

**ПРО ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ПОБУДОВИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ БАГАТОРІВНЕВИХ СИСТЕМ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ**

**М.В.Мислович**, докт.техн.наук, **Р.М.Сисак**, канд.техн.наук  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна.  
e-mail: [mysl@ied.org.ua](mailto:mysl@ied.org.ua), [rsysak@ied.org.ua](mailto:rsysak@ied.org.ua)

*Сформульовано вимоги до систем діагностування електроенергетичного обладнання з урахуванням концепції Smart Grid. Розроблено узагальнену структуру інтелектуальної розподіленої багаторівневої системи технічної діагностики електроенергетичного обладнання, яка відповідає основним вимогам концепції Smart Grid: двосторонній обмін інформацією між елементами системи та децентралізація обчислювальних ресурсів.*

Бібл. 9, табл. 1, рис. 4.

**Ключові слова:** електроенергетичне обладнання, система технічної діагностики, концепція Smart Grid.

**Вступ.** Сучасний етап розвитку технологій, які застосовуються в енергетичному виробництві, характеризується суттєвим збільшення інформаційного обміну між всіма елементами енергосистеми на всіх її ієрархічних рівнях. Електроенергетичні системи (ЕС) розвинутих країн світу переходять до використання інтелектуальних мереж, побудованих на основі концепції Smart Grid, що ставить нові вимоги і перед засобами забезпечення надійності як енергосистеми в цілому, так і її компонентів. З'являється необхідність у формуванні цілісної багаторівневої системи керування, яка забезпечує високий рівень автоматизації та надійності всієї ЕС, охоплює виробників електроенергії, передавальні та розподільчі мережі, споживачів. При цьому важливе місце посідає отримання актуальної інформації про фактичний стан кожного елемента електричної мережі (ЕМ) та обмін цією інформацією між багатьма учасниками, що в сукупності забезпечує підвищення надійності ЕС в цілому.

Таким чином, одним з ключових завдань у галузі електроенергетики на сьогодні є розробка методів та технічних засобів моніторингу стану та технічного діагностування [8, 9], які б здійснювали глибоку діагностику стану окремих пристроїв ЕС у реальному масштабі часу, забезпечували узагальнення такої діагностичної інформації, виділення з великого масиву даних тієї інформації, що є критичною для системи в цілому, та передачу її на вищий рівень ієрархії.

Реалізувати поставлену мету можна шляхом створення інтелектуальної розподіленої багаторівневої системи моніторингу стану та діагностики електроенергетичних об'єктів (ЕЕО), основними принципами побудови якої є:

- децентралізація обчислювальних ресурсів з метою забезпечення необхідної частоти вимірювання і обробки діагностичних сигналів, отриманих на конкретних пристроях;
- об'єднання діагностичної інформації по ієрархічному принципу;
- класифікація діагностичної інформації за ступенем критичності для оптимізації інформаційних потоків між ієрархічними рівнями системи.

Впровадження такої системи дасть можливість забезпечити точне та своєчасне виявлення дефектів усіх критичних пристроїв ЕЕО за рахунок постійного глибокого діагностування їхнього стану; своєчасне інформування обслуговуючого персоналу про місце та вид дефекту; передачу узагальненої інформації про фактичний стан об'єкту діагностування на вищий рівень ієрархії для швидкого реагування. В кінцевому результаті це дасть можливість підвищити надійність роботи ЕС в цілому, забезпечити високий рівень якості електричної енергії, що є важливою передумовою інтеграції ЕС України в об'єднану європейську систему [7,8].

Виходячи з вищезазначеного, метою даної статті є розробка структури інтелектуальної розподіленої багаторівневої системи технічної діагностики ЕЕО, яка ґрунтується на концепції Smart Grid та передбачає можливість інтеграції в інтелектуальні мережі.

