

ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАДАЧ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ

B.STOGNII, O.KYRYLENKO, O.BUTKEVYCH, M.SOPEL

INFORMATION SUPPORT OF PROBLEMS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS CONTROL

Анотація. Розглянуто особливості створення систем інформаційного забезпечення в електроенергетиці. Проведено аналіз вимог ENTSO-E, що стосуються моніторингу режимних параметрів. Досліджено проблему моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів при об'єднанні енергосистем на паралельну роботу. Визначені часові та ієрархічні обмеження задач керування. Представлено систему збору та обробки інформації, що реєструється комплексами «Регіна-Ч» на об'єктах ОЕС України. Наведені приклади реалізації.

Ключові слова: електроенергетичні системи, моніторинг режимних параметрів, канали передачі інформації, база даних.

Аннотация. Рассмотрены особенности создания систем информационного обеспечения в электроэнергетике. Проведен анализ требований ENTSO-E, касающихся мониторинга режимных параметров. Исследовано проблему мониторинга низкочастотных колебаний режимных параметров при объединении энергосистем на параллельную работу. Определены временные и иерархические ограничения задач управления. Представлено систему сбора и обработки информации регистрируемой комплексами «Регина-Ч» на объектах ОЭС Украины. Приведены примеры.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, мониторинг режимных параметров, каналы передачи информации, база данных.

Annotation. Features of information support systems creation in power engineering are considered. The analysis of requirements ENTSO-E, concerning monitoring of operating parameters is carried out. It is investigated a problem of monitoring of low-frequency oscillation of operating parameters at association of power systems for parallel operation. Time and hierarchical limitations of control problems are defined. System of gathering and processing of the information registered on objects of Ukrainian IPS by complexes "Regina-F" are presented. Examples are resulted.

Key words: electric power systems, monitoring of regime parameters, information transfer channels, database.

Вступ

Забезпечення надійного та ефективного функціонування електроенергетичних систем безпосередньо пов'язане з рівнем інформатизації та інтелектуалізації їх систем моніторингу та керування. Інформатизація – це найбільш перспективний і найменш витратний шлях підвищення надійності та ефективності електроенергетичного виробництва, який, у порівнянні з іншими, не потребує значних інвестицій [5,6,8].

Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та стану обладнання електроенергетичних об'єктів покликані виявляти загрози його пошкодження та запобігати виникненню аварійних ситуацій. Завдяки цьому забезпечується можливість своєчасного виведення обладнання в ремонт та проведення ремонтних робіт, чим забезпечується подовження терміну його експлуатації. Це надзвичайно важливо, якщо брати до уваги фізичну зношеність більшої частини основного обладнання об'єктів об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Для прикладу, більше ніж 92% енергоблоків електростанцій використали свій розрахунковий ресурс – 100 тис. год., з яких близько 65% використали і граничний ресурс – 200 тис. год., причому, більшість із них протягом 3 років наблизяться до критичного значення – 300 тис. год. Розроблені і впроваджені в ОЕС України системи моніторингу на базі комплексів сімейства “Регіна” здійснюють реєстрацію аналогових та дискретних сигналів (режимні параметри та стан обладнання, систем захисту і автоматики), діагностування пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), забезпечуючи, в тому числі, можливість вирішення цілого ряду оперативно-технологічних задач. Мова йде про такі задачі як визначення місць пошкоджень на електричних приєднаннях об'єктів (тим самим дозволяючи швидко відновлювати електропостачання та мінімізувати економічні збитки, пов'язані з аварійним знеструмленням та недовідпуском електроенергії споживачам), діагностування та прогнозування стану високовольтних вимикачів, ізоляції високовольтного обладнання, аналіз виникнення та перебігу аварійних ситуацій та ін. На даний час комплекси “Регіна-Ч” мають найкращі технічні характеристики та показники функціонування в Україні, забезпечуючи високоточні синхронізовані за супутниковими сигналами єдиного часу вимірювання режимних параметрів, насамперед векторів напруги [4,7]. Закордонні аналоги таких пристроїв, так звані PMUs (Phasor Measurement Units), широко використовують в енергооб'єднаннях (ЕО) різних країн. Вони утворюють об'єктний рівень систем моніторингу режимних параметрів ЕО. Мова йде про так звані WAMS (Wide Area Measurement System).

Завдяки інформації, що поступає від комплексів “Регіна-Ч”, з'явилися нові можливості для розв'язання багатьох проблемних задач системного значення, які до цього часу в ОЕС України практично не вирішувалися [2,3,9,10]. Тому першочерговим комплексним науково-технічним завданням, виконання якого забезпечує можливість розв'язання таких задач, є створення системи збору інформації (СЗІ), що реєструється на об'єктах ЕО комплексами “Регіна-Ч”, забезпечуючи як попередню обробку та передачу інформації на вищий рівень ієрархії оперативно-диспетчерського керування, так і її збереження в базі даних (БД) на рівні диспетчерського центру (ДЦ) ОЕС України для подальшого використання в системі оперативно-диспетчерського керування.

Загальна характеристика систем інформаційного забезпечення

Керування ЕО не обмежується тільки рамками оперативного керування, а передбачає вирішення цілого ряду функцій. Реалізація цих функцій у загальному випадку базується на результатах розв'язання задачі комплексної багатокритеріальної оптимізації. Її розв'язання виконується із застосуванням методів декомпозиції, які дозволяють подати його у вигляді багатокрокового процесу. Тобто вирішення проблеми керування ОЕС України передбачає проведення багаторівневої декомпозиції як самого об'єкту керування (яким у даному випадку є ОЕС України), так і процесу самого керування таким об'єктом. Задачі керування енергосистемами (ЕС) завжди мають режимну спрямованість, незалежно від рівня ієрархії керування та часової декомпозиції процесу розв'язання. На кожному із таких рівнів ієрархії керування ОЕС України для забезпечення розв'язання задач та реалізації відповідних функцій необхідно передбачити організацію їх інформаційного забезпечення. Групи таких задач та функцій, розподілених за рівнями часової декомпозиції, представлено на рис. 1. Перший рівень - задачі та функції, виконання яких забезпечується засобами релейного захисту та автоматики (РЗА), системами збору, попередньої обробки та передачі інформації. Другий - моніторинг та регулювання напруги; керування генерацією, у тому числі регулювання частоти та перетоків активної потужності; оцінювання стану ЕС та ЕО; моніторинг низькочастотних коливань режимних параметрів; моніторинг допустимості поточних режимів за запасами стійкості. Третій - оптимізаційні задачі оперативно-диспетчерського керування; виконання диспетчерських заявок, організація та

проведення оперативних перемикачів в схемах електричних з'єднань об'єктів. Четвертий - аналіз (опрацювання) диспетчерських заявок, коригування та короткотермінове планування режимів. П'ятий - довготермінове планування режимів, планування ремонтів устаткування і, на кінець, шостий - перспективне планування та планування розвитку ЕО.

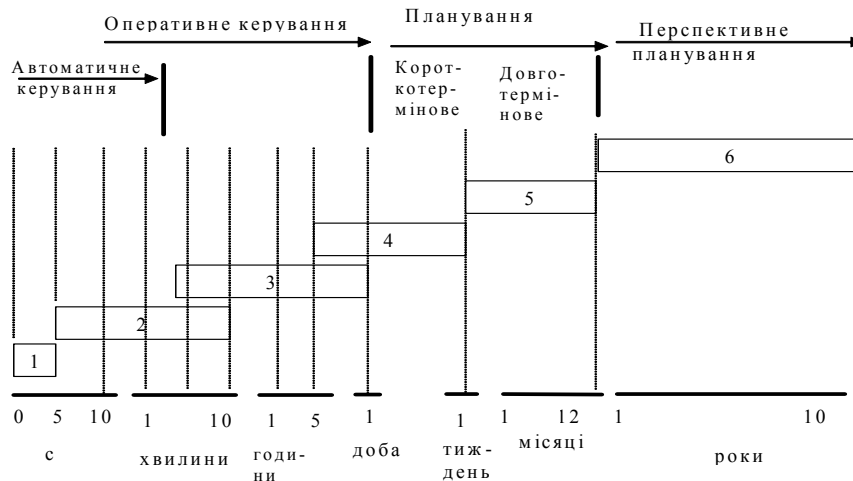


Рис. 1

Для розв'язання усього спектру задач керування електроенергетичним виробництвом потрібна різнобічна інформація, але первинним і основним джерелом її надходження є технологічні процеси та події, які безпосередньо відбуваються на об'єктах. Тому під час розробки систем інформатизації керуються *висхідною* стратегією інформатизації (*знизу-вверх*), оскільки як першоджерела інформації, так і засоби, що забезпечують реалізацію керуючих дій, знаходяться на об'єктному рівні.

Однією із основних умов забезпечення надійності та ефективності керування в електроенергетиці є відповідність характеристик та показників функціонування інформаційних та інформаційно-керуючих систем вимогам щодо розв'язання задач та реалізації функцій керування. Так розв'язання задач в реальному часі є неможливим у разі несвочасного одержання відповідної інформації. Тому при створенні систем інформаційного забезпечення враховуються насамперед вимоги до одержання інформації, виконання яких забезпечило б розв'язання задач на ієрархічному рівні ОЕС України, зокрема і тих, що стосуються регулювання та керування режимами ОЕС України у відповідності з вимогами ENTSO-E. Наприклад, вимоги до точності визначення частоти змінного струму засобами інформаційного забезпечення об'єктного рівня, пов'язані з необхідністю стабілізації частоти на вищому рівні, повинні бути більш жорсткими, ніж передбачено чинним в Україні стандартом. Це пов'язано з необхідністю попередження більш значного її зниження і дії автоматики частотного розвантаження (АЧР) у разі виникнення аварійного дефіциту в момент, коли частота матиме максимальне відхилення від номінальної. Так, в ENTSO-E, на відміну від ОЕС України, використовується значно нижча уставка першої черги АЧР. За рахунок забезпечення зазначеної стабілізації частоти зникає і потреба в наявності додаткової потужності оборотного резерву на електростанціях, обумовленого необхідністю недопущення дії АЧР. Оскільки ж термін рівномірної реалізації сумарного резерву потужності первинного регулювання в ENTSO-E (із розрахунку ≥ 3000 МВт) не повинен перевищувати 30с, а зона нечутливості регуляторів швидкості обертання турбін енергоблоків не повинна виходити за межі ± 10 мГц, то цим обумовлюється і вимога до точності вимірювання частоти для цілей *первинного* регулювання – ≤ 10 мГц (цикл вимірювання при цьому повинен знаходитися в інтервалі від 0,1с до 1с).

