

М. Шульженко

Професор, докт. техн. наук

Л. Метельов

Канд. техн. наук

Ю. Єфремов

Канд. техн. наук

Інститут проблем машинобудування
ім. А. М. Підгорного НАН України,
м. Харків

УДК 621.165

ТЕХНОЛОГІЯ ОЦІНЮВАННЯ РОЗВИТКУ ВІБРОНЕБЕЗПЕЧНИХ ДЕФЕКТІВ ТУРБОАГРЕГАТУ

Описана розроблена технологія діагностування вібронебезпечних несправностей турбоагрегату, яка дає змогу оцінити розвиток таких дефектів, як поперечна тріщина в роторі, механічний дисбаланс ротора, механічний і тепловий прогин ротора, колінчатість вала, злам осі вала, розцентрування опор і порушення стійкості руху валопроводу в підшипниках ковзання.

турбоагрегат, вібродіагностика, інформаційні технології

Одним з ефективних методів вирішення проблеми підвищення надійності й безпеки використання наявних потужностей з мінімальними витратами є діагностування технічного стану працюючого турбоагрегату (ТА) за вібраційними параметрами із застосуванням новітніх комп'ютерних засобів та технологій. Доцільність використання засобів діагностики вібрацій для оцінювання технічного стану ТА базується на тому, що вібраційні параметри є найбільше чутливими до появи й розвитку ушкоджень і до змін режимних і тепломеханічних параметрів. Це дозволяє вчасно виявляти й приймати необхідні запобіжні заходи щодо розвитку ситуацій з небезпечними наслідками. Визначення причини порушення стабільності вібраційного стану турбоагрегату, встановлення гранично допустимих значень характерних параметрів вібрації валопроводу й опор, а також визначення моменту обов'язкової зупинки агрегату, є предметом безперервного автоматизованого аналізу і діагностування вібраційного стану турбоагрегату.

В ІПМаш НАН України створена та впроваджена на 4 енергоблоках потужністю 300 МВт система автоматизованого контролю і діагностування вібраційного стану (АКДВ) турбоагрегату [1, 2].

Оцінювання появи і розвитку вібронебезпечних несправностей та позаштатних ситуацій виконується інтерпретатором (діагностичним модулем розпізнавання) відповідно до бази знань і бази даних.

База знань включає формалізовані правила розпізнавання дефектів та їх ознаки, що сформовані на основі даних досліджень і досвіду експлуатації ТА про вплив механічних дефектів (несправностей) і режимних факторів на вібропараметри роторів і опор підшипників. База знань може поповнюватись, якщо отримані нові додаткові дані про вплив дефекту. Структура бази знань подана на рис. 1.

Діагностична база даних формується у відповідності до основних і допоміжних віброознак бази знань. Для цього в якості інформативних параметрів використовуються полігармонічні (інтегральні) і селективні (моногармонічні) параметри вібрації. Серед них середньоквадратичне значення віброшвидкості, розмах вібропереміщення, параметри складових спектрів (амплітуда, фаза, частота) у вигляді векторів і годографів, параметри розгінних вибігових характеристик, спеціальні функції співвідношень складових параметрів і таких, як векторні значення півсуми і піврізниці обертової складової вібрації