**Особливості систем діагностування ЕЕО в інтелектуальних електричних мережах.** Концепція Smart Grid, на відміну від традиційного підходу до побудови ЕС, передбачає активну взає-

модію споживачів і постачальників, а також децентралізацію управління системою. Поява і розвиток інтелектуальних мереж є логічним етапом еволюції ЕС, що був зумовлений як наявними потребами і проблемами сучасного ринку електроенергії, так і технологічним прогресом, якого було досягнуто протягом останніх років у галузі обчислювальної техніки та інформаційних технологій [8]. Основними інноваціями Smart Grid можна вважати наступні [4]:

1). Активна схема взаємодії та інформаційного обміну в реальному масштабі часу між усіма елементами мережі – від виробників енергії до кінцевих пристроїв споживачів.

2). Охоплення всього технологічного ланцюжка ЕС: виробників електроенергії (як центральних – АЕС, ТЕС, ГЕС, так і автономних – дизель-електричних генераторів, сонячних панелей, накопичувачів енергії), розподільчих мереж і кінцевих споживачів.

3). Постійне забезпечення керованого балансу між споживанням і виробництвом електричної енергії за рахунок постійного обміну між елементами мережі інформацією про параметри електричної енергії, режими споживання і генерації, кількість спожитої енергії і планове споживання, а також комерційною інформацією, даними про технічний стан тощо.

4). Захищеність і самовідновлення від збоїв, природних катаклізмів, зовнішніх загроз.

5). Автоматична оптимізація експлуатації інфраструктури ЕС.

Метою створення концепції Smart Grid було вирішення таких ключових завдань: 1) підвищення надійності електропостачання та безвідмовності роботи системи; 2) підвищення енергетичної ефективності; 3) збереження навколишнього середовища.

Виходячи із зазначених цілей, концепція Smart Grid спрямована, в першу чергу, на забезпечення високої якості електричної енергії, що постачається споживачам. Визначальним для досягнення цієї мети є підвищення надійності та керованості всіх елементів ЕМ. Тому розвиток технологій інтелектуальних мереж суттєво позначиться на такому сегменті електроенергетики, як управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання, оскільки підвищуються вимоги до надійності обладнання ЕМ, а відповідно і вимоги до засобів її забезпечення.

Основні відмінності між традиційним підходом до забезпечення надійності елементів ЕС та вимогами концепції Smart Grid наведено в таблиці. В рамках традиційного підходу обслуговування обладнання здійснюється на основі планово-попереджувальних ремонтів, а засоби технічного діагностування використовуються, в основному, для пошуку дефектів уже після виведення об'єкта з роботи. Особливо відповідальне обладнання оснащується власними системами контролю та моніторингу, котрі забезпечують аварійну сигналізацію при виникненні нештатних ситуацій, але часто не мають засобів для виявлення, класифікації і локалізації дефектів.

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

У рамках концепції Smart Grid передбачається, що обслуговування та ремонт повинні здійснюватися за фактичним станом [8]. Для цього значно більша частина обладнання повинна бути охоплена системами забезпечення надійності, які повинні здійснювати постійний чи періодичний контроль його фактичного технічного стану. Крім того, самі ці системи повинні мати більше можливостей: забезпечувати двосторонній обмін інформацією на всіх рівнях, віддалений моніторинг стану, прогнозування відмов, планування необхідності у запасних частинах, оцінку залишкового ресурсу тощо.

У 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 автори пов'язують свої результати саме з реалізацією ключових моментів концепції Smart Grid. Провідні виробники потужного електротехнічного обладнання вже зараз пропонують ряд програмних продуктів, призначених для збору та узагальнення статистичної інформації про умови

експлуатації та фактичний стан обладнання ЕМ.

Потреба в оснащенні широкого класу різноманітного обладнання ЕМ системами діагностування, моніторингу та контролю стану зумовлює те, що ці системи повинні бути адаптивними, значно інтелектуальнішими, ніж існуючі. Важливу роль у забезпеченні широких можливостей систем нового покоління буде відігравати розподіл обчислювальних ресурсів між різними системами діагностування, моніторингу та контролю, що працюють на різних рівнях ієрархії ЕС.