Вимоги до точності вимірювання частоти для цілей *вторинного* регулювання ще жорсткіші – повинна забезпечуватися точність вимірювання частоти на рівні 1 мГц. Тому виконання саме цих останніх вимог (крім вимог щодо вимірювання інших режимних параметрів) і повинні забезпечувати засоби інформаційного забезпечення. Слід зазначити, що усі вимоги ENTSO-E, що стосуються моніторингу режимних параметрів, відповідним чином корелюються. Наприклад, для керування обміном потужності ЕО з іншими енергосистемами потрібно контролювати значення

перетоків активної потужності по міжсистемним лініям електропередачі, і для цілей вторинного регулювання похибка вимірювання такої активної потужності не повинна перевищувати 1,0%. Очевидно, що вимірювання перетоків активної потужності по міжсистемним лініям електропередачі повинні бути синхронізовані, що передбачає використання сигналів точного часу від системи глобального позионування - GPS (*Global Positioning System*).

Особливої уваги потребує проблема моніторингу та демпфірування низькочастотних коливань режимних параметрів, які можуть виникати, насамперед, на слабких електричних зв'язках, що з'єднують ЕО або окремі частини ЕО, призводячи до коливного порушення стійкості ЕО. Такі випадки вперше мали місце при об'єднанні ЕС скандинавських країн на паралельну роботу. З вересня 1967 р. по травень 1969 р. було зареєстровано 300 випадків виникнення незгасаючих коливань по лініям електричного зв'язку між ЕС Швеції та ЕС інших скандинавських країн. Такі коливання поширювалися в ЕС, обумовлюючи дію ділительної автоматики з відключенням міжсистемних зв'язків та припиненням паралельної роботи зазначених ЕС. Виникнення слабкозгасаючих низькочастотних коливань режимних параметрів притаманне усім ЕО зі слабкими міжсистемними зв'язками. Сам факт об'єднання ЕС на паралельну роботу з використанням таких зв'язків апіорі є тим чинником, який може обумовлювати виникнення низькочастотних коливань режимних параметрів. Такі коливання виникали в єдиній ЕС (ЄЕС) Росії, ЕО Китаю, США та інших країн. Після розширення ЕО європейських країн у 1995 році такі коливання почали виникати у всій зоні об'єднання. В даний час проблема демпфірування таких коливань не втрачає актуальності. Наприклад, протягом 2005 року в синхронній зоні Західної Європи виникло щонайменше шість аварійних ситуацій через недостатнє демпфірування зазначених коливань. Як свідчить досвід експлуатації ЕС Колумбії [11], виявлення та аналіз причин виникнення небезпечних в аспекті стійкості ЕС низькочастотних коливань режимних параметрів можна встановити лише з використанням інформації, одержуваної від PMUs, оскільки системи збору оперативних даних SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) не дозволяють цього зробити. Для ОЕС України, із входженням її до ENTSO-E, задачі виявлення та демпфірування таких коливань теж набувають особливої актуальності.

Слід зазначити, що створену систему інформаційного забезпечення на базі комплексів «Регіна-Ч» можна вважати основною складовою сучасної системи моніторингу рівня ЕО. Вона створюється в ОЕС України насамперед для забезпечення інформаційних потреб задач оперативного-диспетчерського керування. Разом зі створенням WAMS з'являється також можливість удосконалення існуючих систем протиаварійного керування, а також створення нових систем автоматичного керування режимами ЕО – WACS (*Wide Area Control System*) та відповідних схем системного захисту – WAPS (*Wide Area Protection Schemes*), задачі та умови функціонування яких відрізняються від існуючих *локальних* систем, насамперед спрямованістю на унеможливлення розвитку *системних* аварій. Такі аварії охоплюють значні території і стосуються ЕО.

З урахуванням затримок в одержанні інформації на рис. 2 визначені часові інтервали, які притаманні тим чи іншим зазначеним вище системам (ОІКК – це оперативні інформаційно-керуючі комплекси).