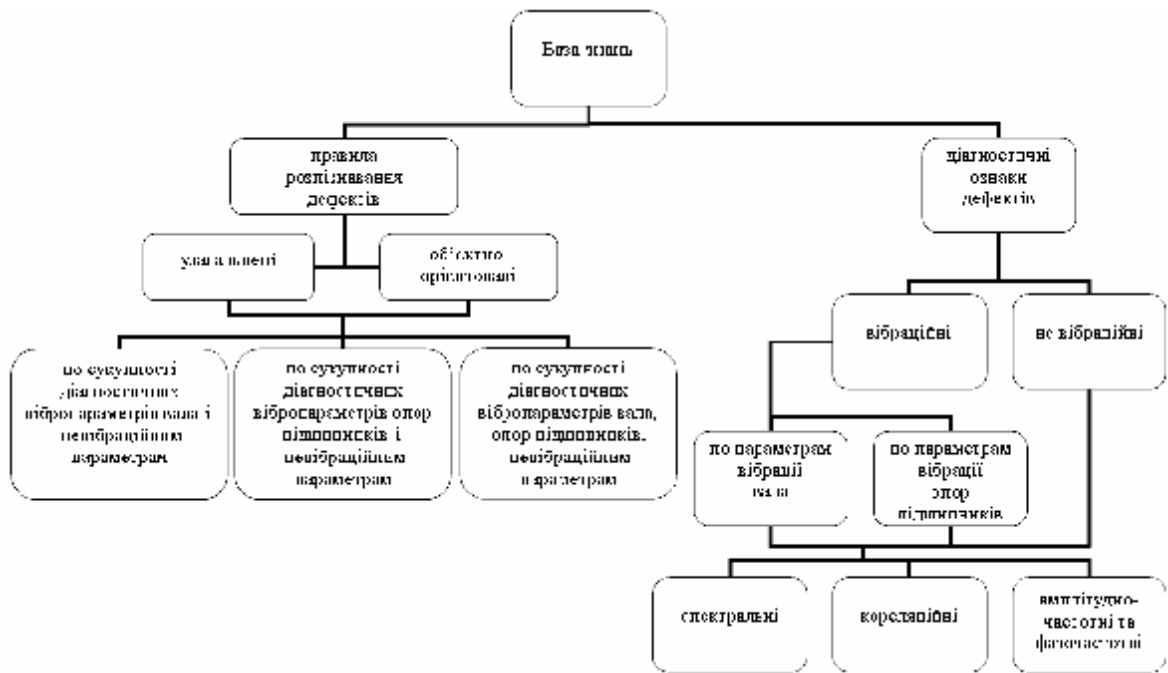


Рис. 1. Структура бази знань

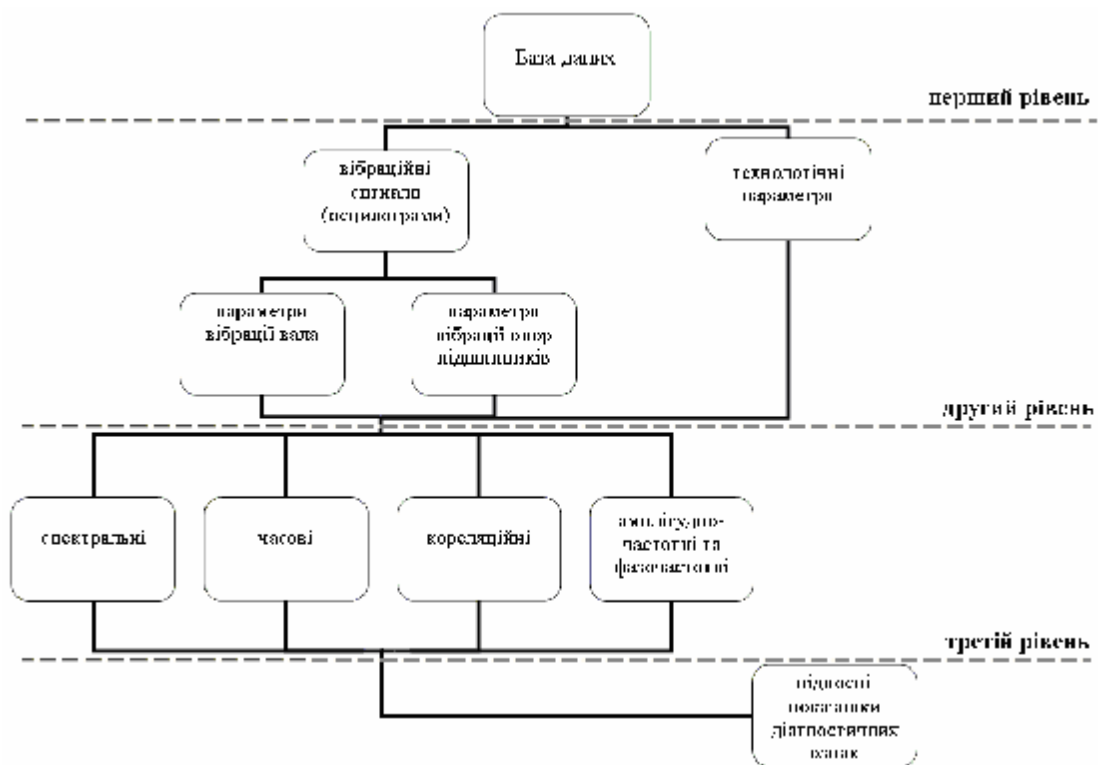


Рис. 2. Структура бази даних

у двох вибраних контрольних точках в однойменних напрямках (горизонтальному, вертикальному) тощо. Структура бази даних подана на рис. 2.

Розпізнавання дефектів експертною системою можуть здійснюватися за узагальненими й об'єктно-орієнтованими правилами. Узагальнені правила складені на підставі результатів математичного моделювання, натурних випро-

бувань і досвіду експлуатації ТА. Об'єктно-орієнтовані правила складаються для конкретного типу турбоагрегатів шляхом адаптації узагальнених правил на підставі отриманих і накопичених експериментальних даних і з досвіду експлуатації. При цьому об'єктно-орієнтоване правило діагностування є пріоритетним. Правила розпізнавання дефектів можуть складатися в залежності від

трьох можливих шляхів формування бази даних, а саме відповідно до сукупності діагностичних ознак дефектів: за вібраційними параметрами вала і невібраційними параметрами (режими роботи, технологічні параметри) ТА; за вібраційними параметрами опор підшипників і невібраційними параметрами ТА; за вібраційними параметрами вала і вібраційними параметрами опор підшипників і невібраційними параметрами ТА.

База даних має три рівні. Перший рівень містить осцилограми (миттєві значення вібропереміщення вала й віброшвидкості опор підшипників), часові реалізації технологічних і вібраційних параметрів (розмахи вібропереміщення вала й СКЗ віброшвидкості опор) і пускові (вибігові) характеристики. Другий рівень містить інформативні масиви параметрів і ознак (спектральні, часові, кореляційні, амплітудно-частотні і фазочастотні), які сформовані за даними першого рівня блоком оброблення інформації. Для зведення до безрозмірних значень цих даних блоком оброблення інформації формуються масиви значень відносних показників діагностичних ознак, що складають третій рівень бази даних.

Формалізація інформації, що містить дані в чисельній та логічній шкалі, здійснюється з використанням функції належності нечіткої множини ψ . Приклад графіка однієї з цих функцій наведено на рис. 3. Розгляд функції нечіткої множини ψ , що описує зміну параметра, наприклад, відносної амплітуди обертової гармонічної складової вібропереміщення вала d_1 , показує, що функція належності $\mu_\psi(d_1)$, побудована для ψ , характеризує наявність і міру зміни амплітуди обертової гармонічної складової вібропереміщення вала. Використання функції $\mu_\psi(d_1)$, дозволяє формалізувати відповідь на запитання, чи спостерігається зміна параметра.

Наприклад, якщо параметр d_1 змінився на 50 %, то користуючись графіком $\mu_\psi(d_1)$ (рис. 3), маємо однозначну відповідь "так", $\mu_\psi = 1,0$. При менших відсотках зміни d_1 , відповідно до графіка $\mu_\psi(d_1)$, будемо мати для заданої ознаки значення в діапазоні від 0 до 0,99.

Зауважимо, що та сама ознака при ідентифікації різних дефектів може мати різні функції належності m . Функції належності описують у базі знань для всіх характерних ознак вібронезбезпечних дефектів.

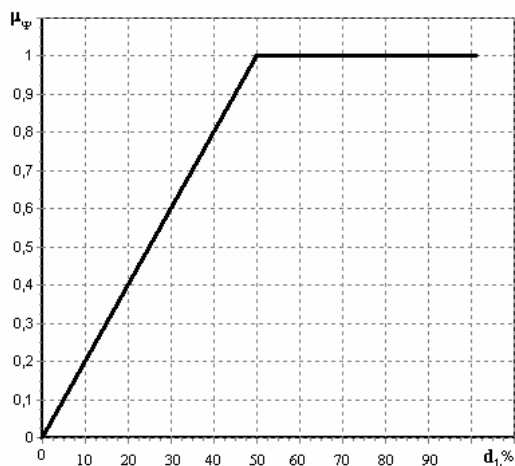


Рис. 3. Графік функції належності для нечіткої множини Y

Функції належності, вагові коефіцієнти й базові значення параметрів можуть уточнюватися в процесі навчання (удосконалення) алгоритму діагностування і отримання додаткових даних на засадах досліджень та експертних оцінок. При цьому чутливість алгоритму щодо оцінювання появи вібронезбезпечних несправностей ТА залежить від рівня початкових значень вібропараметрів (вібропереміщення вала й СКЗ віброшвидкості опор). Початкові значення вібропараметрів вибрані в межах не більше 0,5 від тих значень, за яких дозволяється експлуатація ТА без обмеження терміну [3 – 5].

Для розмахів вібропереміщення вала обрано 60 мкм, для СКЗ віброшвидкості опор – 2 мм/с, а для амплітуд спектральних складових за вібропереміщеннями вала – 10 мкм, за віброшвидкістю опор – 1 мм/с. Зниження рівня початкових значень вібропараметрів для алгоритму визначення дефекту дозволяє змінювати його чутливість щодо розпізнавання дефектів. Відповідно це підвищує вимоги до засобів вимірювання стосовно їхньої точності та надійності.

Отримані таким чином значення відносних показників ознак дефектів запам'ятовуються в третьому рівні бази даних і подаються на вхід модуля розпізнавання (інтерпретатора). Інтерпретатор в автоматизованому режимі виявлення дефектів шляхом застосування правил розпізнавання за відповідною сукупністю діагностичних ознак обчислює значення ймовірності наявності того чи іншого дефекту.

Алгоритми правил розпізнавання дефектів функції належності μ відповідно до множини ψ можуть бути застосовані для оцінювання появи таких дефектів як попережна тріщина в роторі, дисбаланс ротора, ушкодження з'єднання півмуфти, розцентрування опор та порушення стійкості руху валопроводу в підшипниках ковзання.

Діагностування вібронезбезпечних несправностей ТА здійснюється в діалоговому та автоматизованому режимах, що дає можливість проведення поглибленого діагностування вібростану і при особистій участі експерта (фахівця).

Якщо визначення ймовірності появи вібронезбезпечних несправностей ТА здійснюється у діалоговому режимі, то після запуску інтерпретатора експерт, використовуючи інтерфейс інтерпретатора (рис. 4), вибирає номер опори ТА, визначає, за якою сукупністю ознак і параметрів буде проведено діагностування дефектів, а потім проводить оцінювання за кожною ознакою. Результати діагностування виводяться в текстовий файл у табличному вигляді, де вказуються номер опори, по якій видається діагноз, а також значення ймовірності появи (розвитку) дефектів.

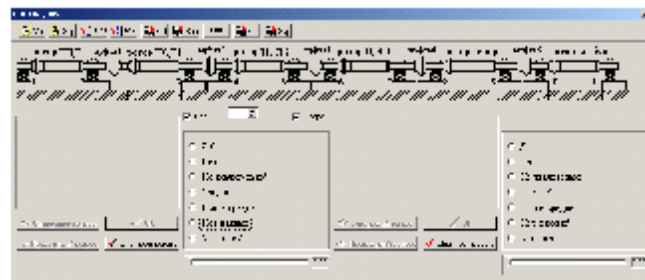


Рис. 4. Інтерфейс інтерпретатора

Інформаційно-діагностичний модуль допускає розширення і його доповнення новими ознаками, правилами й дефектами та його адаптування для конкретного типу агрегату.