Системи діагностування обладнання ЕЕО розробляються вже впродовж кількох десятиліть. Проаналізуємо, як змінюються вимоги та підходи до проектування, якщо розроблювана діагностична система повинна відповідати концепції Smart Grid.

Відомо, що при розробці системи діагностування будь-якого технічного об'єкта необхідно розв'язати наступні завдання [5,6]:

- вивчити об'єкт діагностування (у тому числі – принципи його роботи, структуру, конструкцію, функції, котрі він виконує, тощо);
- вказати перелік усіх можливих дефектів або тих з них, що є найбільш ймовірними чи найбільш критичними; умови і ознаки їхнього виникнення;
- вибрати або побудувати математичну модель об'єкта і відповідні моделі можливих дефектів;
- вибрати діагностичні сигнали та діагностичні параметри по кожному виду обладнання, що підлягає діагностуванню;
- вибрати методи і скласти алгоритми діагностування; оцінити їхню якість (повноту виявлення дефектів, глибину пошуку);
- розробити технічні засоби діагностування – спланувати структуру системи, вибрати її компоненти; оцінити їхні характеристики (безвідмовність, достовірність роботи тощо).

Питання, що стосуються перших п'яти завдань з наведеного переліку, не зазнають особливих змін при введенні концепції Smart Grid. Вирішення останнього завдання потребує нових наукових досліджень.

Таким чином, розглянемо питання створення узагальненої структурної схеми системи діагностування, у якій реалізовано основні вимоги концепції Smart Grid. При цьому необхідно врахувати, що складний технічний об'єкт практично завжди можна розглядати у вигляді деякої ієрархічної структури [3, 5, 6]. Особливо це очевидно на прикладі сучасної ЕС, де можна виділити різні організаційні рівні «зверху-донизу»: від

центрального диспетчерського управління і до елементів конструкції обладнання електрогенеруючих станцій чи ЕМ або до побутових електроприладів кінцевого споживача.

Розглянемо умовне розбиття на ієрархічні рівні на прикладі електростанції.

**Умовний розподіл обладнання ЕЕО та його окремих вузлів за рівнями, що можуть призводити до різних видів його відмов.**

На рис. 1 показано ієрархію електротехнічного обладнання традиційної електростанції (ТЕС, АЕС, ГЕС), найбільш важливого з точки зору надійності всього об'єкта, яка була прийнята в рамках цієї роботи. Зазначимо, що при побудові цієї ієрархії не ставилася мета врахувати всі можливі типи електричних машин та їхніх вузлів. Тому наведена діаграма не є вичерпною, а лише умовно ілюструє принцип розподілу обладнання електростанції по рівнях з метою розроб-



Рис. 1

ки відповідних технічних засобів діагностування.

На першому рівні розташовані елементи конструкції основних вузлів обладнання електростанції. Саме цей рівень і визначає, які дефекти можливі в об'єкті, що розглядається. Глибоке вивчення елементів, розташованих на першому рівні ієрархії, дає всю необхідну інформацію про види, причини виникнення та прояви дефектів. У результаті такого аналізу будують діагностичні моделі, вибирають діагностичні сигнали та параметри. Другий рівень – це вузли обладнання, які представляють собою конструктивно єдине ціле: обмотки ротора та статора обертових машин, магнітопроводи, підшипникові вузли, корпус, станину, фундамент, систему охолодження. Третій рівень – електротехнічне обладнання електростанції: генератори, двигуни власних потреб, трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, ізолятори, насоси тощо. Четвертий рівень ієрархії – це рівень електростанції в цілому.