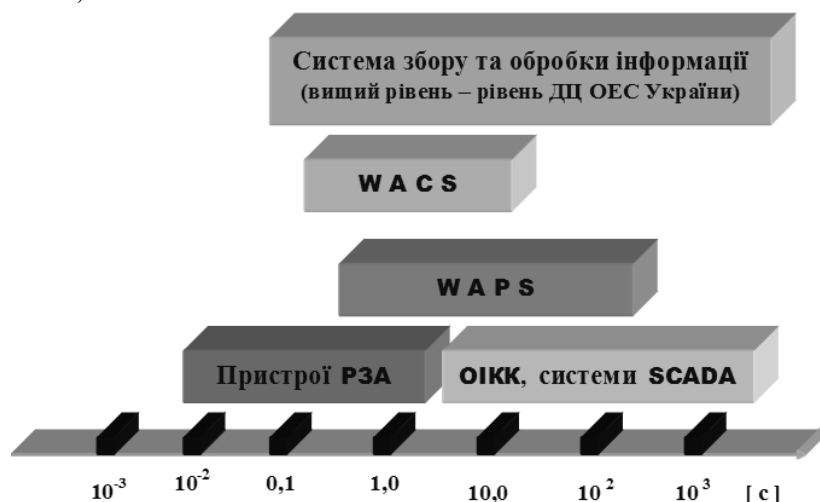


Рис. 2

До найбільш характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об'єктному рівні комплексами «Регіна-Ч» і передається на вищий рівень, слід віднести: - ретроспективний аналіз подій та режимів (режим передачі інформації *off-line*); - уточнення та налаштування моделей, що стосуються динамічних характеристик ЕО (режим *off-line*); - аналіз низькочастотних коливань режимних параметрів ЕО (режим *off-line* та *on-line*); - моніторинг допустимості та візуалізація рівнів напруги, перетоків активної потужності, взаємних кутів векторів напруги та значень струму електричних зв'язків, що входять до складу контрольованих перетинів ЕО (*on-line*); - покращення якості результатів оцінювання стану ЕО (*on-line*); - моніторинг допустимості завантаження контрольованих перетинів ЕО (*on-line*); - удосконалення системи протиаварійної автоматики (*on-line*).

Разом з тим, як видно з рис. 2, система збору та обробки інформації спроможна забезпечити інформаційні потреби і перспективних (для ОЕС України) WACS та WAPS (*on-line*). Слід зазначити, що разом із низкою характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких можна забезпечити на базі отриманої інформації, самі процедури її обробки, системи візуалізації даних, а також архітектура WAMS та WACS в різних ЕО можуть мати істотні відмінності залежно від функцій і задач, що виконуються в режимі *on-line*.

Система «РЕГІНА-Ч»

Світовий досвід впровадження та використання PMUs в ЕО свідчить, що в економічно розвинених країнах, наприклад, США, співвідношення кількості об'єктів, на яких встановлено PMUs, до загальної кількості об'єктів ЕО знаходиться десь на рівні 1/3. Однак такі співвідношення можуть дозволити собі країни з високим рівнем розвитку економіки та інвестицій в ЕО. В Україні доводиться керуватися дещо іншими принципами побудови та функціонування сучасної WAMS [1,2,9]. Система збору та обробки інформації в ОЕС України створена як розподілена. Пристрої об'єктного рівня – комплекси «Регіна-Ч» – встановлено на ряді електричних станцій і підстанцій. Основними компонентами комплексу «Регіна-Ч» є реєстратори сигналів (РС), які розподілені по об'єкту і утворюють нижній рівень. Верхній рівень комплексу утворює комп'ютер, де знаходиться сервер, модем та блок автозапуску. Приклад структури комплексів «Регіна-Ч» представлено на рис. 3.

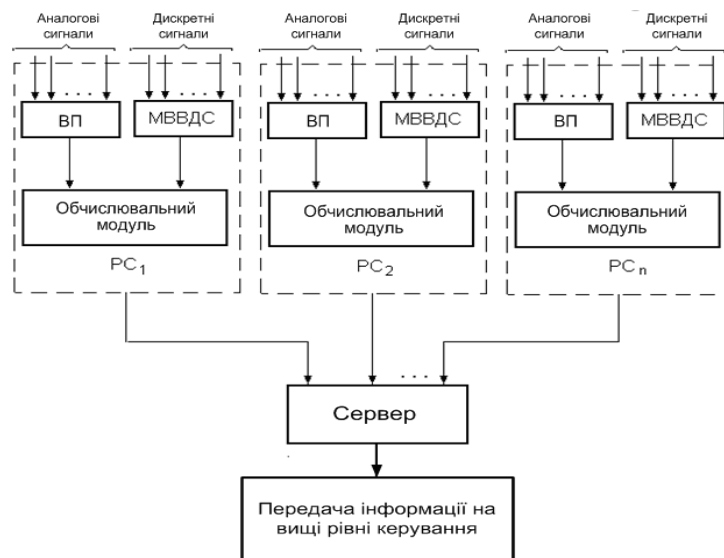


Рис. 3

Якщо визначати склад основних технічних засобів системи збору та обробки інформації, що забезпечують одержання (реєстрацію) та передавання інформації, то виділяють два рівні. Рівень об'єкту - один чи декілька РС з блоками вимірних перетворювачів (ВП) для вимірювання миттєвих значень фазних струмів і напруги та розрахунку параметрів; - комунікаційний сервер для збору і архівації даних, які надходять від ВП, прийому сигналів точного часу від GPS-приймача, надання даних за запитами віддаленого комп'ютера, надання інтерфейсів для передачі даних в *on-line* та *off-line* режимах; - монітор для оперативної візуалізації зареєстрованих та розрахованих параметрів; - блок гарантованого електроживлення для забезпечення роботи комплексу «Регіна-Ч»

під час тимчасових перерв електроживлення; - комплект виробів (антена, пристрій синхронізації та ін.) для прийому сигналів точного часу від GPS; - локальна обчислювальна мережа, яка поєднує ВП та інші пристрої моніторингу нижнього рівня і сервер збору даних (Fast Ethernet 100 Мбит/с, TCP/IP). Системний рівень (рівень ЕО) - віддалений комп'ютер верхнього рівня (встановлюється в ДЦ ОЕС України, передбачено також встановлення і в ДЦ відповідних ЕС) для одержання інформації від комунікаційного серверу об'єктного рівня; - програмне забезпечення комп'ютера верхнього рівня для прийому інформації від серверів комплексів "Регіна-Ч".

До складу кожного РС у загальному випадку входять - ВП, модуль введення-виводу дискретних сигналів (МВВДС) та обчислювальний модуль. Електроживлення кожного РС – 220В може бути як змінним чи постійним струмом. Реєстратор сигналів фіксує електричні сигнали змінного та постійного струму і напруги, а також дискретні сигнали типу "сухий контакт" або потенціальні. Кількість необхідних реєстраторів РС_n визначається кількістю сигналів, що підлягають реєстрації та обробці. Один РС передбачає реєстрацію до 32 аналогових сигналів.

Сервер забезпечує зберігання в БД зареєстрованої і обробленої інформації та її передачу іншим програмам, що безпосередньо не входять до складу комплексу "Регіна-Ч", а також передачу інформації на будь-які вищі рівні ієрархії керування (сервер комплексу "Регіна-Ч" може також формувати дані і для WEB серверу). Програми, яким може передавати інформацію сервер, можуть входити і до складу засобів автоматизованого робочого місця (АРМ) персоналу, показано на рис. 4. Там же представлено функціональний зв'язок основних складових комплексу "Регіна-Ч".

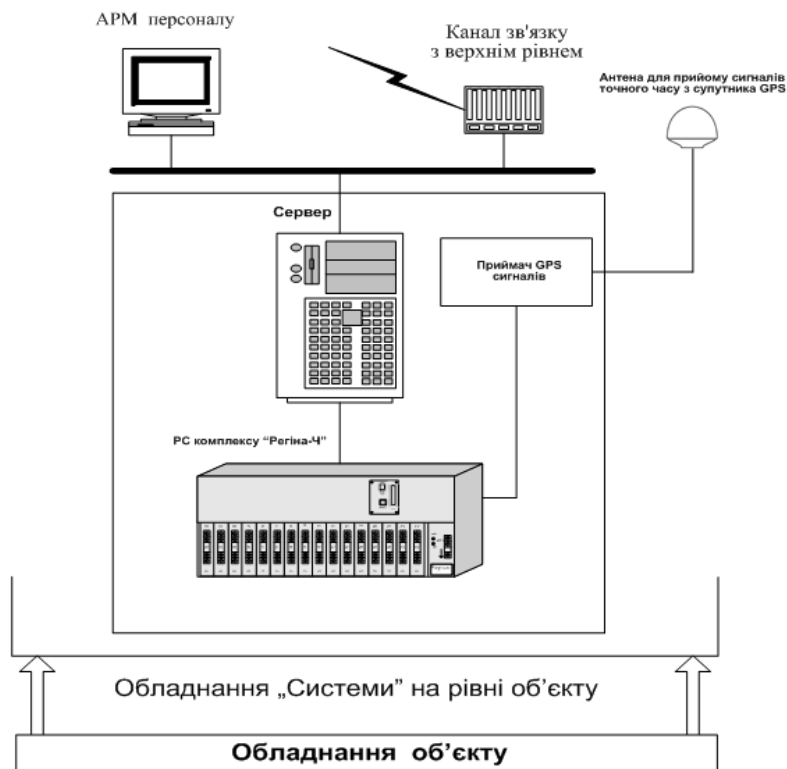


Рис. 4

При розробці систем збору та обробки інформації передбачається використання наявних в ОЕС України каналів передачі інформації, що потребує проведення аналізу їх характеристик та визначення часу доставки інформаційних посилок. Відомі підходи до розрахунку часу доставки інформаційних посилок в мережах загального користування, наприклад [12], апріорі призводять до значної похибки у визначенні часу доставки інформаційних посилок, що є неприйнятним в аспекті реалізації окремих задач оперативного керування ЕО, які виконуються в режимі *on-line*. Тому використовується більш практичний підхід до визначення відповідності характеристик наявної інформаційної мережі потребам задач, розв'язанню яких підпорядковано створення системи. Насамперед визначається необхідна швидкість передачі інформації, виходячи із умови використання протоколу IEEE C37.118, який орієнтовано на передачу інформації від РМУ. За цим протоколом кількість інформаційних посилок, що передаються протягом секунди, може

дорівнювати або 25, або 10 (інші варіанти не передбачено). Якщо апіорі обмежитися 10 послілками (полегшений варіант), то для передачі 32 значень режимних параметрів (один РС комплексу "Регіна-Ч" забезпечує реєстрацію до 32 аналогових сигналів), навіть без урахування обсягів службової інформації за протоколом IEEE C37.118, швидкість передачі даних повинна становити понад 57,6 кбіт/с. Якщо ж орієнтуватися на розв'язання в режимі *on-line* зазначених вище характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об'єктному рівні комплексами "Регіна-Ч" і передається на вищий рівень "Системи", то вимоги до каналів передачі даних будуть вищими. Найкращі результати, з точки зору мінімально можливих часових затримок з одержанням інформації на верхніх рівнях системи забезпечують оптоволоконні лінії зв'язку. У разі їх використання можна досягти мінімально можливого часу доставки інформації, який для центрів керування регіональних ЕС оцінюється на рівні ≥ 80 мс (рис. 2). В цілому можна узагальнити вимоги до каналів передачі даних, виходячи із умови: 128 кбіт/с на одне контрольоване електричне приєднання.