В якості прикладу оцінювання вібростану і виявлення можливих несправностей більш детально розглянемо використання створеної технології для виявлення поширених порушень та дефектів у з'єднаннях роторів валопроводу за даними системи контролю та вимірювання параметрів вібрації роторів і опор підшипників. Система АКДВ турбоагрегату у реальному режимі часу записує у базу даних першого рівня осцилограми та часові реалізації технологічних і вібраційних параметрів. Блоком оброблення інформації за осцилограмами вібропереміщення вала й віброшвидкості опор підшипників для другого рівня БД формуються масиви:

- амплітуд і фаз (векторів) обертових складових вібропереміщення роторів і віброшвидкості опор підшипників за всіма контрольними точками;

- симетричних і косиметричних обертових складових віброшвидкості опор і вібропереміщень роторів у підшипниках за всіма сусідніми контрольними точками вздовж валопроводу (модулів півсуми і піврізниці векторів обертових складових вібрації опор і роторів).

Добові тренди цих параметрів в одному з ортогональних напрямів наведені на рис. 5, рис. 6 по роторах і

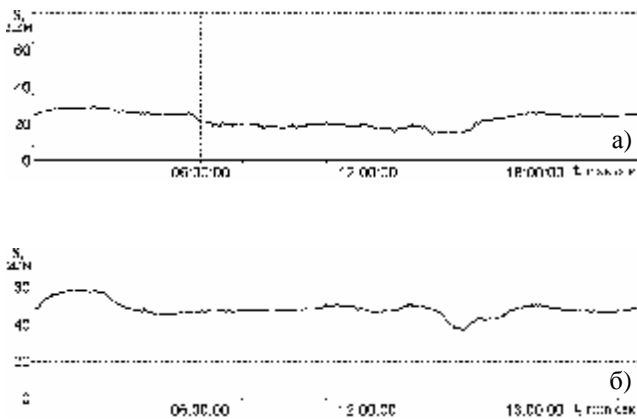


Рис. 5. Добові тренди амплітуд обертової складової вібропереміщення роторів (муфтове з'єднання 3): а – опора 5; б – опора 6

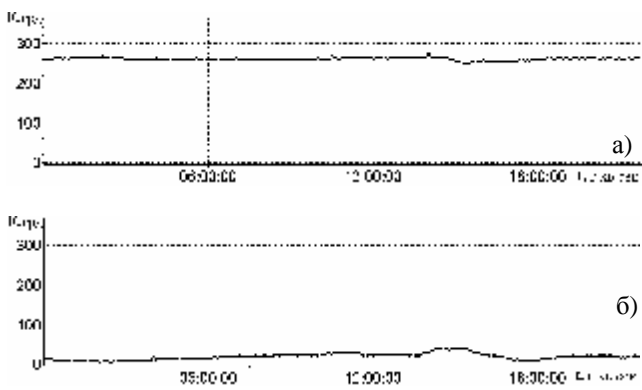


Рис. 6. Добові тренди фаз обертової складової вібропереміщення роторів (муфтове з'єднання 3): а – опора 5; б – опора 6

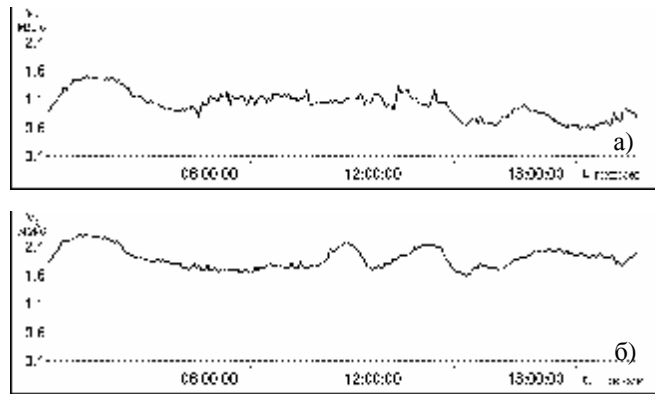


Рис. 7. Добові тренди амплітуд обертової складової віброшвидкості опор (муфтове з'єднання 3): а – опора 5; б – опора 6

