

ВИМОГИ ДО ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ МІСЦЕВОГО ЗНАЧЕННЯ

Сформовані основні вимоги до інформаційно-керуючих систем для електричних мереж місцевого значення.

Сформированы основные требования к информационно-управляющим системам для электрических сетей местного значения.

The formed basic requirements to the informative-based systems for the electric networks of local value.

Електрична енергія широко використовується в усіх сферах діяльності суспільства, у результаті чого вона суттєво впливає на техніко-економічні показники виробничої діяльності споживачів. Враховуючи особливості виробництва та споживання електричної енергії має місце при побудові систем керування необхідність врахування взаємного впливу споживачів на показники виробничої діяльності джерел, передавальних та розподільних мереж і навпаки вказаних об'єктів на джерела. Не завжди вказані взаємні впливи носять позитивний характер, тому системи керування електроенергетичними об'єктами окрім звичайних функцій керування передачею, але й мати можливість зменшити результати вказаних негараздів в електричних мережах. В теперішній час мережі верхніх рівнів ієрархії обладнанні такими системами керування вітчизняного та іноземного виробництва, в той же час розподільні мережі нижніх рівнів ієрархії (тобто місцеві мережі напругою 35 кВ та нижче) не мають таких сучасних систем керування. Таке становище пояснюється цілою низкою причин, але головною є досить висока вартість, але не дивлячись на це, має місце зростання кількості розробок для вказаних розподільних мереж. Такі розробки суттєво різняться між собою по обсягу функцій, якості роботи та вартості. Тому ціллю даної роботи є вироблення вимог до систем керування та пропозицій по побудові систем керування розподільними мережами.

Розподільні електричні мережі являють собою складний виробничий комплекс, який складається з певної кількості об'єктів, що розташовані на значних територіях, але зв'язані між собою схемою, єдиним технологічним процесом передачі та розподілу електричної енергії. Для аналізу функціонування розподільних мереж, як об'єкту досліджень, застосуємо метод декомпозиції, що припускає розгляд систем керування мережами, виходячи з сукупності функціональних завдань керування, їх систематизацію, оцінку організаційної основи відносно існуючих рівнів управління, а також у відповідності до перспектив розвитку систем керування електроенергетичними об'єктами країни, що намітилися в останні роки. Для подальших досліджень представляється зручним виділити сукупності функціональних груп, орієнтуючись на забезпечення відповідних цілей керування і спираючись на виконання окремих функціональних завдань. Аналіз функціональних завдань керування дозволяють запропонувати функціональні групи у взаємному зв'язку з основними цілями керування, які наведені в таблиці 1.

Функціональні групи керування, їх завдання та мета

Функціональна група і її основні завдання керування	Мета керування
Надійність: виявлення і локалізація ушкоджень; відновлення електропостачання; діагностика електрообладнання; профілактика та ремонтно-відновлювальне обслуговування; реєстрація інформації про стан обладнання мережі; забезпечення достовірності та збереження інформації.	Зменшення аварійного недовідпуску електроенергії. Підвищення безперебійності електропостачання споживачів та якості електричної енергії.
Навантаження: оцінювання параметрів режиму споживання електроенергії; ідентифікація і контроль режиму; формування інформації для виконання корекції режиму; формування і передача команд по керуванню; планування, прогнозування та виконання режиму.	Визначення і дотримання встановленого режиму споживання активної, реактивної потужностей та енергії. Виконання договірних зобов'язань.
Ефективність: оптимізація режиму та втрат електричної енергії; впровадження нової техніки; оптимізація обслуговування та ремонту обладнання, скорочення чисельності персоналу.	Зменшення втрат та витрат. Підвищення техніко-економічних показників господарської діяльності.
Якість: управління якістю енергії; забезпечення електромагнітної сумісності в мережах; заходи з підвищення якості енергії, зменшення збитків.	Підвищення якості електропостачання споживачів.
Облік: збут електроенергії; матеріально-технічні ресурси; бухгалтерський облік; облік людських ресурсів.	Визначення і управління споживанням енергії. Ліквідація наднормативного та не контролюваного споживання електроенергії.

Наведені функціональні групи представляють традиційні завдання керування розподільними мережами. Перехід електроенергетики країни на ринкові умови господарювання обумовили певні зміни, що призвели до зміни (або появи) особливостей в системах керування. Так, взаємини між генеруючими компаніями і компаніями, що займаються передачею, розподілом електроенергії, засновані на корпоративному принципі взаємодії, який являє собою подальший розвиток теорії економічного саморегулювання стосовно електроенергетики [1, 2]. При реалізації цього принципу, основні положення якого регламентуються контрактом, передбачається визначати оперативні технологічні, економічні і адміністративно-господарські аспекти їх взаємодії, появу таких структур, як «Системний оператор» (СО) оптового ринку електроенергії (ОРЕ), НКРЕ, некомерційне партнерство «Адміністратор торгової мережі» тощо. При подаль-

шому розгляді цього підходу обмежимося, в основному, оперативними завданнями управління в умовах конкуренції.

Організація конкуренції побудована на методах, що добре відомі на монополістичних ринках [3, 4]. В їх основі лежить цінова конкуренція виробників за право стати постачальником для єдиного (або колективного) покупця. Створення такого агента було передбачено концепцією реформування енергетики. В теперішній час таким агентом являється некомерційне партнерство «Адміністратор торгової мережі» (НП «АТМ»). Таким чином, створення в Україні оптового ринку електроенергії (ОРЕ) та поява його регулятора в вигляді національної комісії регулювання енергетики (НКРЕ) та НП «АТМ» створили конкурентоспроможне середовище в сфері закупівлі та послідууючої продажі електричної енергії [5-8]. Схема сучасних поставок електричної енергії споживачам та можливі варіанти її подальшого розвитку показані на рис. 1 [5].

Наведені результати досліджень показали необхідність наявності «Системного оператора», як суб'єкта взаємних відносин в електроенергетиці. Ці перетворення значно вплинули на функціональні дії всіх рівнів ієрархії керування.

В попередні роки в країні, в основному, розроблялися автоматизовані системи керування для мереж високих напруг 110 кВ та вище. Це було зумовлено тим, що по таким мережам передавалися передаються значні потужності та кількості електроенергії, тому вкладення коштів в такі мережі окупаються дуже швидко, а економічні ефекти були і залишаються досить вагомими. Передбачалося, що розробки для мереж високих напруг можливо без значних затрат впровадити в розподільчі мережі. Але при цьому не були враховані відмінності розподільчих мереж від магістральних. Ці відмінності визначалися і тепер визначаються різним рівнем оснащення мереж приладами обліку та управління. Крім того, кожний рівень ієрархії управління володіє визначеною специфікою і, не дивлячись на загальність методичних підходів, врахування особливостей об'єкту керування дозволяє суттєво покращити якість вирішення проблеми диспетчеризації. Найбільш суттєво специфіка проявляється в структурі вимірювальних параметрів.

Якщо для верхніх рівнів ієрархії (НЕК «Укренерго» та енергосистем) характерні виміри активних та реактивних потужностей, то для нижніх рівнів характерні виміри струму в лініях електропередачі, трансформаторах та навантаженнях споживачів. Як відомо, для завдання оцінювання стану вимірювання струму має меншу інформаційну цінність ніж вимір потужностей, оскільки в загальному випадку вони не характеризують ні направлення потоків потужностей, ні співвідношення між активними та реактивними [1, 9] складовими. В якійсь мірі гострота проблеми може бути знижена за рахунок залучення додаткової інформації, отриманої при епізодичних контрольних замірах в режимні дні найменших та найбільших навантажень.

Крім того, політичні та економічні перетворення в країні суттєво вплинули на стан розподільчих електричних мереж. Якщо стан магістральних мереж не мав суттєвих перемін в приналежності, то роздержавлення та приватизація розподільних мереж призвели до переходу в більшості випадів цих мереж в приватну власність. Це зумовило значні зміни в їх економічній та технічній діяльності.