Аналіз наявних в ОЕС України каналів передачі інформації свідчить, що далеко не всі канали задовольняють вимогам, обумовленим протоколом IEEE C37.118. Тому, беручи до уваги характеристики наявних каналів передачі даних, крім протоколу IEEE C37.118 реалізовано додаткові засоби, і передача інформації в режимі *on-line* здійснюється за протоколом IEC 60870-5-104. Інформація в *off-line* передається через FTP-сервер. Для взаємодії сервера "Регіна-Ч" з верхнім рівнем системи в режимі *off-line* є вихід на комутовану телефонну лінію через модем, передбачено використання протоколів: V.32 bis, V.34, V.34+, V.42 bis або V.90. Телефонний канал забезпечує швидкість передачі інформації ≥ 9600 біт/с. На прийнятному кінці встановлюється модем, що підтримує ті ж самі протоколи та швидкість передачі інформації.

Передача інформації на вищий рівень ієрархії керування ОЕС України виконується засобами об'єктного рівня у фоновому режимі і не перешкоджає процесу реєстрації режимних параметрів. Під час передачі інформації в системі виконується перевірка правильності переданої та прийнятої інформації. Повна аварійна інформація з об'єкту може передаватися в діалоговому режимі, і процесом передачі можна керувати як з об'єктного рівня, так і з рівня ДЦ ОЕС України.

База даних та інтерфейс

Вибір структури БД для накопичення та зберігання інформації, що реєструється комплексами "Регіна-Ч" визначався виходячи із аналізу ряду факторів. По-перше, об'єкти ОЕС України, де встановлено комплекси "Регіна-Ч", розподілені як територіально (географічно), так і організаційно (мають різну підпорядкованість), а це вимагає, щоб БД теж була розподіленою і могла служити для вирішення різноманітних завдань. По-друге, передача інформації в системі відбувається у режимах *on-line* та *off-line*, які використовуються "паралельно" й призначені для виконання різних завдань. По-третє, значний обсяг інформації, що обробляється та зберігається в системі залежать від режиму функціонування ОЕС (нормальний, аварійний чи після аварійний). В четверте, методи обробки і використання інформації вимагають високоточних вимірів та подальшого узгодження даних у часі, що зберігаються на різних ієрархічних рівнях функціонування. Крім того враховувалось, що на роботу системи і способи формування БД так само впливають канали передачі інформації, що мають різні швидкісні характеристики і можуть істотно відрізнятися за надійністю.

Враховуючи сказане розроблена БД системи була побудована як багаторівнева. *Нульовий рівень* – це "технічний" рівень. Він містить первинну інформацію, що одержується безпосередньо від давачів, а також інформацію, що стосується налагоджування та режимів роботи пристроїв системи. Залежно від режиму роботи, первинна інформація подається або у вигляді «зрізів» даних, або у вигляді цифрових реєстрограм. Саме на цьому рівні інформація маркується позначками (мітками) точного часу. Інформація у такому вигляді зберігається безпосередньо на сервері комплексу "Регіна-Ч".

Перший рівень – це *рівень вузла*. Зазвичай він представлений одним або декількома комплексами "Регіна-Ч", встановленими на об'єкті. На цьому рівні здійснюється первинна обробка даних і перетворення їх до виду, призначеному для зберігання та передачі інформації на інші рівні системи. Перетворені дані являють собою часові «зрізи» параметрів режиму з відповідною (установленою) частотою запису.

В РМУs, які експлуатуються в ЕС інших країн світу, використовується два способи формування "зрізу" режимних параметрів з позначкою часу. Обидва способи орієнтовано на одержання "зрізів" з частотою, обумовленою відповідними міжнародними стандартами. У разі використання першого способу позначка часу "прив'язується" до "переходу через нуль" значень

вимірюваної напруги однієї із фаз. Інші дані зводяться до цього моменту часу. У разі використання другого способу позначка часу “прив’язується” до ідеальної синусоїди (50 Гц). У розробленій системі використовується другий спосіб. Його перевага полягає у тому, що він дозволяє без додаткових перетворень синхронізувати дані, одержувані від різних серверів комплексів “Регіна-Ч”, що знаходяться на різних об’єктах.

Загальний об’єм (V) основних даних, що формуються на об’єктному рівні “Системи”, становить

$$V = 4 f T N_n N_{np} \cdot [\text{байт}],$$

де f – частота реєстрації [Гц];

T – інтервал реєстрації [с];

N_n – кількість вимірюваних параметрів на електричному приєднанні;

N_{np} – кількість електричних приєднань.

