

ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОНТРОЛЮ Й КЕРУВАННЯ АДРЕСНИМИ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Лежнюк П. Д.¹, Прохвятилов В. Ю.²

¹Вінницький національний технічний університет,
²ТОВ "Хартен" (м. Харків)

Показана необхідність і доцільність вдосконалення інформаційного забезпечення для більш точного визначення втрат електроенергії в електричних мережах.

Вступ. Однією з основних умов реалізації бізнес-процесів керування режимами електричних мереж (ЕМ), у тому числі керування адресними потоками потужності, є якісна інформація щодо стану мережі. Моніторинг потоків потужності в умовах двосторонніх договорів і балансуючого ринку електроенергії висуває ряд вимог до технологічної інформації, викликаних необхідністю контролювати й компенсувати в темпі процесу дисбаланси, технологічні втрати електроенергії, встановлюючи їхню адресу, а також реагувати на внутрішні й зовнішні збурення. Все це може й повинне здійснюватися в умовах локалізації керування з дотриманням основних принципів централізованого керування для досягнення системного ефекту [1, 2].

Техніко-економічна ефективність функціонування системи виробництва, передачі й реалізації електроенергії залежить від повноти й точності інформації. Частина потрібної інформації являє собою потоки даних з об'єктів керування про їхній стан і режими роботи (стан комутаційних апаратів, значення напруги, потужності та ін.). Обробка інформації, що поступає, ведеться в режимі реального часу, тому адекватність прийнятих диспетчером рішень і умови роботи автоматичних систем залежать від надійності й продуктивності інформаційних систем. Інша частина інформації являє собою потік даних для здійснення довгострокового й короткострокового планування режимів, координації ремонтної діяльності. Цей вид інформації не носять оперативний характер, але від нього також залежить точність оптимізації й прийняття рішень по оперативному контролю (моніторингу) і керуванню потоками потужності в електричних мережах.

Магістральні електричні мережі об'єднані на паралельну роботу з розподільними мережами, що через їхню неоднорідність ускладнює передачу електроенергії, у тому числі її транзит. