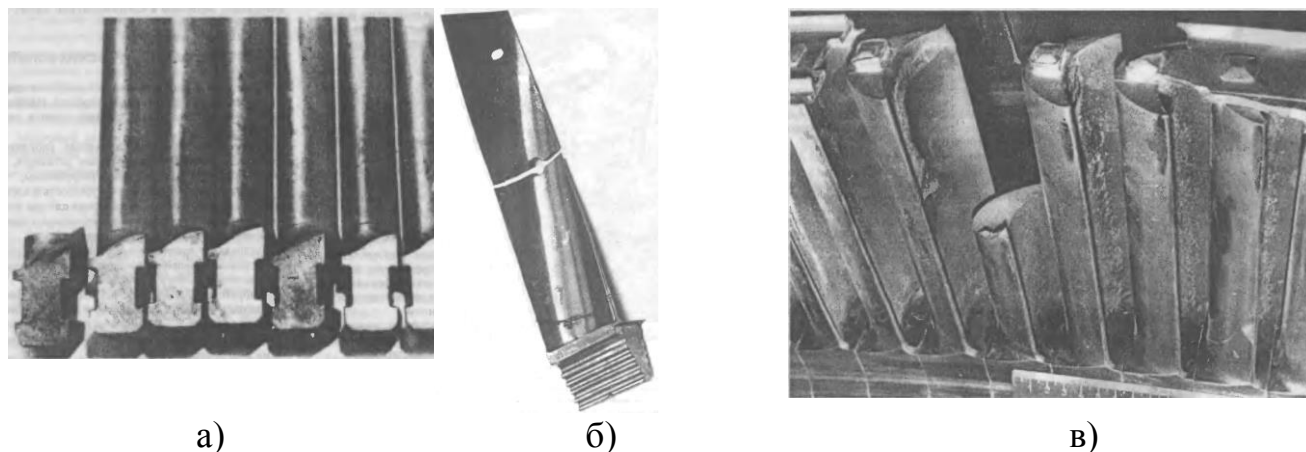


Рис. 1. Приклади появи втомних тріщин [2]:

а - втомні тріщини у коренових перерізах робочих лопаток; б - втомні тріщини в отворах робочих лопаток під зв'язуючий дрiт; в - втомна тріщина на гладкій поверхні лопатки

В системі регулювання пошкодження виникають через втомних тріщин на штоках регулюючих клапанів, на різьбі шпильок кріплення сервомотора відсічного клапана до корпусу турбіни, на зварних з'єднаннях труб, маслопроводів системи регулювання. Деякі з них призводять до важких аварій - розгону турбіни та пожеж.

Відмови допоміжного обладнання та систем регулювання. Відмови котельно-допоміжного обладнання проходять рідше, ніж відмови на поверхнях нагріву котла. Їх частка становить 20-22% від відмов всього обладнання котельної.

Дані по відмовам: котельно-допоміжне обладнання 100%; димотяги 35-40%; дутьовий вентилятор 19-20%; регенеративний повітропідігрівач 18-20%; кульовий млин 10-12%; живильники вугілля, транспортери 3-14%.

Наявність резерву забезпечує велику безвідмовність в порівнянні з поверхнею нагріву. Профілактику та технічне обслуговування машин і механізмів проводять в періоди зниження навантаження (ніч, свята і недільні дні)

Пошкодження допоміжного обладнання турбін: насосів, регенеративних підігрівачів та інших елементів не завжди призводять до відмов в роботі турбоагрегату. Так, при пошкодженнях ПВТ відмови турбін знаходяться в межах 10%. При пошкодженнях живильних насосів з кожних 6-7 випадків тільки один призводить до відмови турбіни.

Пошкодження станційних трубопроводів відбуваються в основному на паропроводах і живильних трубопроводах. Причинами пошкодження паропроводів є вичерпання запасу жароміцності труб, згинів, трісників і інших елементів під дією високої температури і при великих напруженнях часу експлуатації. У парових трубопроводів пошкодження виникають на вузлах живлення котлів за регулюючими клапанами, де відбувається неприпустиме ерозійне потоншення стінок труб живильною водою. Нерідко руйнуються згини, причинами пошкодження яких здебільшого є дефекти виготовлення (овальність понад допуск, металургійні дефекти). На паропроводах ресурс жароміцності згинів значно менше, ніж ресурс прямих труб.

При незадовільному стані опор і підвісок, якими паропроводи кріпляться до будівельної частини будівлі, виникають тріщини в зварних швах.

Відмови в роботі автоматичної системи регулювання і технологічних захистів призводять до відмов теплоенергетичного обладнання. Тут великі помилки персоналу при перемиканні і через несправність елементів пристроїв.

Питання для самоперевірки

1. Які спільні риси аварій у теплоенергетиці? Наведіть приклади.
2. Статистичні дані пошкодження котельного обладнання блоків 300 МВт.
3. Наведіть приклади руйнувань котельного обладнання.
4. Які основні причини появи дефектів у котельному обладнанні?
5. Наведіть приклади відмов у роботі парових турбін.
6. Які причини відмов парових турбін?
7. Яка статистика пошкоджень допоміжного обладнання енергоблоків?
8. Де і чому відбуваються пошкодження станційних трубопроводів?

Тема №8

АВТОМАТИЗОВАНИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ
(на прикладі АЕС)

План

1. Автоматизація контролю на АЕС.
2. Основні показники ефективності систем технічного діагностування обладнання.

Автоматизація контролю на АЕС. На АЕС для контролю технічного стану обладнання і систем, а також для контролю технологічного процесу виробництва теплової та електричної енергії знайшли широке застосування автоматичні і автоматизовані системи контролю. До таких систем перш за все відносяться:

- система технологічного контролю;
- система внутрішнього реакторного контролю;
- система контролю нейтронного потоку;
- система контролю герметичності тепловиділяючих елементів;
- система радіаційного технологічного контролю;
- система технологічної та аварійної сигналізації;
- система радіаційної безпеки та охорони навколишнього середовища;
- система контролю воднохімічного режиму та інші системи.

Система технологічного контролю здійснює збір поточної інформації про хід технологічного процесу, її обробку для передачі в інші підсистеми і уявлення персоналу (безпосередньо вимірювані параметри); прийом в аналоговій і цифровій формах, а також у вигляді дискретних сигналів інформації від інших систем, що входять в АСУ ТП блоку, обробка її та подання оператору; технологічна сигналізація відхилилися від норми вимірюваних і обчислюваних параметрів, а також параметрів, що вводяться з інших систем; розрахунок та подання інформації по неізмряємих безпосередньо технологічними параметрами і характеристикам, а також по техніко-економічним показникам; збір, обробка і подання інформації від двохпозиційних датчиків, реєстрація вимірюваних, що обчислюються і вводяться з інших підсистем параметрів: реєстрація черговості спрацьовування захистів і блокувань, стану механізмів, положення арматури, дій операторів з управління блоком; обмін інформацією з більш високою ієрархічною щаблем АСУ; ведення архіву аварійних ситуацій.

Система внутрішнього реакторного контролю проводить збір і обробку інформації про контрольовані параметри активної зони; розрахунок і надання оперативної інформації про розподіл за обсягом активної зони енерговиділення, температури палива і теплоносія, вигорання палива, балансу реактивності; ведення архіву аварійних ситуацій.

Основні показники ефективності систем технічного діагностування обладнання. Під ефективністю систем технічного діагностування (СТД) розуміють ступінь її відповідності цільовому призначенню. Автоматизована СТД призначена для визначення технічного стану і підвищення надійності основного, допоміжного і управляючого обладнання, тобто підвищення надійності і економічності енергопостачання.

Розрізняють зовнішні і внутрішні характеристики СТД. Зовнішні характеристики відображають вплив СТД на об'єкт діагностування, а внутрішні оцінюють раціональність побудови самої системи діагностування. За допомогою зовнішніх характеристик оцінюють доцільність СТД, а внутрішні служать завданням на її проектування. Ефективність всієї галузевої системи по відношенню до енергоблоку можна оцінити коефіцієнтом готовності.

$$K_r = W_0 / (W_0 + W_n)$$

де: W_0 - потужність, що віддається енергоблоком за час 0, t;

W_n - потужність, яка втрачається в результаті простою енергоблоку.

Ефективність локальних систем діагностування енергоблоків також можна оцінити цим же показником. Застосовують і інші показники, характеризують ефект від впливу автоматизованої системи технічної діагностики. Наприклад, надійність роботи енергоблоків в змінних режимах характеризується коефіцієнтом надійності

$$K_n = (T_0 + T_p) / \{ T_0 + T_p + T_A \},$$

де: T_0 , T_p , T_A - відповідно час блоку в роботі, в резерві і в аварійному ремонті (ремонт пов'язаний з виходом з ладу внаслідок роботи в змінних режимах).

Коефіцієнт надійності сучасних потужних блоків становить 0,9 - 0,97. Показником надійності може служити коефіцієнт готовності

$$K_{*r} = (T_0 + T_p) / (T_0 + T_p + T_n),$$

де: T_n - час простою в плановому ремонті.

Для АЕС коефіцієнт готовності становить 0,6 - 0,7. З формули видно, що скорочення часу ремонту є потужним джерелом підвищення надійності і, в свою чергу, резерву генеруючих потужностей, в той час як звичайний шлях підвищення надійності, що полягає в підвищенні надійності окремих елементів, практично нічого не дає. Ефективність керуючого обладнання можна оцінювати також за формулою:

$$\Phi = K_r P(t),$$

де: $P(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи, або достовірністю видачі правильних управляючих впливів на об'єкт управління $R(t)$, або сукупність цих показників.

Достовірність видачі правильних дій, що управляють, можна оцінити ймовірністю видачі правильних дій за час $0, t$, числом помилкових впливів, середнім їх числом, середнім часом між цими впливами і т. д. Якщо одночасно враховувати надійність функціонування об'єкта управління і засобів управління, то з урахуванням незалежності їх відмов надійність їх спільного функціонування можна представити у вигляді

$$P(t) = P_Q(t)P_Y(t),$$

Ймовірність безвідмовної роботи за час $0, t$

$$P(t) = P_0(t)P_Y(t)$$

Ймовірність безвідмовної роботи засобів управління можна розраховувати як ймовірність виконання ними i -ї функції в певний момент часу:

$$P_Y(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t),$$

де $P_i(t)$ враховує виконання функцій персоналом.

Для пристроїв захисту та протиаварійної автоматики ефективність оцінюється ймовірністю правильного і надійного спрацювання в момент відмови основного обладнання

$$P(t) = \Phi\{P_0(t) + P_C(t)\},$$

З урахуванням «ваги» відмов можна застосовувати більш складні критерії, наприклад

$$E = \sum_{i=1}^n p_i \cdot E_i.$$

Тут p_i - ймовірність перебування об'єкта, забезпеченого засобами діагностування в i -м ($i = 1, n$) відмовному стані;

E_i - «вага» i -ї відмови.

Діагностування складних об'єктів діагностики характеризується наступними показниками: достовірністю діагностування D , що є мірою визначеності прийнятих рішень про стан об'єкта; об'ємом діагностування, під яким розуміється перелік параметрів, що підлягають контролю; повнотою діагностування, котре характеризує ступінь охоплення всіх параметрів; часом діагностування; глибиною діагностування,

що означає точність визначення місця дефекту; вартістю діагностування; ступенем автоматизації операцій діагностування.

Частина цих показників є залежною і надлишковою, проте їх можна використовувати для оцінки систем діагностування різного призначення. Застосовують і інші показники, наприклад: час виявлення τ_0 , пошуку $\tau_{\text{п}}$, усунення несправностей τ_v , ймовірності виявлення і усунення за час O , t і ін.

Введемо поняття елементарних діагностичних операцій, під якими розуміють елементарні дії $O(t)$, $j = 1, k$, що здійснюються сукупністю $\pi\{\pi_{j1} \dots \pi_{ji}\}$ певних приладів і персоналу для деякого об'єкта за визначений інтервал часу. В якості таких дій можуть бути: підготовка об'єкта до контролю шляхом встановлення певних режимів; підготовка приборів до роботи; зняття певних характеристик на об'єкті і транспортування їх до засобів обробки; порівняння зафіксованих характеристик з деякими нормативами; прийняття рішення за отриманою інформацією, видача інформативних і керуючих впливів; робота алгоритмів прогнозу і видача екстрапольованих значень параметрів.

Ефективність виконання елементарних операцій характеризується достовірністю контролю, повнотою контролю, часом виявлення дефекту, часом пошуку, усунення, вартістю. З урахуванням цих операцій показники процесу діагностування можна виразити через характеристики зазначених операцій. Наприклад, показник достовірності контролю є функцією від елементарних операцій

$$D = f\{O_1(t), O_2(t), \dots, O_k(0)\}.$$

Аналогічно можна записати вирази і для інших показників. Достовірність діагностування залежить від методу діагностування, якості роботи вимірювальних приладів, апаратури, яка виконує функції прийняття рішення, і, нарешті, безпомилковості роботи людини - оператора. Облік всіх факторів, які мають випадковий характер, досить складний і вимагає використання імовірнісних методів. Схема прийняття рішення, коли діагностування ідеально надійно, а об'єкт повністю описується сукупністю контрольованих параметрів, наведена в табл.1.

Ймовірності P_1 і P_2 відповідають правильному прийняттю рішення при контролі; $P_{\text{л}}$ і $P_{\text{н}}$ - неправильного, що виникає внаслідок неточності вимірювальних приладів. Ймовірності помилкового виявлення $P_{\text{л}}$ (помилка 1-го роду) і пропуску дефекту $P_{\text{н}}$ (помилка 2-го роду).

Ефективність процесу прогнозування оцінюють наступними показниками: достовірністю прогнозу, часом реалізацій алгоритмів прогнозу, вартістю реалізації алгоритмів прогнозу, а також циклом прогнозу, під яким розуміють період часу, для якого прогноз має практичний сенс.

Таблиця 1.

Схема прийняття рішення при діагностуванні з урахуванням ненадійності засобів діагностування [4]

Дійсний стан		Прийняте рішення	Умовне позначення події	Імовірність складної події
ОД	СД			
Справний Q	Справний	Справний S Несправний $\bar{S}$	Q K S	P_1, P_L
Несправний $\bar{Q}$		Справний S Несправний $\bar{S}$	QKS	$P_H, P_3;$
Справний Q	Несправний	Справний S Несправний $\bar{S}$	QKS	P_1, P_L
Несправний $\bar{Q}$		Справний S Несправний $\bar{S}$	$QK S$ $\bar{Q} K S$	P_H P_2

Можна виділити наступні цикли прогнозування:

- період морального старіння техніки (рівень прогнозу галузі);
- періоди прийняття рішень про зупинку до переведення в резерв і організації ремонтів обладнання (планових, поточних);
- періоди профілактичного огляду і зупинки.

Можливі й інші періоди; причому важливо, щоб прогнози інформації встигали до певного моменту часу прийняття рішення. Недосконалість методів і засобів діагностування призводить до того, що інформація про фактичний стан обладнання не є повністю достовірною.

Розглянемо, як прогнозує діагностування впливає на показники надійності енергоустаткування. Нехай надійність оцінюється коефіцієнтом готовності, ймовірністю готовності і середніми втратами. Тоді при поточному діагностуванні

$$K_r = \{D_T / T_{II}\}^{T_{II}^0 - T_{OB}^0} \int_0 F_0(t) dt$$

де: D_T - достовірність поточного діагностування;

T_n і T_{OB} - період і середня тривалість періодичного обслуговування об'єктів;

$F_0(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи об'єкта. Імовірність готовності об'єкта

$$P_T(h_K) = P_{c,p} D_T F_{0.o}(t_k),$$

де: $P_{c,p}$ - ймовірність знаходження СТД в робочому стані;

$F_{0.o}(t_k)$ – функція розподілу тривалості обслуговування об'єктів. Середні втрати

$$\bar{W} = c_1 P_{Л} + c_2 P_{Н},$$

де: c_1, c_2 - середні втрати при помилковій відмову і пропуску відмови.

При прогнозуючому діагностуванні

$$K_r = D_n(\tau),$$

де $D_n(\tau)$ - показник достовірності прогнозуючого діагностування;

τ - крок прогнозування, що приймає в описаних умовах значення $\tau, 2\tau, \dots, n\tau$.

Аналізуючи ці вирази для різних значень $D_n(\tau)$ і D_T , можна бачити, що використання прогнозує діагностування навіть при низьких значеннях $D_n(\tau)$ дає значний виграш, рівний в першому наближенні ідеальному поточного діагностуванню ($D_T = 1$).

Питання для самоперевірки

1. Що відносять до автоматизованих систем контролю на АЕС?
2. Як здійснюється система технологічного контролю на електростанції?
3. Назвіть декілька перспективних методів удосконалення автоматизованого контролю технічного стану обладнання.

Тема 9-10

МОНІТОРИНГ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ

План

- 1 Загальні положення
2. Моніторинг технічного стану об'єктів.
3. Використання спеціалізованих інформаційно-вимірювальних систем.

Загальні положення. Моніторинг — система постійного спостереження за явищами і процесами, що проходять в навколишньому середовищі і суспільстві, результати якого служать для обґрунтування управлінських рішень по забезпеченню безпеки людей та об'єктів економіки.

При автоматичному контролі відбувається отримання і обробка інформації про стан об'єкта і зовнішніх умов для виявлення подій, що визначають управлінські

дії. Подією може бути будь-який якісний результат: поява деталі з розмірами, що виходять за допустимі межі, коротке замикання, вихід температури за встановлене значення, аварія обладнання та інші

Важливе значення для процесу підтримки обладнання в робочому стані є розробка і дотримання програми технічного обслуговування. Проте, моніторинг стану також повинен бути частиною цієї програми. Без ретельного спостереження можна було б пропустити важливі підказки, а несподівана відмова може привести до тривалої зупинки устаткування і як підсумок - до втрат виробництва.

Краще на короткий час зупинити агрегат, щоб виконати коригуюче обслуговування, ніж в подальшому вийти з ладу, і витратити більше часу і можливо, ресурсів.

Моніторинг стану допомагає заощадити гроші, час і ресурси. Хоча з моніторингом пов'язані витрати, він незрівнянно мінімальний в порівнянні з простоями, пов'язаними з частим обслуговуванням або несподіваним ремонтом.

Згідно організація постійного моніторингу об'єктів теплоенергетики відноситься до складових комплексної проблеми забезпечення енергетичної стійкості і незалежності України.

Функціонування значної частини потужних теплогенеруючих об'єктів супроводжується викидом в атмосферу шкідливих речовин та випромінювань, а робота теплових мереж - зміною температурних полів середовища. Оцінювання технічного стану та режимів роботи об'єктів теплоенергетики можна виконати дистанційно за інтегральними характеристиками концентрації та рівня шкідливих домішок, випромінювань в атмосфері в околі ТЕС і конфігурації теплових полів теплотрас. Можливість моніторингу в умовах значного перевищення гранично допустимих для людини норм і доз шкідливих речовин і випромінювань, а також особливостями об'єктів (розгалуженість у просторі, розташування у важкодоступних місцях, існування ймовірності виникнення техногенної небезпеки) дозволяє отримати ці характеристики шляхом використання безпілотних літальних апаратів (БПЛА).

Моніторинг технічного стану об'єктів. Розробка інтелектуальних систем оцінки технічного стану систем і агрегатів машин полягає в розробці спеціальних алгоритмів, які допомагають обслуговчому персоналу прийняти правильне рішення про технічний стан машини в даний момент роботи.

Застосування принципу неперервного аналізу, при якому машина за допомогою спеціальних пристроїв автоматично аналізує поточні умови експлуатації і дає спеціальні адаптовані рекомендації сервісному персоналу і оператору, є перспективним напрямком розвитку системи технічної експлуатації.

Принцип дистанційного діагностування забезпечує безперервний моніторинг технічного стану систем і агрегатів машини та виявлення передвідмовного стану. Дистанційне діагностування являє собою процес визначення технічного стану

об'єкта діагностування на віддаленій відстані, за допомогою отримання сигналів з датчиків, встановлених на машини.

Використання систем моніторингу технічного стану машин, що володіють функціями збору і передачі інформації про поточний стан, допомагають прийняти додаткові заходи для зниження ризику появи непрогнозованої відмови систем і агрегатів, дозволить машині не тільки неперервно виконувати задану роботу більш тривалий час, а й збільшить її експлуатаційний термін загалом.

Багато великих компаній світового рівня ведуть розробку систем, що дозволяють дистанційно проводити оцінку технічного стану та продуктивності машини, не виводячи її з робочого процесу. Так, компанія Komatsu в кінці 90-х рр. розробила систему VHMS (Vehicle Health Monitoring System) для технічно складних технологічних комплексів, які працюють в гірничій промисловості. Компанія Caterpillar просуває на ринок техніки систему VIMS (Vital Information Management System), спрямовану на моніторинг, розрахунок продуктивності і сервісне обслуговування техніки. Ця система має в своєму розпорядженні набір інструментів, що дозволяють розраховувати продуктивність, визначати ефективність використання, помилки оператора, відстежувати технічний стан вузлів і агрегатів, а також заздалегідь готувати необхідні запасні частини до терміну регламентного технічного обслуговування та запобігати аварійним зупинки машини. Схема роботи у цих систем моніторингу технічного стану досить схожі за загальним складом компонентів - це термінал або модуль, встановлений на машину, який постійно фіксує інформацію з датчиків або електронних блоків управління про технічний стан вузлів і агрегатів машини і формує діагностичні звіти, які передає на сервер обробки даних. На сервері проводиться обробка отриманої інформації і формування звітів сервісному персоналу для прийняття рішення про технічні впливи на машину.

Роботу модулів або терміналів, встановлених на машину, можна представити таким чином. Датчики (перетворювачі), встановлені на об'єкті діагностування, передають різноманітні сигнали, які перетворюються в електричні величини і надходять в блок для обробки цієї інформації і оцінки стану виробу або характеру зміни його параметрів. Для всіх сигналів, які необхідно порівнювати, передбачається масив допустимих еталонних значень. Процес порівняння буває простим, коли встановлюються допустимі межі для коливання параметра і фіксується його знаходження в межах допуску, і більш складним, коли застосовуються операції, що оцінюють ступінь відхилення вимірюваного параметра від номіналу, швидкість і характер процесу зміни параметра в часі і інші його характеристики. В деяких випадках, щоб оцінити технічний стан об'єкта, на нього подаються спеціальні тестові впливи, тобто формуються стимулюючі сигнали і направляються в об'єкт діагностування для оцінки його реакції. Результати цього аналізу використовують для подальшого управління процесом діагностування. Для цього в системі автоматичного діагностування передбачається блок реєстрації

одержуваних даних і логічний пристрій для прийняття рішень з управління процесом діагностування.

Для підвищення достовірності одержуваних даних здійснюється самоконтроль шляхом повторного виконання окремих операцій і порівняння отриманих даних. Цей же блок може виконувати функції статистичної обробки даних і отримання середніх значень, дисперсії та інших характеристик вимірюваних величин.

Такі схеми можуть бути реалізовані з різним ступенем автоматизації, з концентрацією всіх операцій в одній системі або розбивкою її на окремі блоки і установки. Останнє пов'язано з характером об'єкта, його розмірами, можливостями отримання даних під час роботи, необхідною частотою перевірки та іншими факторами.

Застосування засобів технічної діагностики сприяє підвищенню безвідмовності роботи машин, так як контролюється їх фактичний стан, і скорочення витрат на ремонт за рахунок підвищення довговічності виробу.

Використання спеціалізованих інформаційно-вимірювальних систем. Результати досліджень в залежності від характеристик (швидкість і напрямок вітру, атмосферний тиск, температура та ін.) метеорологічних полів, а також від кількості, об'єму та наявності тих чи інших забруднюючих речовин, що надходять з ТЕС, здійснюється їх перенесення у певних напрямках та на певні відстані з подальшим опаданням на зелені насадження та поверхню землі (грунт, водна поверхня) шкідливих та небезпечних речовин.

Ступінь забруднення площин ґрунту, зелених насаджень або власне атмосфери залежить від режиму роботи (штатний, аварійний або катастрофа) ТЕС. Найбільший питомий викид на одиницю виробленої електроенергії дає вугільна станція. У вугіллі містяться природні радіоактивні речовини – торій, два довгоживучі ізотопи урану, продукти їх розпаду (радій, радон і полоній), а також довгоживучий радіоактивний ізотоп калію – калій-40. В процесі спалювання вугілля вони практично повністю потрапляють у зовнішнє середовище. При цьому питома радіаційна активність викидів вугільних ТЕС у 5...10 разів вище, ніж на АЕС. Значна частка природних радіонуклідів, що містяться у вугіллі, скупчується в шлакових відвалах ТЕС і потрапляє в організм людини по харчових ланцюжках після розчинення водою. У тонні золи на ТЕС міститься до 100 г радіоактивних речовин. Викиди ТЕС містять, головним чином, елементи, які беруть активну участь у життєвому циклі. Концентрація багатьох специфічних речовин, яким притаманна висока біологічна небезпека, у викидах ТЕС не нормується.

В процесі спалювання вугілля, крім золи і сажі, утворюються двоокис вуглецю, що створює парниковий ефект; токсичні гази (оксиди вуглецю, сірки, азоту та ванадію), що викликають кислотні дощі і кислотні отруєння; складні поліциклічні ароматичні вуглеводи канцерогенного впливу (бензапірен і формальдегід); пари соляної та плавикової кислот; токсичні метали (миш'як, кадмій, ртуть, свинець,

талій, хром, натрій, нікель, ванадій, бор, мідь, залізо, марганець, молібден, селен, цинк, сурма, кобальт, берилій), які можуть викликати в 1000 разів більше смертей, ніж ядерні відходи.

Основним джерелом забруднення довкілля ТЕС під час роботи як у штатному, так і в аварійному режимах є топково-котельне обладнання (пальники, камери згоряння, котли та ін.). Їх робота супроводжується викидом в атмосферу продуктів згоряння органічного палива (вугілля, мазут, газ). Негативний вплив на довкілля чинить також і викид відпрацьованого пару, частина якого потрапляє у довкілля після роботи парових турбін і охолодження у градирнях.

Крім перелічених вище складових, що забруднюють довкілля в процесі роботи обладнання ТЕС, виникають локальні шкідливі складові, які утворюються внаслідок роботи обладнання для підготовки палива (вугілля) та хімічного очищення води. Це, перш за все, шумовібраційні та хімічні складові. В результаті роботи генераторів, трансформаторів, іншого перетворюючого та розподільчого обладнання виникають також окремі локальні шкідливі складові, які пов'язані з електромагнітними, шумовібраційними та тепловими процесами.

При виникненні аварійних ситуацій (пошкодження топково-котельного обладнання, системи димових фільтрів та ін.) можливе різке посилення забруднюючого впливу на довкілля продуктами згоряння ТЕС. Локальне забруднення виникає також внаслідок аварій потужних трансформаторів, що може супроводжуватись викидом трансформаторного мастила і пожежами.