Дефекти технічних об'єктів можна класифікувати за різними ознаками [1, 2]. З точки зору оптимізації складності системи діагностування доцільно розглянути розподіл усіх можливих у даному об'єкті діагностування дефектів на три класи: катастрофічні, некатастрофічні, часткові.

Катастрофічні дефекти при їхній появі в технічному об'єкті викликають повне припинення виконання його функцій. Некатастрофічні дефекти можуть призводити до погіршення окремих характеристик роботи об'єкта, але при цьому він продовжує виконувати основні функції. Часткові дефекти порушують окремі функції об'єкта діагностування, при цьому він продовжує виконувати інші функції в повному об'ємі.

ЕЕО містять велику кількість конструктивних вузлів і тому розробка системи діагностування, що повністю охоплює всі можливі дефекти і їхні комбінації, виявляється надзвичайно складною технічною задачею. Вартість такої системи діагностики може значно перевищити вартість основного обладнання, в результаті чого розробка системи діагностування взагалі може втратити сенс з економічної точки зору. Тому виникає важливе питання, що потребує вирішення при розробці системи діагностування: які елементи об'єкта, що діагностується, є критичними для його правильного функціонування, а які – ні. Ще на етапі розробки структури системи необхідно чітко окреслити перелік дефектів, які повинна виявляти система діагностики, та визначити ті вузли обладнання, у яких можлива поява цих дефектів.

Очевидно, що будь-яка система діагностування повинна обов'язково виявляти катастрофічні дефекти, оскільки вони повністю порушують працездатність об'єкта діагностування. Разом з тим, деякі некатастрофічні чи часткові дефекти можна залишити поза увагою системи. Такий підхід до розробки системи дає можливість спростити її структуру, зменшити обсяги інформації, що обробляються в системі та передаються між її ієрархічними рівнями. За рахунок цього система може бути здешевлена, а наявні обчислювальні ресурси можна перерозподілити на виконання більш критичних функцій.

**Узагальнена структурна схема інтелектуальної розподіленої багаторівневої системи моніторингу стану та діагностування електроенергетичного обладнання.** Виходячи з ієрархії обладнання електричної станції, що була розглянута вище, побудуємо структуру системи технічного діагностування її основних елементів.

Перш за все, система повинна вимірювати сигнали, які несуть інформацію про фактичний стан вузлів обладнання, які діагностуються. Отже, до складу системи необхідно включити сенсори тих фізичних величин, які вимірюються. В залежності від об'єкта діагностування до складу системи можуть входити, наприклад, термопари чи терморезистори – для вимірювання температури, акселерометри – для вимірювання параметрів вібрацій, вимірювальні мікрофони – для визначення рівня акустичних шумів, датчики акустичної емісії, різноманітні датчики електричних величин: вимірювальні трансформатори, шунти, лічильники – для визначення електричних параметрів та обліку електроенергії тощо.

Практично всі сучасні системи діагностування побудовані на основі цифрових обчислювальних засобів (мікроконтролерів, персональних комп'ютерів, промислових робочих станцій). Для системи діагностування, яка повинна відповідати основним принципам концепції Smart Grid, ця вимога є обов'язковою, оскільки в рамках інтелектуальних мереж обмін інформацією здійснюється в цифровій формі.

Таким чином, вимірні сигнали повинні перетворюватися в цифрову форму з метою подальшої обробки обчислювальними засобами. Для цього сигнали від первинних перетворювачів повинні проходити певну первинну обробку: приводитися до деякого уніфікованого рівня по напрузі, а також до вибраної смуги частот.

В окремих випадках (в основному, для забезпечення сумісності з уже встановленими на енергетичному об'єкті системами діагностування попередніх поколінь) може виявитися раціональним розділення функцій між різними пристроями: відбір та попередню обробку даних організувати безпосередньо в точках вимірювання, а перетворення в цифрову форму – в єдиному блоці з комутацією аналогових каналів.

Разом з тим, на думку авторів, при розробці нових систем діагностування на основі сучасних компонентів усі перелічені вище функції доцільно об'єднати в одному функціонально завершеному пристрої, який має цифровий інтерфейс для двостороннього обміну інформацією. На вхід він повинен приймати управляючі команди, а на вихід подавати реалізацію виміряного діагностичного сигналу в деякій стандартизованій формі. Цей зовнішній інтерфейс може бути як дротовим (на основі стандартів RS232, Ethernet, USB тощо), так і бездротовим (на основі стандартів Bluetooth, Wi-Fi, ZigBee тощо).

Для подальшого аналізу інформації та прийняття діагностичних рішень виміряні та перетворені в цифрову форму сигнали передаються в обчислювальне ядро системи, яке, в залежності від конкретної потреби, може представляти собою як малопотужний мікроконтролер, так і сучасний надпотужний комп'ютер чи кластерну серверну систему.

Кінцевий етап обробки інформації в рамках системи діагностування обладнання електростанції – це відображення результатів користувачам. Для цього в структуру системи необхідно включити відповідні засоби, які, зокрема, повинні забезпечувати авторизацію користувачів системи, розділення прав доступу, захист інформації.

У системах діагностування складних об'єктів може вимірюватися значна кількість діагностичних сигналів, що призводить до обміну величезними обсягами інформації між компонентами системи. Для зменшення навантаження на канали зв'язку (це питання може бути особливо важливим у випадку, коли використовуються бездротові канали передачі даних) необхідна децентралізація обчислювальних ресурсів, що є одним з принципів концепції Smart Grid. Зменшення кількості інформації, що передається між компонентами системи, можна досягнути таким чином: виміряна реалізація діагностичного сигналу не передається в обчислювальне ядро системи безпосередньо після оцифрування, а піддається спрощеній обробці в тому модулі, що відповідає за її вимірювання. Далі, в залежності від результатів такого проміжного аналізу, цей модуль вирішує, яку інформацію надавати в обчислювальне ядро. При цьому можливі наступні варіанти:

- взагалі не передавати ніякої інформації – якщо не було виявлено жодних відхилень від нормального стану;
- подати попереджувальний сигнал – якщо було виявлено несуттєві відхилення;
- надати виміряну реалізацію в обчислювальне ядро для проведення повного аналізу – якщо виявлені відхилення можна вважати суттєвими;
- подати аварійний сигнал для негайного реагування – якщо виявлено критичні відхилення.

Розглянуті вище функції реалізуються в модулі вимірювання та обробки діагностичних сигналів за допомогою спеціалізованого алгоритмічного забезпечення.

Слід зазначити, що врахування ступеня критичності дефектів на етапі розробки системи дає можливість спростити її структуру, зменшити обсяги інформації, що обробляються в системі та передаються між її ієрархічними рівнями, і в кінцевому результаті знизити вартість системи при збереженні її функцій на достатньому рівні.

З урахуванням цих вимог було розроблено узагальнену структуру інтелектуальної розподіленої багаторівневої системи моніторингу стану та діагностики електроенергетичного обладнання, яка складається з ряду модулів, кожен з яких призначений для відбору та попередньої обробки вимірювальної інформації про технічний стан певного вузла (генератор, циркуляційний насос, трансформатор тощо), та одного центрального модуля, який збирає і узагальнює інформацію від всіх місцевих модулів, а також може за необхідності узагальнювати дані і передавати їх на більш високий рівень ієрархії (рис. 2).