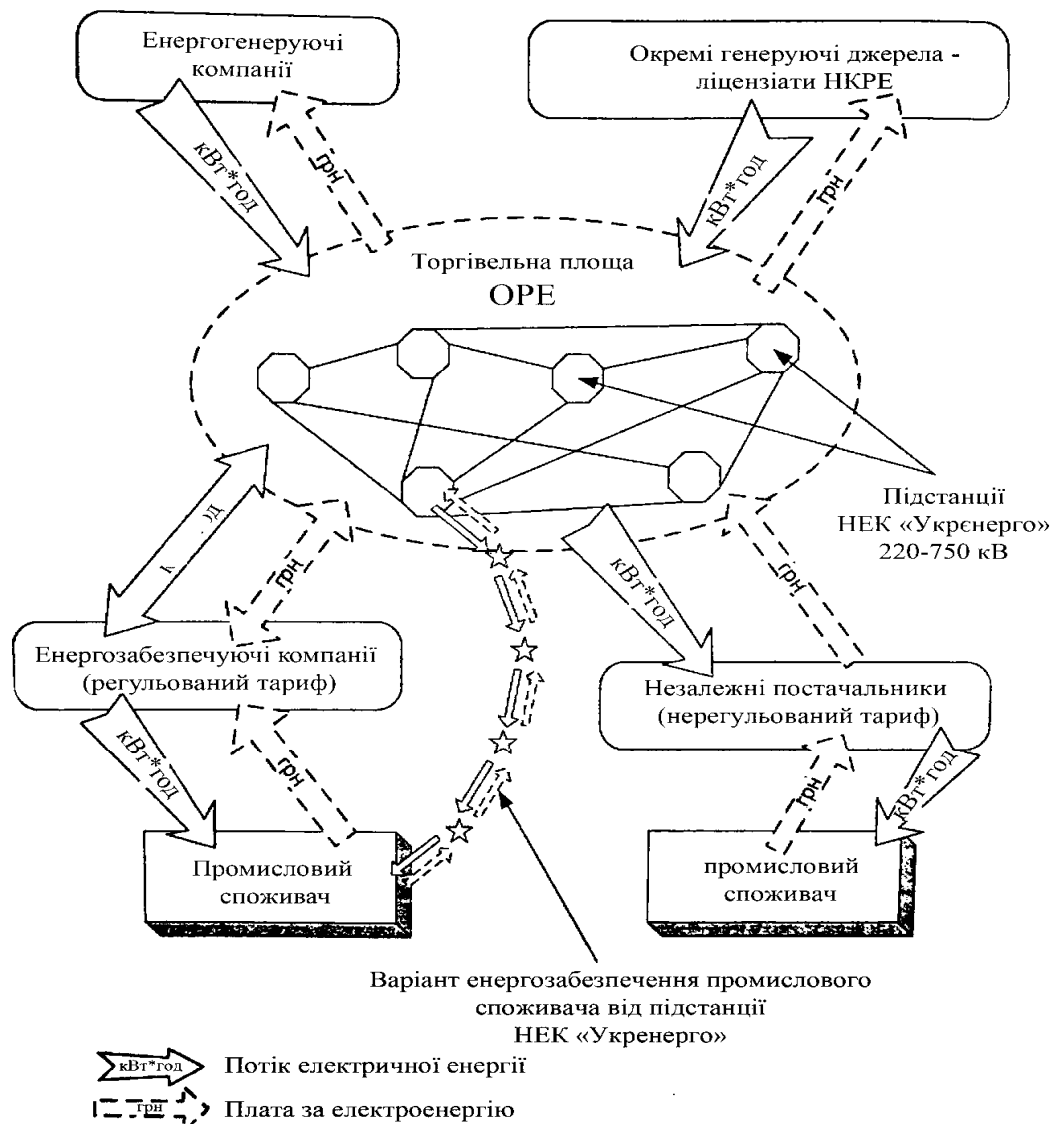


Рис. 1. Схема сучасних поставок електричної енергії споживачам

Результати досліджень показують, що для вирішення наведених та ряду інших проблем повинна бути значно покращена вся організаційно-технічна діяльність в керуванні розподільчими електричними мережами. Необхідна розвинута інформаційна підтримка по всій сукупності даних про технологічне обладнання ліній електропередачі і трансформаторних підстанцій, трасах повітряних та кабельних ЛЕП, абонентах, ретроспективної інформації про різні події тощо. Тому для вказаних об'єктів актуальним стало створення єдиного комплексу, спроможного розв'язувати задачі як диспетчерського контролю та управління мережами (в основному напругою 6(10)-35кВ), так і управління технологічними процесами на підстанціях. Це дозволяє виконати не тільки збір, відображення, зберігання та передачу інформації про стан контрольованої мережі в режимі реального часу, але й виконувати функції контролю релейного захисту та автоматики, управління та сигналізації на приєднаннях до підстанцій та створювати систему обліку електричної енергії. Таким чином, мала и має місце необхідність створення автоматизованих систем керування технологічними процесами в електричних мережах. В більшості випадків вона складається із

п'яти основних підсистем, в основу яких покладено їх єдине інформаційно - технічне забезпечення, що використовує єдине прикладне спеціалізоване програмне забезпечення (системи баз даних, комплекс графічного відображення, блоки розрахункових модулів тощо) та спеціально розроблені уніфіковані технічні засоби. Такі системи, як правило, включають підсистеми – функції:

- диспетчерського керування;
- автоматизації роботи та оперативного керування мережами;
- автоматизована система обліку електроенергії, але в більшості випадків має місце автоматизована система комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ);
- автоматизована система керування якістю електричної енергії тощо.

Для сумісної реалізації оперативного та автоматизованого керування в більшості випадків використовується двоконтурна адаптивна система керування імітаційною моделлю [10]. Система диспетчерського управління мережами рівня обленерго, РЕМ, системи електропостачання або їх об'єктами, вирішує завдання контролю схеми мережі та стан електрообладнання, оптимізація по напрузі, збір, обробка та оцінка плинної інформації тощо. Для такої системи створюється трьох рівневі структури:

Нижній рівень – засоби з'єднання з об'єктом представляються, за звичай, мікропроцесорними улаштуваннями збору даних в терміналах телемеханіки або інтелектуальними пристроями контрольованих об'єктів. Цей рівень забезпечує з'єднання технологічного обладнання з верхніми рівнями системи, проведення первинної обробки та фільтрації даних, а також обробки управляючих команд з верхніх рівнів.

Середній рівень – система збору та передачі інформації, яка вміщує канали телемеханіки, обладнання зв'язку, а також інтелектуальні улаштування збору даних, що виконують функції контролерів для контрольованих пунктів нижчих рівнів. Засоби збору даних забезпечують виконання функцій вводу аналогових та імпульсних сигналів, телеуправління двопозиційними об'єктами, формування архіву подій з передачею на верхній рівень та ряд інших.

Верхній рівень – оперативно-інформаційний комплекс (ОІК) подається обладнанням локальної комп'ютерної мережі та персональними комп'ютерами з достатнім ресурсом.

Структура конкретного ОІК може бути різною в залежності від функцій, рівня ієрархій, обсягу інформації, що підлягає обробці тощо. Потрібно враховувати, що програмні засоби повинні бути ліцензійними і складатися із стандартного прикладного програмного забезпечення, що реалізує основні функції SCADA (Supervisory Control and Acquisition – диспетчерське управління та збір даних). В складі автоматизованих систем диспетчерського керування на всіх рівнях ієрархії були створені та експлуатуються:

- системи автоматизованого керування нормальними, аварійними та після аварійними режимами;
- оперативно-інформаційні та керуючі комплекси, що забезпечують чергового диспетчера в реальному часі інформацією про плинний режим, керування

диспетчерським інформаційним дисплеєм, складання добової диспетчерської відомості про показники роботи в певні часи доби;

- системи оперативного керування під час добового періоду (порадник диспетчера), що забезпечує протягом доби корекцію режиму по активній та реактивній потужностях, по режиму напруги в визначених точках мережі, оперативну оцінку надійності, по підвищенню ефективності роботи мереж, окремого електрообладнання тощо;

- системи обчислювального комплексу, що забезпечує короткотривале та довготривале планування режимів;

- системи автоматизації комерційного обліку і контролю електричної енергії та потужності (АСКОЕ);

- експертні системи для інформаційної допомоги оперативному персоналу.

Виконані дослідження показують, що в теперішній час зростає відповідальність прийняття рішень оперативним персоналом, людина не завжди встигає своєчасно прийняти правильні рішення. За останній час значно частіше з'являється інформація про створення ОІК для різних рівнів керування мережами з функціями порадників диспетчера.

Список літератури

1. Кириленко О.В. Ієрархічний оперативно–керуючий комплекс автоматизованої системи диспетчерського керування / О.В. Кириленко, Б.С. Стогній, В.Л. Прихно [та ін.] // Праці ІЕД НАНУ. – 2008. – №20. – С. 3–4.
2. Кігель А.Г. Особливості застосування інформаційних технологій в електричних мережах / А.Г. Кігель // Науковий вісник НГУ. – 2011. – №6. – С. 121–125.
3. Паливно – енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / [Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін.] – К.: Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.
4. Дикий М.О. Сучасний стан і перспективи оздоровлення енергетики України / М.О. Дикий // Енергетика и электрификация. – 2001. – №5. – С. 2–7.
5. Кириленко А.В. Энергообеспечение и энергосбережение. / А.В. Кириленко, А.С. Яндульський, В.А. Гинайло. // Энергетическая политика Украины. – 2002. – №10. – С. 72–79.
6. Кігель А.Г. Підвищення ефективності систем керування електроенергетичним обладнанням / А.Г. Кігель // Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика. Наукове видання.–Кременчук: КНУ,–2011.–№ 1/201(1). – С. 182–183.
7. Кігель А.Г. Шляхи підвищення ефективності автоматизованого керування об'єктами енергетичних компаній та систем / А.Г. Кігель // Електротехніка і енергетика. Наукові праці ДонНТУ. – Донецьк: ДонНТУ, – 2011. – №11. 178–181. – С.
8. Кігель А.Г. Повнофункціональні інформаційно – управляючі системи в електричних мережах акціонерних товариств та компаній. / А.Г. Кігель // Тези Міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні інформаційні технології на транспорті, в промисловості та освіті» ДНУЗТ ім. академіка В.А. Лазаряна. – 2011.– С. 40–41.
9. Денисюк С.П. Оцінка точності вимірювання складових електроенергії в системах з перетворювачами електроенергії. / С.П. Денисюк, В.О. Кравцов // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. – 2008. – С.61-66.
10. Арзамасцев Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян; под ред. проф. Д.А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1983. – 220 с.

*Рекомендовано до публікації д.т.н. Слесаревим В.В.
Надійшла до редакції 07.05.2013*