Використання спеціалізованих інформаційно-вимірювальних систем (ІВС) додатково до існуючих методів і засобів моніторингу довкілля і обладнання ТЕС дає можливість (у тому числі і з використанням БПЛА – безпілотних літальних апаратів) здійснювати дистанційний багатофункціональний моніторинг, який дозволяє:

- вимірювати ступінь концентрації небезпечних продуктів згоряння (СО, частки золи, диму та ін.);
- використання БПЛА забезпечує одержання цих даних дистанційно, в різних шарах атмосфери довкілля ТЕС;
- вимірювати температурний стан електротехнічного обладнання ТЕС та магістральних ЛЕП, що призначені для передавання виробленої електроенергії;
- контролювати температурний стан магістральних трубопроводів, що призначені для передавання виробленої теплової енергії.

Багатофункціональність сучасних засобів дистанційного моніторингу об'єктів ТЕС передбачає розширення їх можливостей за рахунок використання відповідних інформаційно-вимірювальних засобів (відеоспостереження довкілля та обладнання ТЕС, вимірювання та аналіз складу речовин у довкіллі, тепловізійний контроль ЛЕП та трубопроводів та ін.). Для реалізації процесу моніторингу в мобільних ІВС використовуються як апаратно-програмні системи різного призначення, засоби

спостереження, так і інформаційні технології, транспортні засоби, в тому числі БПЛА та відповідне інформаційне забезпечення. Інформаційне забезпечення є інтегральним продуктом значної кількості компонент, складових так званого м'якого обладнання досліджуваних систем, об'єктів, комплексів.

Використання БПЛА під час аварій на енергетичних об'єктах дозволяє отримувати в режимі реального часу фото- та відеозображення для оцінювання реальної ситуації на об'єктах та прийняття рішень щодо вибору ефективних засобів боротьби з наслідками аварій. БПЛА можуть бути обладнані звичайними фото та відеокамерами, інфрачервоними камерами для роботи в нічних умовах, тепловізійними камерами для отримання інформації про температуру в різних частинах об'єкту, пристроями для вимірювання радіаційного фону та аналізаторами повітря для отримання даних про стан атмосфери навколо об'єктів енергетики тощо. Разом з цим, БПЛА доцільно використовувати не тільки під час аварій, а й для періодичного моніторингу параметрів навколишнього середовища об'єктів енергетики, які працюють в штатному режимі з метою отримання інформації про стан об'єктів і навколишнього середовища в реальному часі, інспектування інфраструктури та запобігання нештатним ситуаціям

Вага і значущість кожного з цих видів інформаційного забезпечення різна на різних етапах життєвого циклу систем моніторингу. Нормативно-технічне і проектно-технологічне інформаційне забезпечення складається із загальноприйнятої нормативної бази, стандартів, методичних рекомендацій, існуючих баз даних, санітарних норм. Їх основна функція полягає у інформаційній підтримці існуючих систем, які реалізують відомі, загальноприйняті принципи і методи моніторингу. В певному сенсі їх можна розглядати як базову складову інформаційного забезпечення. Поетапне створення та використання інформаційного забезпечення ІВС на базі БПЛА схематично зображено на рис. 1.

В зоні розташування ТЕС за допомогою стаціонарних та пересувних екологічних лабораторій здійснюється періодичний забір проб повітря, води та ґрунту з метою контролю їх забруднення, а також по-верхневих і підземних вод, дощових стоків, снігового покриву, донних відкладень водойм, радіаційного стану, метеопараметрів, газодимових викидів, промислових стоків і скидів, тощо, рис. 2.

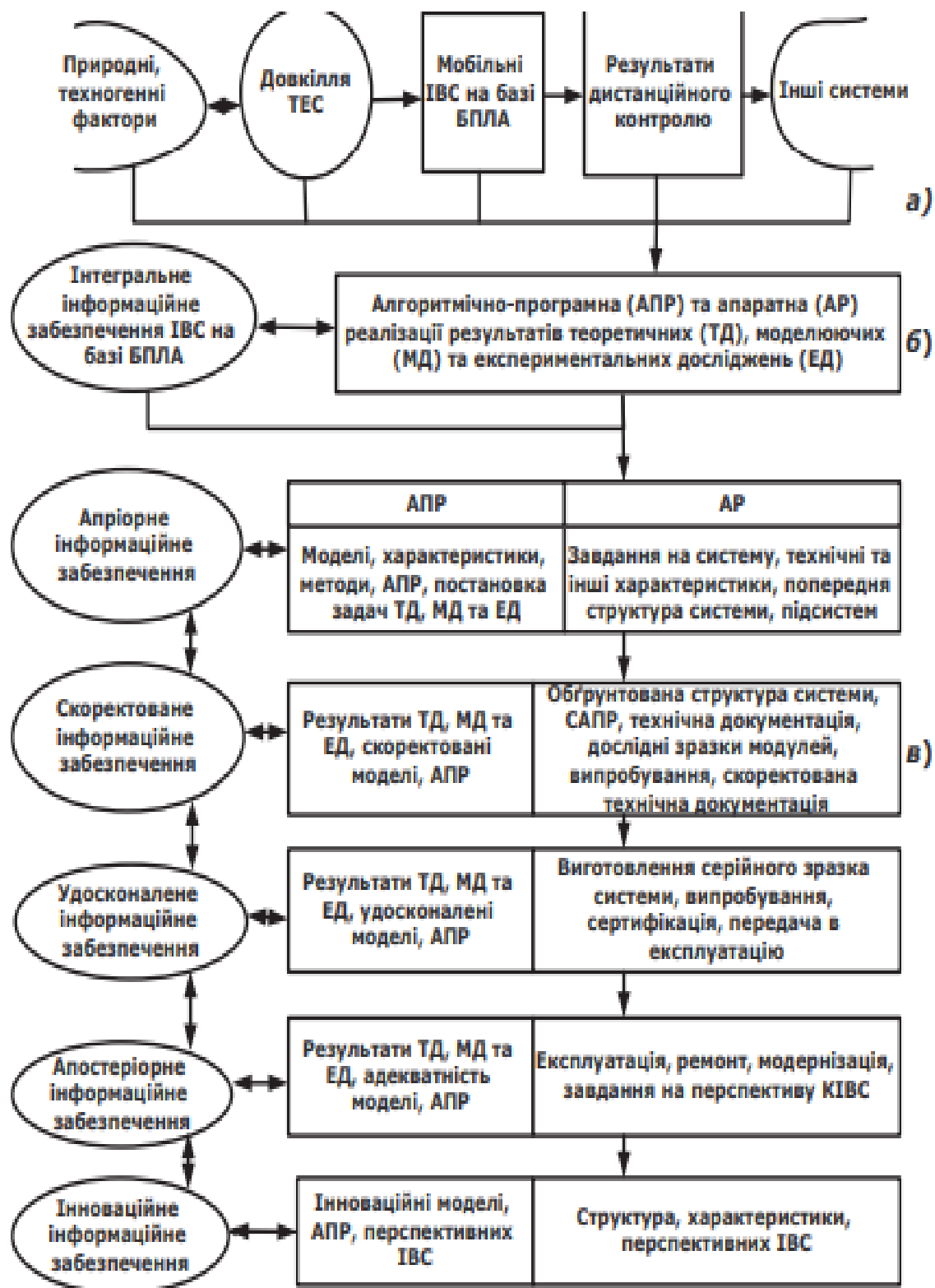


Рис. 1. Структура створення та використання інформаційного забезпечення при розробленні та експлуатації мобільних ІВС на базі БПЛА [5]:

а) об'єкти та предмети дослідження; б) предмети розроблення; в) етапи створення та використання інформаційного забезпечення

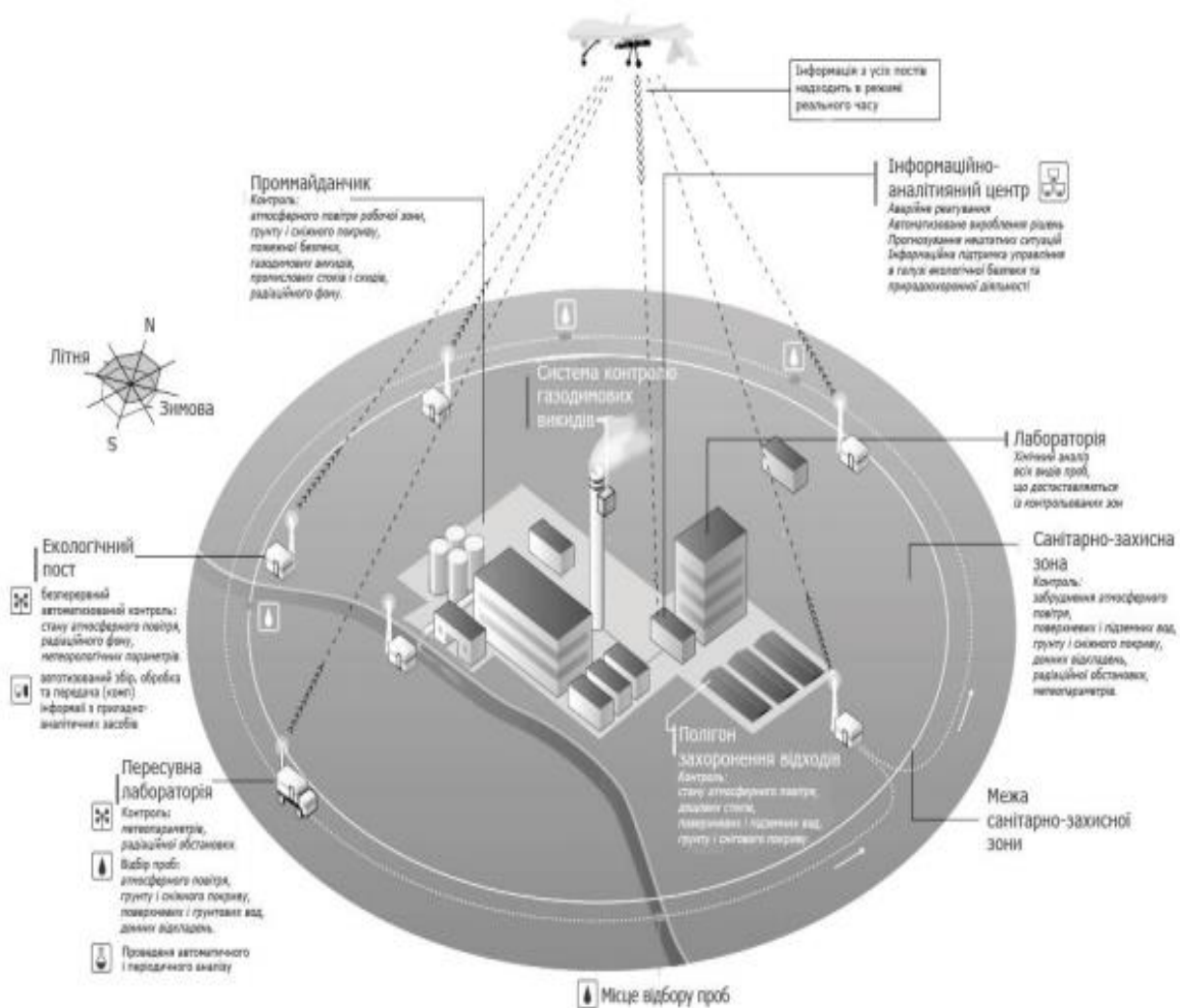


Рис. 2. Узагальнена схема функціонування інформаційно-аналітичної системи моніторингу ТЕС [5]

Вся інформація збирається з розгалуженої мережі екологічних постів, лабораторій та різних технологічних сегментів ТЕС, передається за допомогою дротової чи бездротової системи передачі даних і обробляється в інформаційно-аналітичному центрі, який забезпечує інформаційну підтримку управлінських рішень, енергозберігаючих режимів експлуатації об'єктів енергетики, прогнозування та аварійного реагування на нештатні ситуації. Оскільки аварійні ситуації виникають несподівано, доцільно в складі таких систем використовувати БПЛА, що не вимагають для старту /і посадки підготовленої площадки, мають мінімальний час розгортання та помірні техніко-економічні показники.

БПЛА повинен мати можливість дистанційного керування, а також виконувати політ в автоматичному режимі (наприклад, під управлінням автопілоту). З урахуванням корисного навантаження (відеоканал фронтального огляду, автопілот, пристрій відбору проб, вимірювач радіаційного фону тощо) злітна вага повинна становити 2...4 кг. Прийнятним є БПЛА літакового типу зі штовхаючим гвинтом на електричній тязі. Компонівка під різні види корисного навантаження призводить до необхідності в кожному окремому випадку адаптувати їх конструкцію до

конкретного завдання. Побудова ІВС на основі БПЛА дозволяє, з використанням систем GPS, здійснити прив'язку результатів вимірювань у будь-якій точці підконтрольного інформаційного простору до їх географічних координат.

Дослідження можливостей моніторингу температурного стану магістральних трубопроводів, що призначені для передавання теплової енергії, з використанням мобільних ІВС на базі БПЛА знаходяться на етапі проведення натурних експериментів. В цілому, мобільні ІВС на базі БПЛА дають можливість проводити моніторинг стану і динаміки характеристик в часі і в просторі довкілля ТЕС та інших об'єктів теплоенергетики, як в режимах on-line, так і інших режимах.

В штатному режимі функціонування досліджуваних об'єктів поточний дистанційний контроль з використанням мобільних ІВС є більш економним у порівнянні з іншими засобами контролю. Системи моніторингу дозволяють отримувати достовірну інформацію про функціонування об'єктів теплоенергетики. Зокрема, моніторинг параметрів забезпечує неперервний контроль основних параметрів теплотехнічних установок і технологічних процесів вироблення, транспортування та споживання теплоти. В результаті моніторингу технічного стану теплоенергетичного об'єкту встановлюються результати діагностування об'єкту та прогнозування часу зміни його стану.