Розподіл функцій між цими ієрархічними рівнями пропонується організувати таким чином:

рівень I – первинний відбір та підготовка діагностичних сигналів (вимірювання діагностичних сигналів, підсилення, аналогова фільтрація, перетворення в цифрову форму);

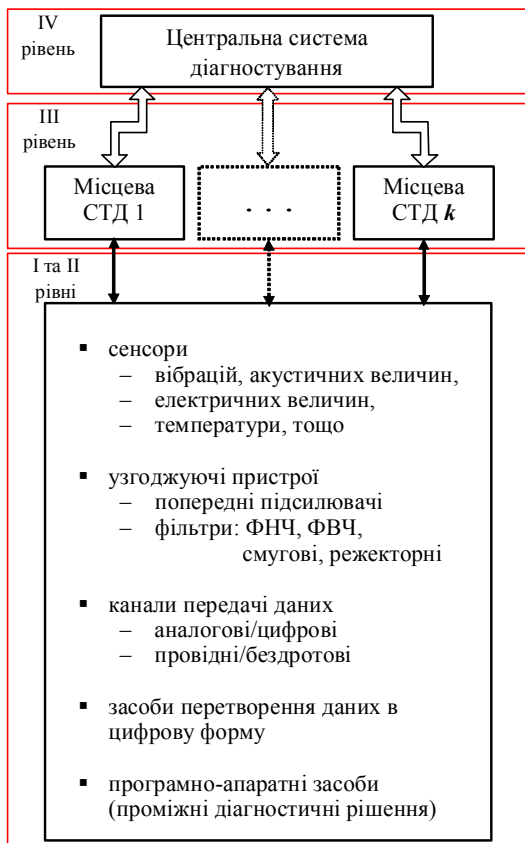


Рис. 2

рівень II – попередня математична обробка і прийняття проміжних діагностичних рішень (прості алгоритми, реалізація яких не вимагає значних обчислювальних ресурсів, розділення інформації за ступенем критичності дефектів); сигналізація на вищий рівень при наявності дефектів; накопичення незначних обсягів вимірювальної інформації та передача її на вищий рівень (при відповідному запиті);

рівень III – 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 оцінка залишкового ресурсу обладнання, планування ремонтних робіт;

рівень IV – представлення даних різним користувачам (у тому числі територіально віддаленим, наприклад, через Web технології) з розмежуванням прав доступу.

Функції рівнів I–III доцільно об'єднати в окрему підсистему для кожного великого об'єкта, що входить до складу електростанції, наприклад, для кожного енергоблока, кожного потужного циркуляційного насоса, кожного трансформатора тощо, – іншими словами, для певної сукупності конструктивно і логічно об'єднаних вузлів, що формують одне ціле і достатньо компактно розташовані у просторі. Тому логічно назвати систему цього рівня Місцевою системою технічного

діагностування (СТД).

Рівень IV об'єднує інформаційні потоки, що надходять з різних систем рівня III. Тому доцільно назвати систему рівня IV Центральною.

З урахуванням вищезазначеного, структуру місцевої та центральної систем діагностування ЕЕО електростанції пропонується деталізувати, як це показано на рис. 3 і рис. 4 відповідно.