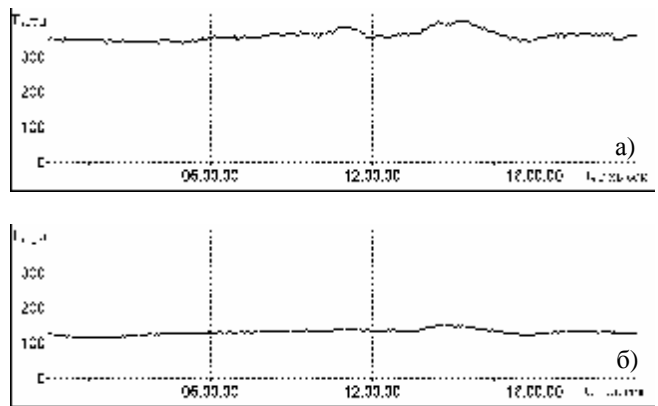


Рис. 8. Добові тренди фаз обертової складової віброшвидкості опор (муфтове з'єднання 3): а – опора 5; б – опора 6

на рис. 6, рис. 7 по опорах. Значення амплітуд S , фаз φ , симетричних S_c та косиметричних S_k обертових складових вібропереміщення роторів, а також амплітуд V , фаз φ , симетричних V_c та косиметричних V_k обертових складових віброшвидкості опор для одного фіксованого часу (02:04 30.03.2010) наведені в табл. 1.

За цими даними блоком формування діагностичного масиву було сформовано масив відносних показників віброознак Z , що складає третій рівень бази даних. Результат оброблення діагностичних масивів за параметрами вала та за параметрами опор у вигляді імовірнісної оцінки наявності дефектів подані у вигляді табл. 2. Слід зазначити, що оцінка розвитку того, чи іншого дефекту приводиться у таблиці тоді, коли імовірність наявності дефекту перевищує 50% рівень.

З метою оцінювання достовірності цих результатів експертно оцінювалась наявність дефектів з'єднання роторів валопроводу в муфтах. Експерт має можливість виконати діагностування за виявленим дефектом і провести оцінювання вібростану в діалоговому режимі шляхом використання інтерфейсу інтерпретатора, а також програмного забезпечення візуалізації діагностичних параметрів. Аналіз значень амплітуд і фаз векторів обертових складових вібропереміщення роторів у підшипниках 5 і 6 (рис. 5, рис. 6 та табл. 1) сусідніх з муфтовим з'єднанням 3, та значень амплітуд і фаз векторів обертових

Таблиця 1

Вібраційні параметри (муфтове з'єднання 3)

Номер опори	Амплітуди і фази обертових складових вібропереміщення роторів				
	S, мкм	φ°	$\Delta\gamma^\circ$	S _{ср} , мкм	S _{кв} , мкм
5	29	263	102	29	36
6	57	5			
	Амплітуди і фази обертових складових віброшвидкості опор				
	V, мм/с	φ°	$\Delta\gamma^\circ$	V _{ср} , мм/с	V _{кв} , мм/с
5	1,5	346	127	0,9	1,7
6	2,2	113			

Таблиця 2

Імовірність (P, %) наявності дефектів у муфтовому з'єднанні 3 за даними оброблення вібропараметрів

Об'єкт	Дефекти з'єднання роторів валопроводу в муфтах		
	колінчатість	злам осі	розкриття муфти
Вал	65	62	—
Опори	79	52	—

складових віброшвидкості опор цих підшипників (рис. 7, рис. 8 і табл. 1) показує, що фаза $\Delta\gamma > 50^\circ$, амплітуди не є сумірними, а кососиметрична обертова складова перевищує симетричну обертову. З найбільшою імовірністю спостерігається колінчатість. Крім цього, у спектрі вібропереміщення і віброшвидкості (рис. 9 а,б, рис. 10 а,б) помітна складова другого порядку, що також вказує на наявність колінчатості у цьому з'єднанні. Дефекти у з'єднанні роторів валопроводу викликають неістотний загальний рівень вібрації, що свідчить про незначний розвиток цих дефектів.

Результати автоматизованого діагностування співпадають з експертними висновками з виявлення дефектів, а також з результатами технічного огляду під час ремонту турбоагрегату. Розбіжність результатів на деяких опорах пояснюється менш чутливим налаштуванням функцій належності.

Використання розробленої технології оцінювання розвитку вібронезбезпечних дефектів турбоагрегату дозволить своєчасно оцінювати вібростан ТА і розвиток позаштатних ситуацій, що підвищить безпеку експлуатації потужних турбоагрегатів.

Література

1. *Задачи термочности, вибродиагностики и ресурса энергетических агрегатов*/ Шульженко Н.Г., П.П. Гонтаровский, Б.Ф. Зайцев. – Харьков: ХНАДУ, 2011. – 444 с.
2. *Технології діагностування вібраційного стану багатопорних роторних агрегатів* / М.Г. Шульженко, Л.Д. Метельов, Ю.Г. Єфремов, В.Й. Цибулько // Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобу-

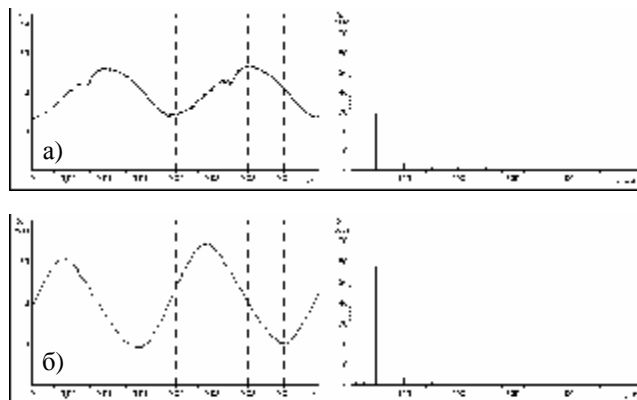


Рис. 9. Миттєві значення і спектральні характеристики вібропереміщення роторів: а – опора 5; б – опора 6

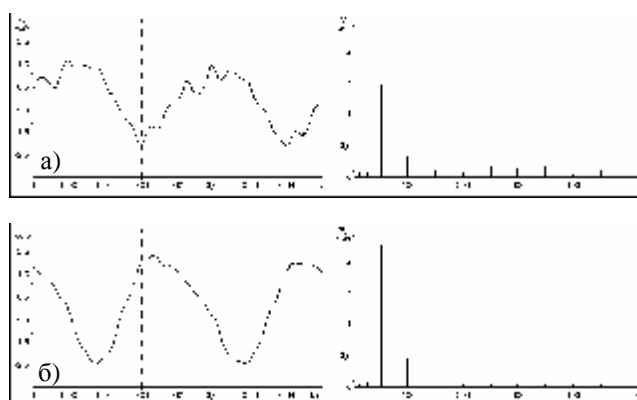


Рис. 10. Миттєві значення і спектральні характеристики віброшвидкості опор: а – опора 5; б – опора 6

дуванні. – Львів: Нац. техн. ун-т “Львівська політехніка”, 2006. – № 40. – С. 296–305.

3. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений: ГОСТ 25364–97. – Взамен ГОСТ 25364–88; введ. 1999-07-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. – 6 с.

4. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений: ГОСТ 27165–97. – Взамен ГОСТ 27165–86; введ. 1999-07-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. – 8 с.

5. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила: ГКД 34.20507-03. – К.: ОЕП “Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики”, 2003. – 597 с.

Отримана 25.05.10

M. Shul'zhenko, L. Meteleev, Yu. Efremov

Technology of an estimation of development of vibrating dangerous defects of a turbine unit

Institute for Mechanical Engineering Problems of the Academy of Sciences of Ukraine, Kharkiv

The developed technologies of the analysis of a vibrating state of powerful turbine units of thermal power stations and the created computerized systems of the continuous automated analysis of vibration for revealing of the reasons of change of vibration and preventions of development of unforeseen situations which are introduced on power blocks are described.