Одержуваний “зріз” інформації в режимі *on-line* безпосередньо передається на верхній рівень системи і накопичується в короткотерміновій (оперативній) БД. При виникненні аварійних подій, відповідно до значень заданих в системі уставок, “зріз” також записується в спеціальну БД аварійних подій.

У короткотерміновій БД дані зберігаються протягом встановленого часу, після чого вони видаляються. Час зазначеного зберігання вибирається так, щоб можна було одержати дані для аналізу навіть у разі, якщо стався пропуск події системою фіксації аварійних подій за уставками. Час зберігання приймається (за замовчуванням) рівним 240 годинам.

Строк зберігання аварійних даних не встановлюється. Вони зберігаються до моменту прийняття рішення про те, що потреба в них зникла, але, як правило, не менше року.

Другий рівень – це *рівень підсистеми*. Цей рівень представляється сервером, що збирає інформацію від декількох вузлів і накопичує її в БД. На цьому рівні проводиться аналіз інформації в інтересах відповідної підсистеми. У разі потреби ця інформація передається системі SCADA.

Третій рівень – це *рівень системи*. Цей рівень містить сервер системи, що збирає та обробляє інформацію від усіх вузлів “Регіна-Ч”. На цьому рівні проводиться аналіз роботи всієї системи і окремих її підсистем. Інформація, що знаходиться в системі, може використовуватися різними програмними засобами як в *on-line*, так і в *off-line* режимах функціонування. У разі потреби ця інформація може передаватися системі SCADA.

Другий і третій рівні, з огляду на зберігання даних, мають подібну структуру. Основним елементом такої структури є сервер БД, де зберігається інформація, що надходить в *on-line* режимі. На цьому ж сервері зберігається одержана за запитами інформація щодо аварійних ситуацій (режимів).

До БД серверу заноситься інформація, що стосується поточного стану об’єктів ЕС, поточного стану пристроїв, поточних параметрів контрольованих приєднань, змін стану об’єктів за зазначений період часу, змін стану пристроїв за зазначений період часу, динаміки зміни параметрів приєднань у зазначеному інтервалі часу та ін.

Для одержання інформації із БД використовуються SQL-запити. Базу даних реалізовано з використанням СУБД MySQL. Ця СУБД є вільно розповсюджуваною і має достатню продуктивність для того, щоб забезпечити потреби системи. У разі необхідності БД може бути налаштованою для використання з іншими СУБД.

Для забезпечення можливостей як налаштування пристроїв “Регіна-Ч”, так і візуалізації зареєстрованої і відповідно обробленої інформації на різних рівнях системи, розроблено програмні засоби інтерфейсу користувача та прикладні програми, призначені для забезпечення інформацією як персоналу, так і реалізації різних задач оперативно-диспетчерського керування. Інформація персоналу надається у звичному для нього вигляді. Приклади таких форм показано на рис. 5 (значення режимних параметрів, що стосуються різних електричних приєднань) та рис. 6 (цифрова реєстрограма, одержана від комплексу «Регіна-Ч», що знаходиться на ПС “Західноукраїнська”, і стосується режимних параметрів лінії електропередачі, що з’єднує ПС з Хмельницькою АЕС).

У разі потреби оператор може скористатися програмними засобами одержання та візуалізації інформації, що знаходиться в БД “Системи”. Забезпечується автоматичний контроль її працездатності.

SMPR data								
File								
Обновить		Выход						
Название	Время	Частота	Фаза	U	I	Q	P	Угол
ВЛ-500 Донбасская-Нововороне	2010/12/15 11:43:00	50.0032	A	282.376	0.487511	-69.0346	119.1	223.798
			B	286.619	0.464432	-70.1947	113.103	344.286
			C	282.662	0.477033	-72.9554	113.398	104.184
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0034	A	420.486	0.256937	33.7841	102.62	235.777
			B	422.344	0.271173	37.0034	108.386	355.883
			C	415.56	0.281579	38.3518	110.549	115.988
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	189.423	0.580133	-14.7607	-108.895	56.3715
			B	194.841	0.600116	-20.4229	-115.13	176.544
			C	190.862	0.591836	-19.0964	-111.333	297.509
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.289	0.240822	-0.680806	45.5798	56.385
			B	193.88	0.254929	2.06342	49.3826	176.553
			C	190.395	0.245794	2.22892	46.7448	297.427
ВЛ-500 Донбасская-Победа	2010/12/15 11:43:00	50.0035	A	287.9	0.351546	-31.2317	96.2709	224.154
			B	288.797	0.357971	-34.7286	97.373	344.43
			C	286.395	0.367336	-34.174	99.4981	104.607
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 ЮА	2010/12/15 11:43:00	50.0031	A	427.962	0.725989	-293.349	102.364	235.732
			B	436.222	0.711806	-288.49	114.836	355.941
			C	411.682	0.704698	-271.278	102.825	115.853
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	420.997	1.37996	-11.2871	-580.849	235.607
			B	422.169	1.40693	-11.651	-593.849	355.824
			C	416.702	1.39018	-20.6861	-578.923	115.735
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.115	0.194254	13.8946	34.0074	56.295
			B	194.647	0.200648	15.5461	35.828	176.665
			C	190.302	0.201459	15.4196	35.1004	297.531
ПЛ-330 Аджалик-Усатово 2	2010/12/15 11:42:00	49.998	A	194.33	0.148829	-5.90639	28.3125	12.942
			B	194.385	0.157471	-10.9177	28.5969	133.281
			C	192.721	0.167423	-6.64699	31.5739	253.395