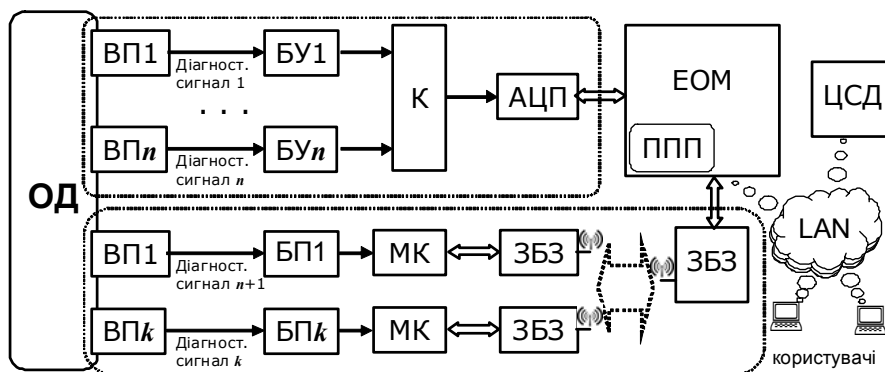


Рис. 3

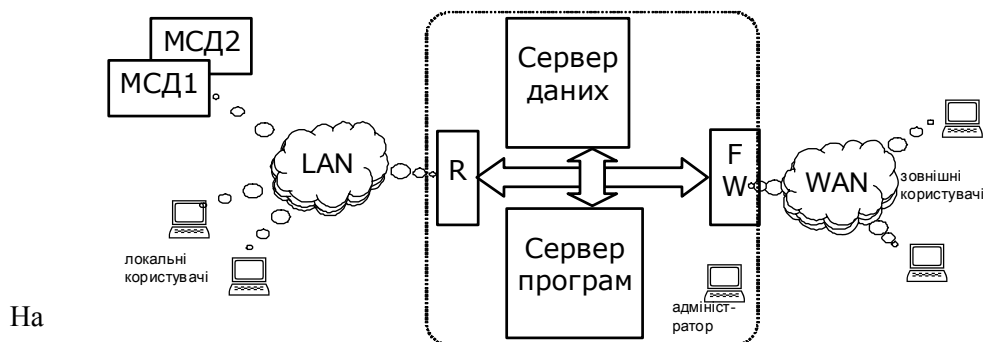


Рис. 4



рисунках позначено: ОД – об’єкт діагностики; ВП – вимірювальний перетворювач (сен-сор); БУ – блок узгодження; К – комутатор; АЦП – аналого-цифровий перетворювач; БП – блок пере-творення; МК – мікроконтролер; ЗБЗ – засоби бездротового цифрового зв’язку; ЕОМ – електронна обчислювальна машина; ППП – пакет прикладних програм для аналізу даних, прийняття діагностичних рішень, оцінки залишкового ресурсу тощо; ЦСД – центральна система діагностування; МСДп – місцеві системи діагностування; LAN – локальна мережа (Intranet); WAN – глобальна мережа (Internet); R, FW – засоби захисту інформації (Router, Firewall).

Для відображення інформації локальним користувачам (наприклад, обслуговуючому персоналу), а також для обміну інформацією з центральною системою діагностування електростанції всі місцеві СТД включаються в локальну мережу, що працює на основі Ethernet.

Для надання можливості обміну інформацією із зовнішніми користувачами (це можуть бути як люди, так і пристрої, що працюють за межами даної електростанції, але об’єднані в інтелектуальну мережу) Центральна система діагностування має зв’язок з глобальною мережею (Internet). У зв’язку з цим виникає необхідність забезпечення захисту інформації та уникнення можливих терористичних атак, для чого використовуються спеціальні апаратні засоби.

**Висновки.** Системи технічного діагностування, контролю та моніторингу стану можуть вирішити одне з найважливіших завдань «інтелектуальних мереж» – підвищення надійності та керованості всіх елементів електричної мережі як визначальних чинників, необхідних для забезпечення високої якості електричної енергії, що постачається споживачам. Для цього системи технічного діагностування повинні забезпечувати двосторонній інформаційний обмін з іншими елементами мережі, а також децентралізацію обчислювальних та інформаційних ресурсів. Виконання цих вимог можливо за умови, що структура діагностичних систем побудована за ієрархічним принципом і містить не менше чотирьох рівнів, функції яких описані в даній роботі.

1. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 211 с.
2. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Вибродиагностика машин и механизмов. – М.: Машиностроение, 1987. – 288 с.
3. Гуляев В.А. Вычислительная диагностика. – К.: Наукова думка, 1992. – 232 с.
4. Ильин В.В. Введение в Smart Grid // АВОК. – 2012. – №7. – С. 76–86.
5. Клюев В.В., Пархоменко П.П. Технические средства диагностирования. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.
6. Надежность и эффективность в технике: Техническая диагностика. Том 9. – М.: Машиностроение, 1987. – 352 с.
7. Стогий Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Інформаційне забезпечення задач керування електроенергетичними системами // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2012. – №1. – С. 13–22.
8. Стогий Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – №6. – С. 44–50.
9. Стогий Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Технічна електродинаміка. – 2012. – №5. – С. 52–67.