Крім перелічених вище складових, що забруднюють довкілля в процесі роботи обладнання ТЕС, виникають локальні шкідливі складові, які утворюються внаслідок роботи обладнання для підготовки палива (вугілля) та хімічного очищення води. Це, перш за все, шумовібраційні та хімічні складові. В результаті роботи генераторів, трансформаторів, іншого перетворюючого та розподільчого обладнання виникають також окремі локальні шкідливі складові, які пов'язані з електромагнітними, шумовібраційними та тепловими процесами.

При виникненні аварійних ситуацій (пошкодження топково-котельного обладнання, системи димових фільтрів та ін.) можливе різке посилення забруднюючого впливу на довкілля продуктами згоряння ТЕС. Локальне забруднення виникає також внаслідок аварій потужних трансформаторів, що може супроводжуватись викидом трансформаторного мастила і пожежами.

Використання спеціалізованих ІВС додатково до існуючих методів і засобів моніторингу довкілля і обладнання ТЕС дає можливість (у тому числі і з використанням БПЛА) здійснювати дистанційний багатофункціональний моніторинг, який дозволяє:

- вимірювати ступінь концентрації небезпечних продуктів згоряння (СО, частки золи, диму та ін.);
- використання БПЛА забезпечує одержання цих даних дистанційно, в різних шарах атмосфери довкілля ТЕС;
- вимірювати температурний стан електротехнічного обладнання ТЕС та магістральних ЛЕП, що призначені для передавання виробленої електроенергії;

- контролювати температурний стан магістральних трубопроводів, що призначені для передавання виробленої теплової енергії.

Багатофункціональність сучасних засобів дистанційного моніторингу об'єктів ТЕС передбачає розширення їх можливостей за рахунок використання відповідних інформаційно-вимірювальних засобів (відеоспостереження довкілля та обладнання ТЕС, вимірювання та аналіз складу речовин у довкіллі, тепловізійний контроль ЛЕП та трубопроводів та ін.). Для реалізації процесу моніторингу в мобільних ІВС використовуються як апаратно-програмні системи різного призначення, засоби спостереження, так і інформаційні технології, транспортні засоби, в тому числі БПЛА та відповідне інформаційне забезпечення. Інформаційне забезпечення є інтегральним продуктом значної кількості компонент, складових так званого м'якого обладнання досліджуваних систем, об'єктів, комплексів.

Програма моніторингу включає контроль концентрації шкідливих речовин у верхніх шарах атмосфери та сумарного внеску джерела забруднення в нижніх шарах атмосфери, траєкторія обльоту визначається площею джерела забруднення, а також технічними можливостями БПЛА, які обумовлюють максимальну дальність польоту. Відбір проб може здійснюватися з допомогою ізокінетичного пробовідбірника, виконаного у вигляді фільтроежекційного пристрою (ФЕП) і наведеного на рис. 3 і 4.

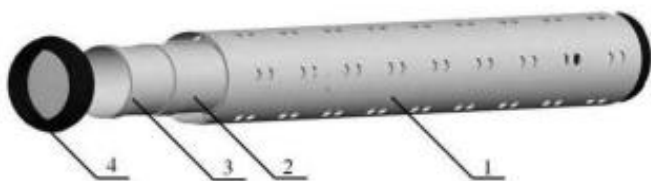


Рис. 3. Схема ФЕП [5]:

1 – зовнішній корпус (ежектор), 2 –
внутрішній сітчастий корпус, 3 – фільтр,
4 – вхідний фланець



Рис. 4. Фото ФЕП на БПЛА [5]

Використання БПЛА під час аварій на енергетичних об'єктах дозволяє отримувати в режимі реального часу фото- та відеозображення для оцінювання реальної ситуації на об'єктах та прийняття рішень щодо вибору ефективних засобів боротьби з наслідками аварій. БПЛА можуть бути обладнані звичайними фото та відеокамерами, інфрачервоними камерами для роботи в нічних умовах, тепловізійними камерами для отримання інформації про температуру в різних частинах об'єкту, пристроями для вимірювання радіаційного фону та аналізаторами повітря для отримання даних про стан атмосфери навколо об'єктів енергетики тощо. Разом з цим, БПЛА доцільно використовувати не тільки під час аварій, а й для

періодичного моніторингу параметрів навколишнього середовища об'єктів енергетики, які працюють в штатному режимі з метою отримання інформації про стан об'єктів і навколишнього середовища в реальному часі, інспектування інфраструктури та запобігання нештатним ситуаціям.

Питання для самоперевірки

1. Чому потрібен моніторинг на електростанціях? Дайте визначення моніторингу.
2. Чому використовують дистанційне діагностування?
3. Як відбувається прийняття рішень з управління процесом діагностування?
4. Наведіть приклад використання спеціалізованих інформаційно-вимірjuвальних систем для моніторингу в теплоенергетиці.
5. Які вимоги до БПЛА при моніторингу?
6. Назвіть переваги дистанційного багатофункціонального моніторингу.
7. Наведіть приклад програми моніторингу в енергетиці.

Тема 11

КОМПЛЕКСНЕ ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЧНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

План

1. Комплексне впровадження автоматичної системи управління.
2. Технологія Smart Grid.

Комплексне впровадження автоматичної системи управління (АСУ) — це багатоетапний процес створення, налаштування, інтеграції та повнофункціонального запуску системи, що забезпечує автоматизоване управління технологічними, виробничими або енергетичними процесами на підприємстві чи об'єкті.

Переваги комплексного впровадження АСУ:

- * Підвищення ефективності та стабільності виробничих процесів
- * Зменшення людського фактору та ризиків помилок
- * Скорочення витрат на енергію та ресурси
- * Підвищення якості продукції або послуг
- * Можливість гнучкого масштабування системи

Комплексне впровадження АСУ є необхідною умовою цифрової трансформації підприємств та підвищення їх конкурентоспроможності в умовах сучасного ринку.

На рис.1 приведена ієрархічна структура теплоенергетичної системи великого енергетичного підприємства.

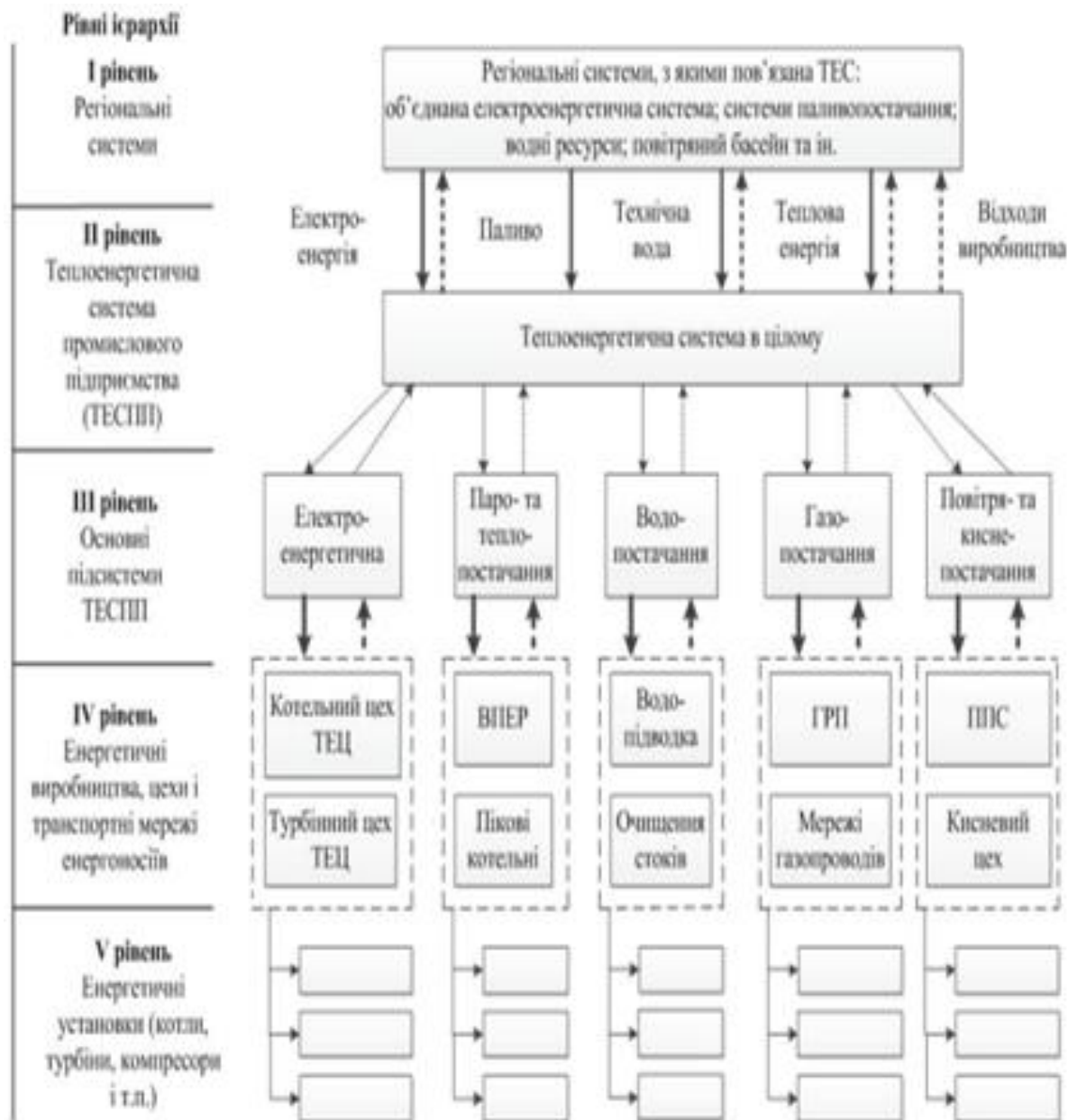


Рис.1. Ієрархічна структура теплоенергетичної системи [3]

Елементи V рівня самі по собі є складними установками (наприклад, парова турбіна) і можуть піддаватися подальшій деталізації на більш низьких рівнях. До завдань ієрархічних рівнів II-IV відносяться такі, наприклад, як розподіл різних видів палива між окремими споживачами; вибір складу і профілю основного енергетичного обладнання; оптимізація параметрів і виду теплової схеми ТЕС ПП та ін. До завдань рівня V і нижчих ієрархічних рівнів відносяться вибір оптимальних термодинамічних і конструктивних параметрів конкретного теплоенергетичного обладнання з визначеними на рівнях II-IV параметрами. Такий підхід до розгляду теплоенергетичної системи дозволяє використовувати технологію Smart Grid для діагностування окремих рівнів.

Технологія Smart Grid. Поява і розвиток концепції Smart Grid є природним етапом еволюції теплоенергетичної системи, обумовленим з одного боку очевидними потребами і проблемами поточного теплоенергетичного ринку, а з іншого боку технологічним прогресом, у першу чергу в області комп'ютерних та інформаційних технологій. Діючу теплову енергетичну систему без Smart Grid можна охарактеризувати як пасивну і централізовану, особливо в частині останнього ланцюга – від розподільчих мереж до споживачів.

Саме в цій частині ланцюга постачання теплової енергії технологія Smart Grid найбільш істотно змінює принципи функціонування, пропонуючи нові підходи активної і децентралізованої взаємодії.

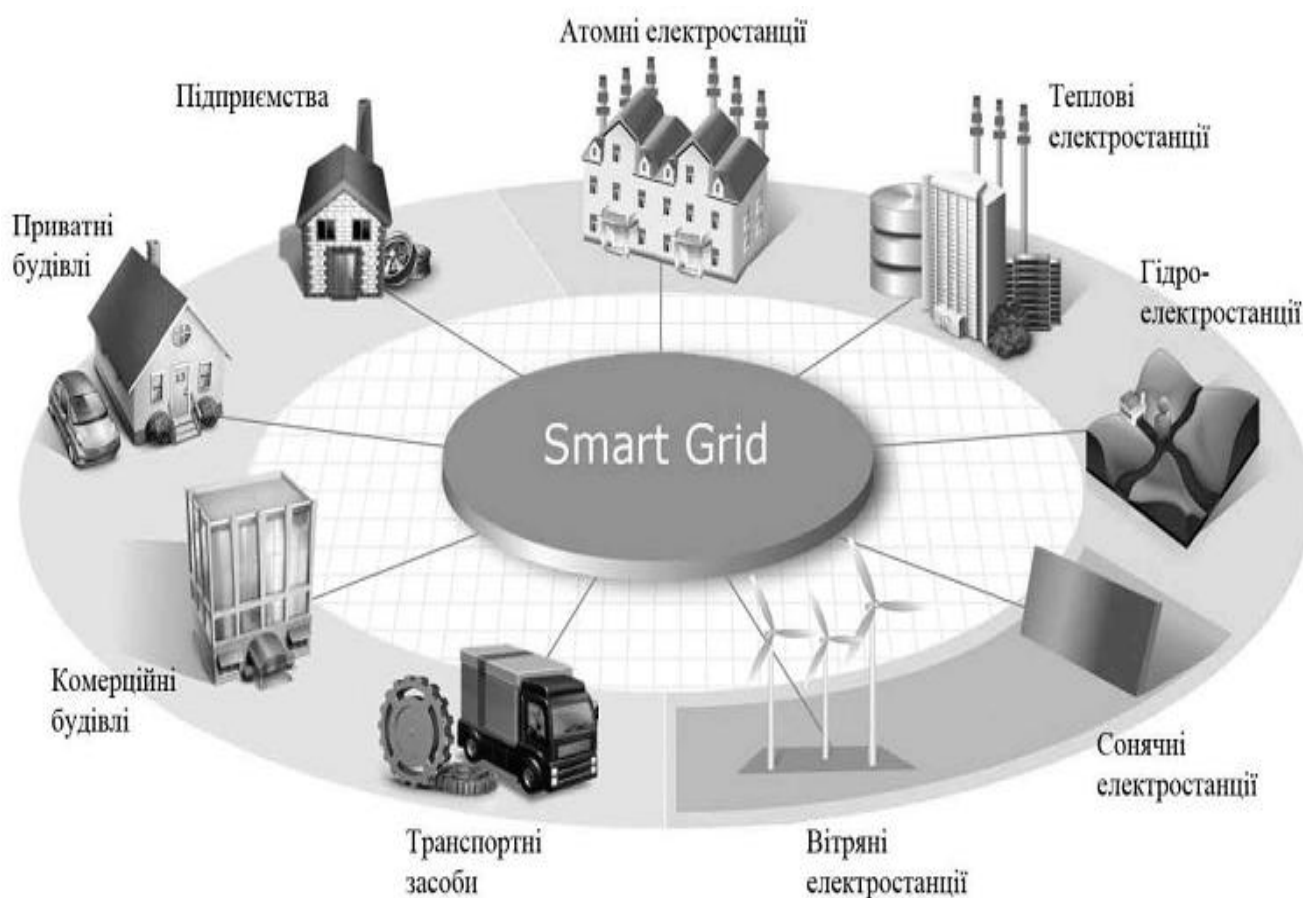


Рис.2. Ілюстрована схема напрямів застосування технології Smart Grid [3]

Технологія Smart Grid (рис. 2) характеризується кількома інноваційними властивостями, що відповідають новим потребам ринку, серед яких:

1. Активна двонапрямлена схема взаємодії в реальному масштабі часу та інформаційного обміну між всіма елементами (учасниками мережі) – від виробників теплової енергії до кінцевих споживачів.