Рис. 5

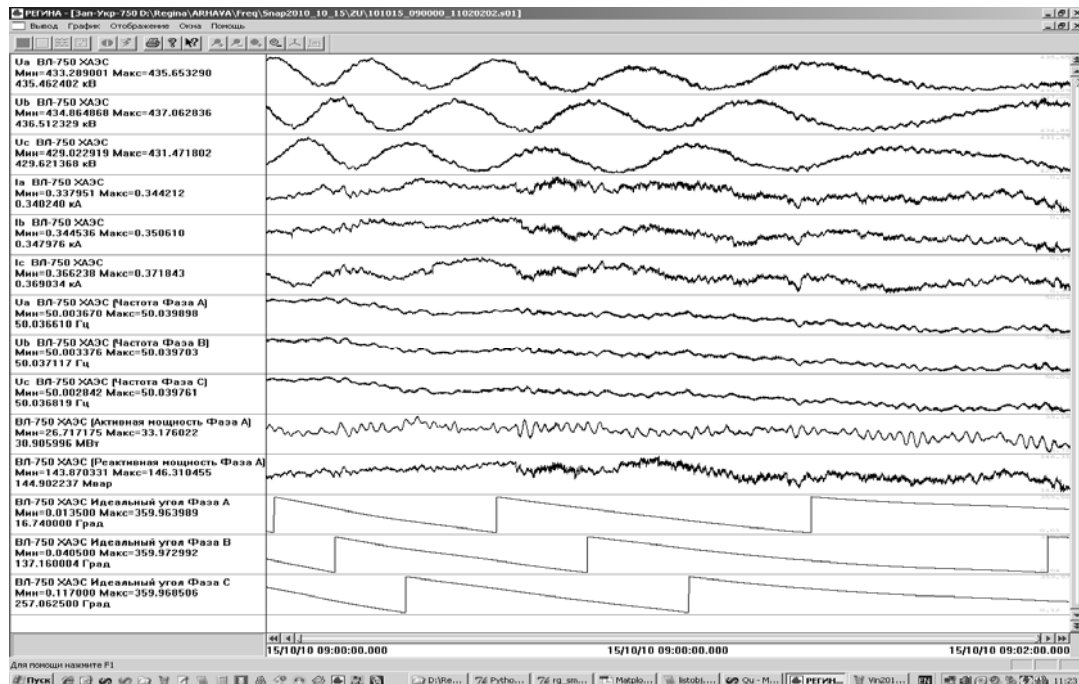


Рис. 6

Висновки

З урахуванням інформаційних потреб актуальних задач оперативного керування та перспектив створення в ОЕС України відповідних систем автоматичного керування (WAPS) та схем захисту рівня енергооб'єднання (WACS) створено систему збору та обробки інформації на базі комплексів "Регіна-Ч". При цьому забезпечена можливість передачі інформації з рівня об'єктів на рівень ДЦ ОЕС України, використовуючи різні протоколи (IEEE C37.118, IEC 60870-5-104, V.32bis, V.34, V.34+, V.42bis, V.90 та ін.) – залежно від наявних каналів передачі інформації.

Література

1. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007, № 5. – С. 39-52.
2. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б., Чижевський В.В. Деякі питання розвитку системи керування режимами ОЕС України // Техн. електродинаміка. Темат. випуск: „Силова електроніка та енергоефективність”. Ч. 1. – 2010. – С. 165-168.
3. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об’єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010, № 6. – С. 51-58.
4. Буткевич О.Ф., Тутик В.Л. Моніторинг та діагностування електроенергетичних об’єктів та систем України на базі комплексів “РЕГНА” // Гідроенергетика України. – 2010, № 3. – С. 46-49.
5. Воропай Н.И., Массель Л.В., Славин Г.Б. Организация системы мониторинга энергетического хозяйства России на базе новых информационных технологий // Электричество. – 2002. – № 9. – С.2-8.
6. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левітський В.Г. Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2002, № 3 (3). – С. 4-18.
7. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинько В.М. та ін. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. – 2007. – № 1 (16). – С. 16-22.
8. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об’єктів // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України, 2007, № 1 (16), Ч. 1. – С. 9-15.
9. Стогній Б.С., Буткевич А.Ф., Зорин Е.В., Левконюк А.В., Чижевський В.В. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів енергооб’єднання // Техн. електродинаміка. – 2008, № 6. – С. 52-59.
10. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв’язання задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2009, вип. 23. – С. 147-155.
11. Arango O. J., Sanchez H.M., Wilson D. H. Low Frequency Oscillations in the Colombian Power System – Identification and Remedial Actions // CIGRE Session 2010, Paris. Paper C2-105.
12. Mark S., Radford D. Communication system Requirement for Implementation of Large Scale Demand Side Management and Distribution Automation // IEEE T-PD. – 1996. – No 2. – Pp. 683-690.