УДК 621.31+620.9.001

## **О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МНОГОУРОВНЕВЫХ СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

**М.В.Мыслович**, докт.техн.наук, **Р.М.Сысак**, канд.техн.наук

**Институт электродинамики НАН Украины,**

**пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.**

**e-mail: [mysl@ied.org.ua](mailto:mysl@ied.org.ua), [rsysak@ied.org.ua](mailto:rsysak@ied.org.ua)**

*Сформулированы требования к системам диагностирования электроэнергетического оборудования с учетом концепции Smart Grid. Разработана обобщенная структура интеллектуальной распределенной многоуровневой системы технической диагностики электроэнергетического оборудования, которая соответствует основным*

требования концепции Smart Grid: двусторонний обмен информацией между элементами системы и децентрализация вычислительных ресурсов. Библ. 9, табл. 1, рис. 4.

**Ключевые слова:** электроэнергетическое оборудование, система технической диагностики, концепция Smart Grid.

## ON SOME PECULIARITIES OF DESIGN OF INTELLIGENT MULTI-LEVEL SYSTEMS FOR TECHNICAL DIAGNOSTICS OF ELECTRIC POWER FACILITIES

M.V.Myslovych, R.M.Sysak

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.

e-mail: [mysl@ied.org.ua](mailto:mysl@ied.org.ua), [rsysak@ied.org.ua](mailto:rsysak@ied.org.ua)

*The main goal of the paper is development of structure of intelligent distributed multi-level system for technical diagnostics of power electrical equipment. The discussed system implements the following general principles: distribution of computational resources between different levels which is needed to support required periodicity of measurements and signal processing; structuring of the diagnostic information on hierarchical principle; classification of the diagnostic information by severity level for the optimization of information exchange. This structure of the developed system complies with the basic requirements of the Smart Grid concept: bi-directional exchange of information between system elements, and decentralization of computing resources. One possible implementation of the system is discussed, which consists of 4 hierarchical levels typical to an average power plant. The structure represents central diagnostic system, a number of local diagnostic systems and intelligent measuring devices. The paper details the logic of data exchange between different hierarchical levels and their main functions. References 9, table 1, figures 4.*

**Key words:** electric power facilities, system for technical diagnostics, Smart Grid.

1. Birger I.A. Technical diagnostics. – Moskva: Mashinostroenie, 1978. – 211 p. (Rus)
2. Genkin M.D., Sokolova A.G.. Vibrational diagnostics of machines and mechanisms. – Moskva: Mashinostroenie, 1987. – 288 p. (Rus)
3. Guliaev V.A. Computational diagnostics. – Kyiv: Naukova dumka, 1992. – 232 p. (Rus)
4. Ilin V.V. Introduction to Smart Grid // AVOK. – 2012. – No 7. – Pp. 76–86. (Rus)
5. Kliuev V.V., Parkhomenko P.P. Technical means of diagnostics. – Moskva: Mashinostroenie, 1989. – 672 p. (Rus)
6. Reliability and efficiency in technology: Technical diagnostics. Vol. 9. – Moskva: Mashinostroenie, 1987. – 352 p. (Rus)
7. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Butkevych O.F., Sopol M.F. Informational support for tasks of power electrical systems control // Enerhetyka: Ekonomika, Tekhnolohii, Ekolohiia. – 2012. – No 1. – Pp. 13–22. (Ukr)
8. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P. Intelligent electrical networks of power systems and their technological components // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2010. – No 6. – Pp. 44–50. (Ukr)
9. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Prakhovnik A.V., Denysiuk S.P. Evollution of intelligent electrical networks and their perspectives in Ukraine // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2012. – No 5. – Pp. 52–67. (Ukr)

Надійшла 09.07.2014

Остаточний варіант 15.10.2014