2. Охоплення всього технологічного ланцюга теплоенергетичної системи: виробників теплової енергії, розподільчих мереж і кінцевих споживачів.

3. Для забезпечення інформаційного обміну даними в Smart Grid передбачено використання цифрових комунікаційних мереж та інтерфейсів обміну даними.

Однією з найважливіших цілей Smart Grid є забезпечення практично безперервного керованого балансу між попитом і пропозицією теплової енергії. Для цього елементи мережі повинні постійно обмінюватися між собою інформацією про параметри теплової енергії, режими споживання і генерації, кількість спожитої енергії і планове споживання, комерційною інформацією.

4. Smart Grid вміє ефективно захищатися і самовідновлюватися від великих збоїв, природних катаклізмів, зовнішніх загроз.

5. Технологія Smart Grid сприяє оптимальній експлуатації інфраструктури теплоенергетичної системи та розподілу теплової енергії між споживачами з урахуванням їх пріоритету.

6. З точки зору загальної економіки Smart Grid сприяє появі нових ринків, гравців і послуг. Технологія Smart Grid функціонує через систему спеціальних «розумних» лічильників, встановлених на підприємствах і в житлових приміщеннях. Вони інформують про рівень споживання теплової енергії, що дозволяє коригувати використання теплотехнічне обладнання в часі і розподіляти теплову енергію в залежності від потреб.

Новітні інформаційні системи в енергетиці охоплюють великі масиви даних, Інтернет, безпроводні мережі передачі даних, «хмарні» комп'ютерні технології тощо. Зокрема, в останні роки суттєво збільшилось використання безпроводних сенсорів та іншого апаратного обладнання теплоелектричних станцій. Вони вимірюють та передають на диспетчерський пульта велику кількість інформації: дані про температуру, тиск в трубопроводній системі, вібраційні характеристики та інші. Маючи таку інформацію від безпроводних сенсорів, яку в багатьох випадках не можна отримати в інший спосіб, системи моніторингу, контролю та діагностики протягом певного періоду здатні забезпечити більш ефективне оцінювання необхідності профілактичних робіт на теплоенергетичному устаткуванні за рахунок накопичення статистичної інформації, яка відображає функціональні залежності зміни діагностичних параметрів в часі і просторі. Виходячи з вищесказаного, концепція Smart-Grid суттєво змінює вимоги до надійності обладнання тепло енергетичних мереж, а відповідно і вимоги до засобів її забезпечення (табл. 3).

Зокрема, в рамках традиційного підходу обслуговування обладнання здійснювалося, в основному, на основі планово-попереджувальних ремонтів, а засоби технічного діагностування використовувалися для пошуку дефектів уже після виведення об'єкта з роботи.

Особливо відповідальне обладнання оснащене власними системами контролю та моніторингу, які забезпечують аварійну сигналізацію при виникненні нештатних ситуацій, але мають недостатньо засобів для виявлення, класифікації та локалізації дефектів.

Таблиця 1.

Порівняння традиційного і нового підходів до обслуговування теплоенергетичного обладнання і забезпечення його надійності [3]

В рамках традиційного підходу	В рамках концепції Smart Grid
▪ функціональне діагностування (постійно або періодично) лише для особливо відповідальних об'єктів ▪ система плановопереджувальних ремонтів ▪ тестове діагностування (під час планових зупинок) ▪ локальні системи діагностування, захисту та автоматики для особливо відповідальних об'єктів	° діагностування та віддалений моніторинг стану для широкого класу обладнання ° обслуговування та ремонт за фактичним станом ° адаптивні розподілені системи ° забезпечення надійності (діагностування, моніторинг стану, самовідновлення де це можливо)

В рамках концепції Smart Grid передбачається, що обслуговування та ремонт будуть здійснюватися за фактичним станом. Для цього значно більша частина обладнання буде охоплена системами забезпечення надійності, які будуть здійснювати постійний чи періодичний контроль його фактичного технічного стану. Крім того, самі ці системи будуть мати більше можливостей: двосторонній обмін інформацією на всіх рівнях, віддалений моніторинг стану, прогнозування відмов, планування необхідності у запасних частинах, оцінка залишкового ресурсу, забезпечення можливості самовідновлення обладнання (при умові відповідного резервування). В зарубіжній англійській літературі перелічені вище задачі об'єднують під загальною назвою “Asset Management”. Зараз активно ведуться як інженерні, так і наукові роботи в даному напрямку, причому їх автори пов'язують свої результати саме з реалізацією ключових моментів концепції Smart Grid.

Провідні виробники теплоенергетичного обладнання вже зараз пропонують ряд програмних продуктів, призначених для збору та узагальнення статистичної інформації про умови експлуатації та фактичний стан різноманітного обладнання теплоенергетичних мереж. Потреба в оснащенні широкого кола різноманітного теплоенергетичного обладнання системами діагностування, моніторингу та контролю стану зумовлює те, що ці системи повинні бути адаптивними. Важливу роль у забезпеченні широких можливостей систем нового покоління буде відігравати розподіл обчислювальних ресурсів між різними системами діагностування, моніторингу та контролю на різних рівнях ієрархії теплоенергетичної системи. Суть розроблюваної системи діагностування теплоенергетичного обладнання полягає в моніторингу і прийнятті діагностичних рішень на кожному з окремих ієрархічних рівнів, що дозволяє виявити, локалізувати та усунути дефекти до того, як об'єкти діагностування перейдуть до несправного

стану. Виходячи з ієрархії обладнання ТЕС, система вимірює діагностичні сигнали, які несуть інформацію про фактичний стан вузлів устаткування, яке діагностується.

Таким чином, до складу системи можуть бути включені сенсори тих фізичних величин, які використовуються для діагностування конкретно заданої системи. Залежно від об'єкта діагностування до складу системи можуть входити:

- термопари або терморезистори – для вимірювання температури;
- акселерометри – для вимірювання параметрів вібрацій;
- вимірювальні мікрофони – для визначення рівня акустичних шумів;
- сенсори електричних величин – для вимірювання параметрів функціонування трансформаторів;
- сенсори тиску – для контролю за розрідженням в топці;
- сенсори газів – для визначення концентрації шкідливих речовин в димовому тракті;
- лічильники теплової енергії – для визначення поточного режиму роботи теплотехнічного обладнання та ін.

Сучасні системи діагностування практично завжди будуються на основі деякого цифрового засобу обчислення (мікроконтролера, персонального комп'ютера, промислової робочої станції тощо). Для системи діагностування, яка відповідає основним принципам концепції Smart Grid, ця вимога є обов'язковою, оскільки в рамках «розумних мереж» обмін інформацією здійснюється в цифровій формі. Таким чином, виміряні сигнали повинні перетворюватися в цифрову форму з метою подальшого опрацювання в обчислювальному ядрі системи.

Кінцевий етап оброблення інформації в системі діагностування – це відображення отриманих результатів для користувачів різних рівнів. Для цього в структуру системи включаються відповідні засоби, які, зокрема повинні забезпечувати авторизацію користувачів системи, розподіл прав доступу, захист інформації. Слід зазначити, що в системах діагностування складних об'єктів може вимірюватися значна кількість діагностичних сигналів, що призводить до необхідності обміну між компонентами системи інформацією у значних обсягах.

Для зменшення навантаження на канали зв'язку застосовується одним з основних принципів концепції Smart Grid – принцип децентралізації обчислювальних ресурсів. Таким чином, структуру розроблюваної системи діагностування можна умовно розділити на ієрархічні рівні, аналогічно тому, як це було зроблено вище щодо теплотехнічного обладнання теплоенергетичної системи (рис. 3).

Розподіл функцій між ієрархічними рівнями системи доцільно організувати таким чином:

- рівень I (вимірювальні перетворювачі (ВП)) – первинний відбір діагностичної інформації (вимірювання діагностичних сигналів, підсилення, аналогова фільтрація, перетворення в цифрову форму);

- рівень II (дротова та бездротова місцева система діагностування (МСД)) – накопичення, повноцінна обробка і глибокий аналіз даних, швидке реагування на аварійні сигнали з нижчого рівня, прийняття діагностичних рішень по об'єкту діагностики в цілому, архівація статистичних даних, прогнозування надійності та оцінювання залишкового ресурсу обладнання, планування ремонтних робіт;

- рівень III (центральна система діагностування (ЦСД)) – представлення даних різним користувачам (у тому числі територіально віддаленим, наприклад через Web технології) з обмеженням прав доступу в залежності від службових обов'язків. Для відображення інформації локальним користувачам (наприклад, обслуговуючому персоналу), а також для обміну інформацією з центральною системою діагностування ТЕЦ всі МСД включаються в локальну мережу, що працює на основі Ethernet.

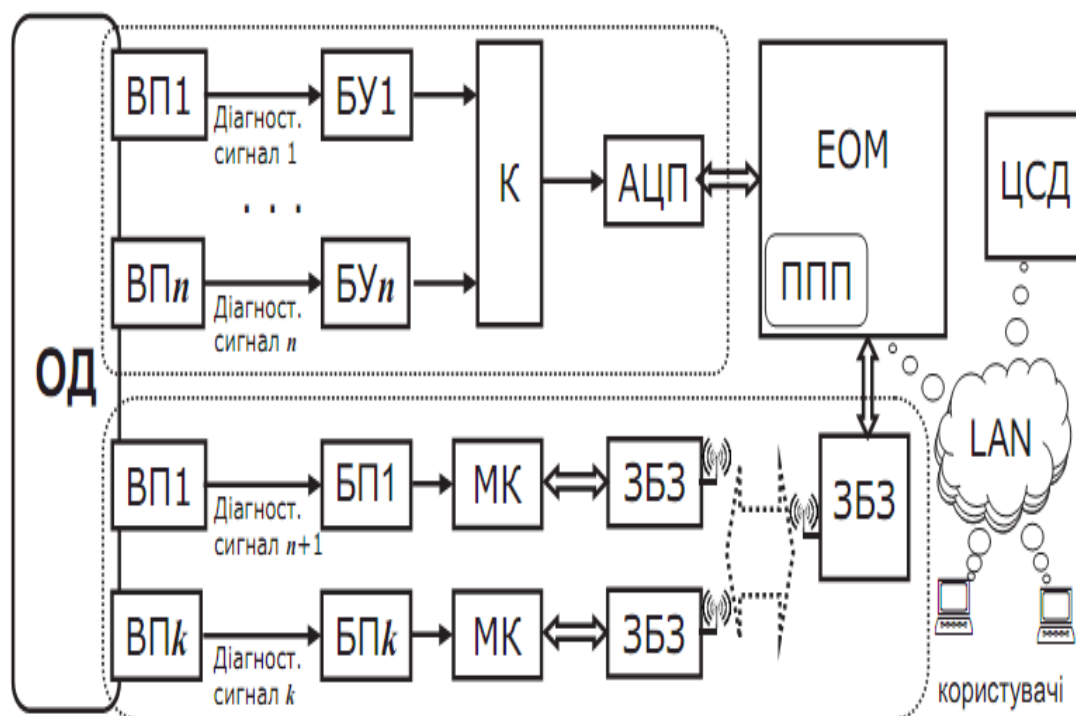


Рис.3. Структура багаторівневої системи діагностування теплотехнічного обладнання [3]

Для надання можливості обміну інформацією із зовнішніми користувачами (це можуть бути як люди, так і пристрої, що працюють за межами даної ТЕЦ, але об'єднані в «розумну мережу»), ЦСД має зв'язок з глобальною мережею (Internet). Через це виникає ряд серйозних проблем забезпечення захисту інформації та уникнення можливих терористичних атак. Для розв'язання цих проблем використовуються спеціальні апаратні засоби захисту мережі.

Система діагностування теплотехнічного обладнання може функціонувати як із дротовою, так і з бездротовою МСД. Дротова МСД складається з блоку узгодження (БУ), комутатору (К), аналогово-цифрового перетворювача (АЦП) та

електронно-обчислювальної машини (ЕОМ). Бездротова МСД складається з блоку перетворення (БП), мікроконтролера (МК), засобів бездротового зв'язку (ЗБЗ) та ЕОМ. Використання як дротових, так і бездротових МСД дозволяє значно розширити клас діагностованого теплоенергетичного обладнання.

Врахування ступеня критичності дефектів на етапі розроблення системи дає можливість спростити її структуру; зменшити обсяги інформації, які обробляються в системі і передаються між її ієрархічними рівнями; і в кінцевому підсумку знизити вартість системи за одночасного збереження на достатньому рівні її функціональності.

Головними перевагами запропонованої системи діагностування теплоенергетичного обладнання на базі технології Smart Grid є:

- надійність (Smart Grid запобігає масовому відключенню теплоенергії);
- безпека (Smart Grid постійно контролює всі елементи мережі з точки зору безпеки їх функціонування);
- енергоефективність (зниження споживання теплової енергії; оптимальне споживання призводить до зниження потреб в генеруючих потужностях);
- екологічність (досягається на рахунок зниження кількості і потужності генеруючих елементів мережі; призводить до зниження концентрації шкідливих речовин в навколишньому середовищі (СО, NO_x, С_x Н_y, Н₂, С та ін.);
- фінансова економічність (зниження операційних витрат; споживачі мають точну інформацію про вартість і можуть оптимізувати свої витрати на теплову енергію; бізнес, в свою чергу, може оптимально планувати і формувати витрати на експлуатацію та розвиток генерації та розподільчих мереж).

Питання для самоперевірки

1. Чому необхідне комплексне впровадження автоматичної системи управління на електростанції?
2. Охарактеризуйте ієрархічну структуру теплоенергетичної системи великого промислового підприємства.
3. Що таке технологія Smart Grid? Її інноваційні властивості.
4. Охарактеризуйте підходи до обслуговування теплоенергетичного обладнання і забезпечення його надійності.
5. Який розподіл функцій між ієрархічними рівнями системи діагностування на базі Smart Grid?

РЕСУРС РАБОТИ ОСНОВНОГО ТЕПЛОСИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ.

План

1. Загальні положення
2. Ресурс роботи основного теплоенергетичного устаткування.

Загальні положення. Основна проблема вітчизняної енергетики - старіння обладнання теплових електростанцій, проектний ресурс (100 тис. год), котрих на всіх діючих електростанціях вичерпаний.

Галузеві організації, науково-дослідні інститути енергетичного машинобудування запропонували технічні рішення та провели комплекс науково-дослідних робіт, що дозволило збільшити проектний термін служби основних елементів котлів, турбін і трубопроводів приблизно в 2 рази. Наказом Міністерства палива та енергетики України N 90 (v0090558-05) від 21.02.2005 в галузевому нормативному документі «Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій. Типова інструкція", погодженому з Держнаглядом України, затверджені зміни до нього [7].

Подовження терміну експлуатації діючих енергоблоків електростанцій світу є одним із найбільш ефективних напрямків забезпечення окупності капіталовкладень в енергетичну галузь. Оціночні дані змінюються в діапазоні від 15 до 40% вартості нової електростанції. Це достатньо суттєва складових витрат, навіть при прийнятті технічного стану обладнання, аналізу пошкоджень та відмов, причин і механізмів виникнення дефектів металу. Вивчення причин и механізмів його старіння є однією із основ забезпечення надійної, безпечної експлуатації та визначення можливості подовження терміну експлуатації обладнання теплових і атомних електростанцій, в тому числі турбін.

Ресурс роботи основного теплоенергетичного устаткування. Необхідно відмітити, що існує кілька етапів продовження терміну служби енергетичного обладнання:

1. Парковий ресурс;
2. Індивідуальний ресурс;
3. Експлуатація понад індивідуальний ресурс.

Під парковим ресурсом розуміється напрацювання однотипних за конструкцією, матеріалів і умов експлуатації елементів теплоенергетичного обладнання, при якій забезпечується їх безаварійна робота при дотриманні стандартних вимог, що пред'являються до контролю металу, експлуатації та ремонту енергоустановок.

Індивідуальний ресурс - призначений ресурс конкретного об'єкта, визначений з урахуванням фактичних властивостей металу, геометричних розмірів і умов його експлуатації.

Поняття парковий і індивідуальний ресурс поширюються в основному на обладнання, яке працює в умовах повзучості. Працездатність інших зношуваних елементів (через корозію, ерозії, інших видів зносу) визначається за результатами періодичних обстежень їх фактичного стану. Її прогноз - короткостроковий, як правило, на один міжремонтний період.

Експлуатація великої кількості однотипного обладнання дозволила у вітчизняній енергетиці вирішувати проблему збільшення терміну служби старіючого обладнання поетапно. Введення поняття паркового ресурсу дозволило скоротити витрати на дослідження стану і діагностику металу енергоустановок до вичерпання цього терміну. Парковий ресурс для окремих елементів котлів, турбін і паропроводів за результатами виконаних досліджень склав від 70 до 300 тис.год.

Ресурс енергоустановки в цілому прийнято прирівнювати до ресурсу турбіни, так як заміна її або її найбільш дорогих деталей (роторів, корпусів циліндрів) призведе до різкого зростання одноразових витрат. Значення паркового ресурсу турбін наведені в таблиці 1.

Таблиця 1.

Значення паркового ресурсу парових турбін [4]

Завод-виготовник	Тиск свіжої пари, МПа	Потужність, МВт	Парковий ресурс	
			напрацювання, тис. год	Кількість пусків
АТ "ТМЗ"	9 та менше 13–24	50 та менше 50–250	270	900
			220	600
АТ "ЛМЗ"	9 та менше 13–24 24	100 и менше 50–300 500–1200	270	900
			220	600
			100	300
ВАТ "Турбоатом" (зараз «Українські енергетичні машини»)	9 и менше 13 24 24	50 и менше 160 300 500	270	900
			200	600
			170	450
			100	300

Парковий ресурс обладнання не є граничним.

Після досягнення паркового ресурсу проводиться поглиблене діагностування конкретних вузлів енергоустановок. Аналізуються умови їх експлуатації,

вимірюються фактичні розміри деталей, досліджуються структура, властивості і накопичена пошкодженість в металі, проводяться його дефектоскопічний контроль та попередня оцінка напруженого стану та залишкового терміну служби деталей. За результатами виконаних досліджень встановлюється індивідуальний ресурс елемента енергообладнання.

За результатами багаторічного комплексного дослідження закономірностей деградації структури і властивостей застосовуваних матеріалів, аналізу даних про зношення і пошкоджуваність елементів обладнання при напрацюваннях до 300 тис.год і більше, причини їх аварійних руйнувань прогнозуються, що індивідуальний ресурс енергоустановок складе в середньому не менше 1, 35-1,5 паркового ресурсу. Це консервативна оцінка. Наймовірніше термін надійної експлуатації більшої частини обладнання перевищить ці значення. Але для макрооцінок планованих на перспективу витрат для галузі така оцінка є правильною.

Слід мати на увазі, що в межах індивідуального ресурсу витрати на продовження терміну експлуатації обладнання збільшуються порівняно мало. Будуть потрібні деякі витрати на діагностику обладнання, що відпрацювало парковий ресурс, і заміну деяких деталей, які не забезпечують в достатній мірі вимоги експлуатаційної надійності. Прогнозується, що ці витрати не перевищать 10-20% вартості нового обладнання. За межами індивідуального ресурсу витрати, пов'язані з підтримкою працездатності тепломеханічного обладнання, будуть зростати прискореними темпами. Спочатку будуть збільшуватися витрати, пов'язані з контролем металу, а потім з ремонтом або заміною зношених деталей.

Застосуванням спеціальних ремонтно-відновлювальних або технологічних операцій можна збільшити фізичні можливості металу відповідальних вузлів. Досить добре досліджені і вже широко впроваджуються в енергетиці такі заходи, як відновлювальна термічна обробка деталей, що працюють в умовах повзучості, періодичне зняття пошкодженого поверхневого шару металу в зонах концентрації напружень, ремонт зношених деталей з застосуванням зварювальних технологій, захисних покриттів. За допомогою цих операцій можна відносно недорого продовжити до широко масштабного переозброєння електростанції термін служби окремих швидко зношуваних деталей.

Якщо не розглядати інші аспекти, то продовження терміну експлуатації енергоустановки в цілому може здійснюватися до нескінченності. Заміна зношених деталей новими також може служити заходом щодо продовження ресурсу обладнання. Однак цей шлях має істотні недоліки. Такий спосіб реновації фактично закладає відставання в розвитку галузі: обладнання морально застаріває, збільшуються витрати на його обслуговування і ремонти, які не виконуються і не піддаються застосуванням нових технологій і обладнання, можливості зниження витрат на паливо і скорочення обслуговуючого і ремонтного персоналу. Чим

пізніше почнеться технічне переозброєння галузі, тим дорожче воно обійдеться. Розуміючи все це, слід розумно пов'язувати продовження ресурсу обладнання з технічним переозброєнням ТЕС.

Доцільний диференційований підхід до продовження ресурсу обладнання різних енергоустановок як етапу технічного переозброєння енергетики.

Пропонується розглядати три групи обладнання:

група А - енергоблоки потужністю 500, 800 і 1200 МВт;

група В - енергоустановки потужністю до 300 МВт включно, експлуатуються при параметрах пари 13-24 МПа, 540-560 °С;

група С - енергоустановки, що експлуатуються при параметрах пари 9 МПа і нижче та 510 °С і нижче.

Група А. В значній мірі можливість збільшення паркового ресурсу в порівнянні з проектним більш ніж в 2 рази для енергоблоків потужністю 300 МВт і менше була пов'язана з директивним зниженням на початку 70-х років розрахункової температури свіжої пари і пари гарячого промперегріву з 565 до 545 °С. Енергоблоки потужністю 500-1200 МВт спочатку проектувалися на ресурс 100 тис. годин при температурі пари 545 °С. При проектуванні використовувалися уточнені методи розрахунку на міцність і нові знання про поведінку сталей в процесі їх тривалої експлуатації. Через відсутність запасів парковий ресурс для цих енергоблоків виявився близьким до проектного. Обладнання блоків потужністю 500, 800 і 1200 МВт зношуються швидше, ніж енергоустановок групи В.

Аналіз стану обладнання блоків групи А показав, що відносно скоро при напрацюваннях блоків від 120 до 180 тис. годин потрібно заміну великої кількості дорогих елементів теплосилового обладнання (паропроводів свіжої пари і пари гарячого промперегріву, роторів високого та середнього тиску турбіни, деяких колекторів котла разом з трубами поверхонь нагріву, а можливо і блоків клапанів паророзподілу, кріплення та інших зношених деталей). Швидше за все різні деталі виробляють свій ресурс не одотимчасово. Однак різниця в часі втрати працездатності металу основних елементів не складе більше 2-6 років. Заміна кожного з цих елементів вимагає великих матеріальних витрат і часу.

Доцільно тому на цих енергоблоках при напрацюваннях 150-300 тис. годин провести генеральну реконструкцію, під час якої слід не тільки замінити зношені елементи, але і поліпшити техніко-економічні показники блоків. Як варіант для газових (газотурбінних) блоків треба, наприклад, розглядати установку газотурбінних надбудов, за допомогою яких можливе підвищення потужності блоку 800 МВт до 1050-1100 МВт, а його ККД - до 49-50%.

Очевидно, що протягом осяжного часу блоки групи А збережуть свою високу техніко-економічну ефективність. Тому реконструктивні заходи на електростанціях з цими блоками повинні бути орієнтовані по тривалості на наступний період їх

роботи – в крайньому випадку, ще на 200 тис. год. При збереженні існуючих конструкцій і матеріалів відповідальних вузлів вирішити цю задачу неможливо.

Відновлення працездатності блоків групи А має супроводжуватися заміною матеріалів відповідальних елементів котлів, турбін і паропроводів більш перспективними. Одночасно на цих блоках до цільно впровадити сучасні конструкторські розробки і технологічні рішення, спрямовані на підвищення економічності, надійності і ресурсу обладнання, сучасні автоматизовані системи управління технологічними процесами і діагностики.

Група В. Досвід продовження ресурсу відповідальних елементів енергоустановок цієї групи дозволяє прогнозувати термін їх надійної експлуатації без істотного збільшення витрат на діагностику і заміну зношених вузлів в середньому приблизно до 300 тис.год. Після цього слід очікувати втрату працездатності і необхідність заміни дорогих вузлів і деталей.

Вибір шляху технічного переозброєння з використанням новітніх технологій (ГТУ-ТЕЦ і ПГУ на газі, парові енергоблоки підвищеної економічності на суперкритичні параметри пари, котли з циркулюючим киплячим шаром або з киплячим шаром під тиском, ПГУ з газифікацією на вугіллі) або заміною зношеного обладнання аналогічним повинен здійснюватися на економічній основі.

Важливу роль при прийнятті рішення будуть грати все більш посилюються з часом природоохоронні вимоги, які, безумовно, доведеться виконувати.

Група С. Енергоустановки цієї групи, особливо на ГРЕС, морально застаріли вже давно. Впровадження на них спеціальних технічних рішень, спрямованих на продовження ресурсу, недоцільно. Їх слід виводити з експлуатації при напрацюваннях понад 400 тис.год. До закінчення цього терміну значних витрат на підтримку їх працездатності не буде потрібно.

При гострій необхідності в тепловому навантаженні можна розглядати перетворення ТЕЦ, на яких встановлено це обладнання, в котельні, щоб потребу в електроенергії покривали економічніші енергоустановки. Залежно від місцевих потреб або умов можливі, звичайно, варіанти споруди на майданчиках цих ТЕС ПГУ, в яких в принципі може використовуватися частина наявного устаткування.

При виведенні з експлуатації даного обладнання буде потрібно його заміщення сучасним на тому ж майданчику або будівництво нової електростанції.

З огляду на зростаючі темпи споживання електричної і теплової енергії, крім технічного переозброєння і заміщення встановленої потужності, вимагається її розширення і будівництво нових ТЕС.

У всіх випадках вибір шляху технічного переозброєння електростанцій повинен спиратися на результати обстеження її стану, техніко-економічне обґрунтування, що враховує соціальні та природоохоронні аспекти. Дослідження повинно поширюватися не тільки на теплосилове обладнання, але також і на

будинки, будівельні конструкції, допоміжне обладнання, електричну частину, КВП, автоматику і ін.

Техніко-економічне обґрунтування переоснащення повинно орієнтуватися на мінімум витрат за новий термін служби. Обов'язково розглядати в ньому конкурентоздатність на ринку електроенергії і тепла та використання новітніх технологій.

Ініціативою у виборі шляхів технічного переоснащення повинен володіти власник енергопідприємства. До вирішення проблеми повинні залучатися спеціалізовані науково-дослідні організації і енергомашинобудівні підприємства, котрі професійно нею займаються. Підготовку до технічного переозброєння електростанцій слід починати завчасно. Розширене обстеження і технічне діагностування теплосилового обладнання ТЕС, як правило, приурочується до вироблення паркового ресурсу турбіни. До цього часу доречно підготувати технічні рішення з переозброєння енергопідприємства. За результатами обстеження, визначившись з остаточним варіантом переозброєння і термінами його можливої реалізації, можна буде розробляти заходи щодо забезпечення надійної експлуатації обладнання до досягнення цих термінів. У більшості випадків весь комплекс підготовчих робіт можна буде провести протягом часу вироблення індивідуального ресурсу обладнання.

Можна було б розглядати як спосіб збільшення ресурсу обладнання зниження параметрів пари. Але зниження параметрів пари на час вироблення індивідуального ресурсу як стратегічне рішення вважаємо неправильним. Воно нанесе економічні збитки всьому народному господарству країни. Будуть знижені ККД і потужність енергоустановок. Швидше за все ці збитки будуть внесені в тариф. Термін вичерпання індивідуального ресурсу відсунеться на кілька років, що сприятиме подальшій деградації енергомашинобудівних заводів і розслабленню енергетиків. До вичерпання нового терміну ситуація радикально не зміниться і отриманий вигащ у часі не буде належним чином використаний. Зниження параметрів пари може бути застосовано як крайній захід в якомусь конкретному випадку, коли для забезпечення надійної експлуатації обладнання потрібно заміна зношених деталей, а їх придбання затримувати або термін відновного ремонту енергоустановки з якихось міркувань треба змістити.

Пропонується розглянути два варіанти підходу до початку технічного переозброєння теплових електростанцій:

1. Проводити заміну обладнання після вироблення паркового ресурсу;
2. Цю операцію здійснювати після вироблення індивідуального ресурсу.
3. Переозброєння електростанцій після вироблення паркового ресурсу теплосилового обладнання.

Переозброєння багатьох галузей промисловості проводиться за першим варіантом при вичерпанні паркового ресурсу. За цим варіантом непотрібні були б

витрати на діагностування обладнання. Витрати на заміну зношених вузлів і деталей також були б незначні. В енергетиці цей варіант до цілком було б здійснювати при сприятливому фінансовому становищі країни.

Питання для самоперевірки

1. Який проектний ресурс обладнання енергоблоків?
2. Які етапи продовження терміну служби енергетичного обладнання Вам відомі?
3. Який розподіл на групи обладнання електростанцій?
4. Що необхідно для технічного переозброєння ТЕС?

Тема 13

ПРОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ РЕСУРСУ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ХАРКІВСЬКОЇ ТЕЦ-3 НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЙОГО СТАНУ ШЛЯХОМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ

План

1. Розгляд нормативного документу СОУ-Н МПЕ 40.1.17.302:2005 «Ультразвуковий контроль зварних з'єднань елементів котлів, трубопроводів і посудин. Настанова».
2. Загальні вимоги з ультразвукового контролю зварних з'єднань.
3. Аналіз експериментальних досліджень стану теплоенергетичного устаткування (котельного, паротурбінного, паропроводів, мережних підігрівачів) шляхом виявлення дефектів.

Розгляд нормативного документу СОУ-Н МПЕ 40.1.17.302:2005 «Ультразвуковий контроль зварних з'єднань елементів котлів, трубопроводів і посудин. Настанова». Актуальність питань діагностики стану металу обладнання теплових електростанцій, в тому числі із застосуванням неруйнівних методів контролю, все зростає. Це пов'язано в першу чергу з тим, що діюче обладнання ТЕС після відпрацювання паркового ресурсу вступає в нову фазу життєвого циклу, коли надійність найбільш напружених і відповідальних вузлів і деталей забезпечується виключно шляхом індивідуального контролю і продовження терміну експлуатації на основі результатів технічної діагностики та оцінки залишкового ресурсу. Важливе місце в цій роботі належить питанням експлуатації елементів обладнання з внутрішніми дефектами, особливо з тріщинами. Найбільш поширеним в енергетиці методом виявлення і оцінки внутрішніх не суцільностей металу є ультразвуковий контроль.

Нормативний документ «СОУ-Н МПЕ 40.1.17.302:2005 Ультразвуковий контроль зварних з'єднань елементів котлів, трубопроводів і посудин. Настанова» (далі – нормативний документ) є першим в Україні нормативним документом, який містить в собі основні положення і конкретні рекомендації, методики та інструкції з контролю зварних з'єднань теплоенергетичного обладнання методом ультразвукової дефектоскопії.

При створенні цього нормативного документа збережені позитивні напрацювання попередніх документів, практичний досвід, а також враховані сучасні державні стандарти України як з питань неруйнівного контролю, так і з питань технічного регулювання в Україні, які на даний час повністю гармонізовані з європейськими стандартами. На підставі отриманих пропозицій вибір був зроблений на користь другої версії - максимально можливе наповнення документа конкретними рекомендаціями, що фактично означає збереження традицій, закладених в РД 34.17.302 (ОП №501 ЦД-75).

Ця концепція виправдана ще й тим, що загальні положення з неруйнівного, в тому числі з ультразвукового, контролю містяться в доступних для широкого загалу користувачів загальнодержавних документах, погоджених з європейським законодавством. Створення документа загального характеру було б значною мірою повторенням багатьох положень цих документів.

Особливостями цього нормативного документа є:

а) відсутність орієнтації на конкретні види ультразвукової апаратури. Це пов'язано з постійним прогресом в цій галузі. У документі викладені вимоги лише до найбільш істотними параметрами апаратури;

б) з урахуванням можливостей сучасних технічних засобів і набутого досвіду передбачено проведення контролю зварних з'єднань труб теплообмінних поверхонь і трубопроводів без підкладних кілець, починаючи з товщини стінки 2 мм, а для зварних з'єднань трубопроводів з підкладним кільцями, денець колекторів, посудин під тиском, кутових швів приварки штуцерів - починаючи з товщини стінки 4 мм;

в) розширені масштаби застосування АРД- шкал (діаграм). Цей метод корегування при контролі зварних з'єднань з повним проплавленням можна застосовувати починаючи з товщини зварювальних елементів 8 мм і більше (а не з 20 мм, як це було визначено в попередньому документі);

г) при виборі способів настройки фахівець з УЗК повинен керуватися власним досвідом з урахуванням особливостей апаратури. Сучасні дефектоскопи передбачають застосування АРД- технологій і дають можливість істотно спростити процес налаштування, скоротивши його до 1-2 хв.

У додаванні до НД наведено АРД- шкали для перетворювачів, найбільш поширених серед вітчизняних користувачів;

д) в документі передбачено врахування шорсткості поверхні і температури, визначені граничні значення температури поверхні виробу і навколишнього

середовища, а також шорсткість і хвилястість контактної поверхні. Поправки на шорсткість і температуру в деяких випадках дають можливість більш коректно здійснити вибір перетворювачів і з більшою точністю дати оцінку виявленим «не суцільностей» ;

е) в документі не передбачено застосування критерію умовної висоти дефекту під час контролю зварних з'єднань з товщиною зварюються 20 мм і більше. Це пов'язано з тим, що на даний час відсутні достовірні норми оцінки не суцільностей по умовній висоті під час контролю зварних з'єднань луна-методом. Дані за останні 10-15 років свідчать про відсутність прийнятної для практики кореляції між реальними геометричними розмірами «не суцільностей» і значеннями їх умовної висоти. Крім того, існують інші способи більш точного визначення цього параметра, що дає підставу сподіватися, що найближчим часом може бути розроблений відповідний окремий нормативний документ. У той же час документ не заперечує застосування умовної висоти в тих випадках, якщо кореляційний зв'язок між умовною і реальною висотою є прийнятною для практичного використання.

У документ включено низку спеціалізованих методик, що стосуються зварних з'єднань з неповним проплавленням або з технологічним непроваром, рішення про застосування яких має брати підприємство, що проводить ультразвуковий контроль під час виготовлення, монтажу або ремонту котлів, посудин, трубопроводів і металоконструкцій.

Нормативний документ стосується теплоенергетичного обладнання і визначає основні правила організації та проведення ручного ультразвукового контролю зварних з'єднань вузлів і елементів, виготовлених методом плавлення.

Нормативний документ поширюється на контроль зварних з'єднань елементів котлів, трубопроводів і посудин, що працюють під тиском, із сталей перлітного класу, а також металоконструкцій при їх виготовленні, монтажі, ремонті та експлуатації. Деякі положення НД стосуються сталей інших класів, про що є вказівки у відповідних розділах документа.

Цей нормативний документ містить в собі методики контролю, норми оцінки якості, а також встановлює порядок проведення та оформлення результатів ультразвукового контролю зварних з'єднань, в тому числі:

а) стикових кільцевих зварних з'єднань трубопроводів з підкладним кільцями, колекторів (камер) з товщиною стінки від 4 мм і більше, а також трубопроводів без підкладних кілець і труб поверхонь теплообміну з товщиною стінки від 2 мм і більше;

б) поздовжніх, спіральних і кільцевих зварних з'єднань труб, зварних з'єднань обичайок і днищ котелень барабанів і посудин, що працюють під тиском, з товщиною стінки від 4 мм і більше;

в) стикових поздовжніх зварних з'єднань штамповочно зварних елементів трубопроводів;

г) кутових зварних з'єднань штуцерів труб з товщиною стінки від 4 мм і більше з барабанами, колекторами, фланцями, піддонами, деаераційними колонками і трубами (в тому числі на зварних трійниках);

д) стикових і кутових зварних з'єднань листових конструкцій і металопрокату товщиною елементів 3 мм і більше з наступними граничними параметрами кривизни:

- 1) зовнішній радіус не менше 150 мм для поздовжніх зварних з'єднань;
- 2) зовнішній радіус не менше 12,5 мм для кільцевих зварних з'єднань;
- 3) внутрішній радіус не менше 50 мм для кутових зварних з'єднань.

Згідно з цим нормативним документом ультразвуковий контроль зварних з'єднань застосовується з метою виявлення не суцільностей (не провари, не сплавлення, тріщини, пори, шлакові включення) і оцінки їх характеристик в порівнянні з гранично допустимими нормами. Контроль відповідно до методиками цього документа забезпечує виявлення і оцінку дефектів з еквівалентної площею не менше, ніж передбачено чинними нормативно-правовими актами Державного комітету України по нагляду за охороною праці.

Загальні вимоги з ультразвукового контролю зварних з'єднань. Проекти конструкцій і технологій виготовлення виробів, зварні з'єднання яких підлягають УЗК, необхідно погоджувати з відповідними організаціями (підрозділами) з неруйнівного контролю на предмет забезпечення їх придатності до контролю. При цьому слід враховувати положення цього НД і інших документів, що стосуються технології та організації УЗК.

На придатність до контролю зварних з'єднань впливають конструкція зварного з'єднання, конструкція вузла його розташування, а також акустична прозорість основного металу. З точки зору придатності до контролю зварні з'єднання розділяються на три групи:

I група - кожна точка перетину, яка контролюється, є доступною для проникання центральним променем як мінімум з двох напрямків;

II група - кожна точка перетину, яка контролюється, є доступною для проникання центральним променем хоча б з одного напрямку;

III група - в перетині, яка контролюється, є елементи, недосяжні для центрального променя при контролі в будь-якому напрямку, при цьому, загальний розмір недосяжної площини не перевищує 20% загальної площини перетину, яка контролюється, і недосяжні елементи розташовуються в під поверхневої зоні зварного з'єднання.

Зварне з'єднання вважається непридатним для контролю за відсутності можливості перетину центральним променем зони, яка підлягає контролю, ні в одному напрямку, крім під поверхневої зони, або загальна недосяжна площину перевищує 20% загальної площі перетину, яка контролюється. Напрямки контролю

вважаються різними, якщо кути між центральними променями відрізняються не менш ніж на 35° .

Умови роботи металу парових та водогрійних котлів і трубопроводів.

Метал елементів парових або водогрійних котлів і трубопроводів працює в різноманітних і в низці випадків важких умовах. Каркас котла, його обшивка, деталі котельно-допоміжного обладнання експлуатуються при кімнатній або помірно підвищеній температурі і відносно невисоких напруженнях. Для виготовлення деталей каркас найчастіше використовуються вуглецеві сталі звичайної якості, які є найбільш дешевим технологічним конструкційним матеріалом.

Внутрішній тиск і додаткові зусилля, котрі викликані ваговими навантаженнями, тепловими розширеннями і низкою інших важко прогнозованих факторів, призводять до того, що елементи котлів працюють в важкому напруженому стані.

Деталі котлів і трубопроводів мають конструкційні концентратори напружень у вигляді отворів для приварки штуцерів, патрубків, різких переходів, перетинів і т. п. При пусках, зупинах, перехідних режимах в трубній системі і барабанах котлів виникають циклічні напруження. Тому для зняття піків місцевих напружень в умовах складного напруженого стану без небезпеки утворення тріщин метал цих елементів повинен мати високі пластичні властивості. Труби поверхонь нагріву омиваються гарячими топковим газами з одного боку і парою або водою з іншого боку. У сучасних парових котлах пара перегрівається до температури $545\text{--}570^\circ\text{C}$.

У металу при високих робочих температурах знижується міцність, виникають нові явища, що не спостерігаються при кімнатній температурі: метал починає накопичувати пластичну деформацію. При відносно, низькій напрузі, знижуються його пластичні властивості, і при тривалому навантаженні, погіршується структура, а на поверхні інтенсивно протікають корозійні процеси.

Хвостові поверхні нагрівання і сталеві газоходи парових котлів, в яких спалюють палива з великим вмістом сірки, схильні до низькотемпературної сірчистої корозії. На холодних поверхнях відбувається конденсація парів сірчаної кислоти. При спалюванні сильно забаластованих палив спостерігається інтенсивний ерозійний знос труб та поверхонь нагріву в результаті впливу абразивних частинок золи. На внутрішніх поверхнях труб котла, барабанів, камер і трубопроводів протікає корозія в воді або парі, відбувається утворення відкладень, забивання згинів труб, поверхонь продуктами корозії. При цьому погіршується теплообмін, так як шар оксидів, що володіє низькою теплопровідністю, вносить додатковий термічний опір.

Всі перераховані фактори впливають на надійність котла взагалі.

Під терміном надійність розуміється властивість об'єкта виконувати задані функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в заданих межах протягом

необхідного проміжку часу або напруження. Надійність котлів забезпечується шляхом правильного вибору матеріалів, стабільності властивостей матеріалів.

Необхідно відмітити, що при довготерміновій експлуатації виникає низка деформацій в котлах та різних за природою впливів на надійність експлуатації (пружна і пластична деформація котелень сталей, крихке руйнування судин і трубопроводів, вплив високих температур на механічні властивості сталей, повзучість і тривала міцність, релаксація напружень, втома і термічна втома), що суттєвим чином впливає на надійність котлів та термін їх експлуатації.

Основні вимоги, що пред'являються до зварних з'єднань в котлах, і трубопроводах – надійність довговічність в експлуатації. Якість і працездатність зварного з'єднання забезпечується за рахунок правильного вибору конструкції оброблення, методу і технології зварювання, якості основних і зварювальних матеріалів, температури і вологості навколишнього повітря і багатьох інших факторів, а також досить удосконаленими методами контролю підготовки до зварювання, її проведення і якості виконаних зварних з'єднань. Зварювальні роботи, що здійснені при виготовленні, монтажі і ремонті котлів і трубопроводів, можна умовно розбити на дві великі групи: перша група - зварювання елементів, що працюють під тиском; друга - зварювання металоконструкцій і допоміжного обладнання. До зварних з'єднань першої групи ставляться високі вимоги так як у цій групі відносно велика частка зварних з'єднань із легованих сталей і сплавів. До зварних з'єднань другої групи ставляться менш суворі вимоги щодо якості зварювання і обсягу контролю. Це в основному зварні з'єднання на вуглецевій сталі.

Необхідно відмітити, що до кожного виду зварювання – електродугового зварювання, автоматичного зварювання під шаром флюсу, аргону дугового зварювання, контактного зварювання, ацетилено - кисневого, газового зварювання, електрошлакового зварювання, кисневого різання, термічної обробки зварних з'єднань, а також до дефектів і контролю якості зварних з'єднань, впливу пластичної деформації на механічні властивості і працездатність сталей для котлів і трубопроводів, згину труб і основних технічних вимог до згинів, штампування днищ, вальцювання і штампування обичайок ставляться технічні вимоги, котрі присутні вищезазначеним видам зварювання та іншим операціям.

Аналіз експериментальних досліджень стану теплоенергетичного устаткування (котельного, паротурбінного, паропроводів, мережних підігрівачів) шляхом виявлення дефектів

Контроль стану теплоенергетичного устаткування ТЕЦ 3 (м.Харків, Україна) здійснювався ультразвуковим методом (товщиномір БУЛАТ).

Аналіз стану котельного устаткування за 2005-2017 показав:

В період з 2004-2017 р. р. товщина стінки пароперегрівача зменшилась на 1 мм. Допустиме відхилення таких труб пароперегрівача згідно нормативних даних

складає 10%. У даному випадку це складає 23% і вимагає термінової заміни ділянки труб зі зменшенням товщини стінки труби.

В період з 2004-2017 р. р. товщина стінки барабана змінилась з 90 мм до 85,9 мм – це 4,1 мм. Допустиме відхилення товщина стінки барабана згідно нормативних даних складає 20%. У даному випадку це складає приблизно 4,6 % , що відповідає допустимим відхиленням.

Аналіз стану мережних підігрівачів, бойлерів. В період з 2004-2008 р.р. не спостерігалось зменшення товщини стінок труб мережних підігрівачів. Починаючи з 2011 року спостерігається зменшення товщини стінок труб до 4, 2мм ; 2014 р., 2017 р. – відповідно до 4 мм та до 3,8 мм при нормі 6 мм. Таким чином, за експлуатаційний період величина зменшення товщини стінок труб мережних підігрівачів досягла 2,2 мм. Що досягає 36,6%. І вимагає термінової заміни участків труб зі зменшенням товщини стінок .

В період з 2004-2017 р. р. при нормі товщини денця барабана 26мм та товщини обічайки 10мм не виявлено пошкоджень в них . Відхилення незначні і відповідають нормативним даним.

Аналіз стану паропроводів, трубопроводів, газопроводів показав, що при нормативних даних для паропроводів, трубопроводів, газопроводів відповідних розмірів Ø274x10 мм (норма 10 мм), Ø108x4мм (норма 4 мм), Ø325x11мм (норма 11 мм) відхилення були незначними.

Аналіз стану паротурбінного устаткування показав, що відхилення були незначними. У 2004, 2008 роках дійсна товщина дінця і корпусу деаератора №5, значно менше паспортних даних (від 30% до 50%). Вимагає реконструкції живильно - деаераторного вузла.

Таким чином, для умов Харківської ТЕЦ-3 проведено аналіз експериментальних досліджень стану теплоенергетичного устаткування (котельного, паротурбінного, паропроводів, мережних підігрівачів) шляхом виявлення дефектів за 2004-2017 ультразвуковим методом.

Питання для самоперевірки

1. Чому необхідна діагностика стану металу обладнання теплових електростанцій неруйнівними методами контролю?
2. Які умови роботи металу парових та водогрійних котлів і трубопроводів?
3. Які основні вимоги, що пред'являються до зварних з'єднань в котлах, і трубопроводах?
4. Наведіть приклад проведеного аналізу стану котельного устаткування.

ТИПОВА ПРОГРАМА ТЕХНІЧНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ

План

1. Основні етапи технічного діагностування.
2. Рішення щодо працездатності об'єкта.

Основні етапи технічного діагностування. Типова програма технічного діагностування складається з найбільш загальних етапів робіт, властивих різним типам діагностованих об'єктів. Перелік і послідовність виконання таких етапів наведено на рис. 1.



Рис. 1. Алгоритм технічного діагностування

Перший етап технічного діагностування включає аналіз експлуатаційно - технічної документації та даних оперативної діагностики. Цей етап є попередніми і дозволяє отримати інформацію щодо об'єкта діагностування, визначити відповідність проекту використаних матеріалів і фактичного конструктивного виконання, фактичних умов експлуатації (навантажень, температур, робочих середовищ та ін.) проектним, вибрати визначальні параметри технічного стану, попередньо встановити очікувані деградаційні процеси, скласти перелік елементів і ділянок об'єкта діагностування, які найбільшою мірою схильні до появи пошкоджень і дефектів. Аналізу підлягають нормативно - технічна, проектна, монтажна та ремонтно - експлуатаційна документація, висновок експертиз промислової безпеки, проведених раніше, а також науково технічна інформація з відмов і пошкоджень аналогічних об'єктів.

Натурне обстеження об'єкта здійснюють у кілька послідовних етапів. У першу чергу проводять візуально - вимірювальний контроль, вимір геометричних параметрів об'єкта і розмірів виявлених дефектів. На об'єктах, що мають великі габаритні розміри, виконують геодезичну зйомку. Результатом цього етапу є виявлення зміни геометрії об'єкта, наявності поверхневих видимих дефектів і уточнення обсягу неруйнівного контролю. Далі неруйнівними методами виконують товщинометрію і дефектоскопію елементів та ділянок об'єкта, виявлених на попередньому етапі діагностування та уточнених при візуальному контролі. При необхідності роблять дослідження структури, визначення хімічного складу і механічних властивостей матеріалів.

У більшості випадків натурне обстеження завершують випробуванням об'єкта під навантаженням на міцність, стійкість і герметичність. Випробуванням передують відповідні перевіірочні розрахунки з урахуванням виявлених дефектів. Перевіірочні розрахунки відповідно з документацією виконують по допускаємих напруженням з урахуванням коефіцієнта запасу. Величина запасу визначається фізико - механічними характеристиками матеріалу конструкції і умовами її навантаження.

Рішення щодо працездатності об'єкта. Обладнання вважають працездатним, якщо його несучі елементи мають запаси міцності вище наступних нормативних значень:

$n_t = 1,5$ - запас міцності за межею текучості;

$n_b = 2,4$ - запас міцності по границі міцності;

$n_k = 2,0$ - запас міцності по критичному коефіцієнту інтенсивності напруг.

Якщо розрахунковий коефіцієнт запасу нижче встановлених значень, то приймають рішення про зниження робочих параметрів діагностуваного обладнання (тиску, температури, витрати) або виведенні його з експлуатації.

Якщо розрахунковий коефіцієнт запасу нижче встановлених значень, то приймають рішення про зниження робочих параметрів діагностуваного обладнання (тиску, температури, витрати) або виведенні його з експлуатації.

На завершальному етапі діагностування виконують аналіз виявлених дефектів і пошкоджень, їх відповідність нормам і критеріям, встановленим у нормативно - технічній документації, дають оцінку технічного стану об'єкта. З'ясовують необхідність проведення додаткових досліджень з метою уточнення визначальних параметрів на основі уточнення напружено - деформованого стану, деградаційних процесів і фактичних характеристик матеріалів.

За визнання об'єкта працездатним, а також за наявності можливості відновлення його працездатності виконують прогностичний розрахунок залишкового ресурсу по визначальним параметрам технічного стану з урахуванням швидкості росту відповідних дефектів і пошкоджень.

За результатами технічного діагностування приймають рішення про можливість і подальшої експлуатації об'єкта: продовженні експлуатації на робочих або знижених параметрах, необхідності ремонту об'єкта або демонтажу через неможливість або недоцільність його подальшого використання.

Залежно від конструктивного виконання в типову програму діагностування вносять зміни і доповнення, що враховують особливості конкретного об'єкта і передбачають проведення додаткових досліджень і застосування методів неруйнівного контролю.

Питання для самоперевірки

1. Що включає в себе перший початковий етап діагностування?
2. Як здійснюється натурне обстеження об'єкта?
3. У якому випадку обладнання вважається працездатним?

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Діагностика, надійність, ресурс парових турбін [Текст] : монографія / О. Л. Шубенко [та ін.] ; Укр. інж.-пед. акад. - Харків : Оперативна поліграфія, 2014. - 151 с. : рис. - Бібліогр.: с. 151. - 300 прим. - ISBN 978-966-8354-17-5 Режим доступу: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe
3. Бабак В.П., Запорожець А.О., Свердлова А.Д. Технологія SMART GRID в системах моніторингу об'єктів теплоенергетики // Пром. теплотехника, 2016, т. 38, №6. С. 71 – 81. Режим доступу: <https://nasplib.isoftware.kiev.ua/items/6cfff1aab-6a82-4fef-bf3c-eac03352815e>
4. Розвиток і удосконалення діагностичного забезпечення енергоблоків АЕС / Г.І. Канюк, Т.М. Фурсова, А.Ю. Мезеря, А.М. Чеботарьов, Ю.О. Бондаренко – Харків: Друкарня «Impress», 2022. – 132 с. Режим доступу: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe
5. Бабак В.П. Моніторинг об'єктів теплоенергетики з використанням безпілотних літальних апаратів // Пром. теплотехника, 2017, т. 39, №2. С. 25 – 30. Режим доступу: file:///C:/Users/user/Downloads/PTT_2017_39_2_6.pdf
6. Електронний ресурс. Енергетика: Історія, сучасність, майбутнє. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3>].
7. СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004 Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій. Типова інструкція. Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=57490
8. СОУ-Н МПЕ 40.1.17.302:2005 Ультразвуковий контроль зварних з'єднань елементів котлів, трубопроводів і посудин. Настанова (укр). Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=78679
9. Технічна діагностика та експлуатаційна надійність. Режим доступу: https://stud.com.ua/39370/tovarovnavstvo/tehnichna_dagnostika_ekspluatatsiyna_nadiynist
10. Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Стащук та ін. – К.: Академперіодика, 2005. – 280 с.

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному мережному режимі

Фурсова Тетяна Миколаївна

**СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ І ДІАГНОСТИКИ
ОБЛАДНАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю
174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 23.10.2025. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 3,39. Обсяг 1,553 Мб. Зам. № 524/25.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна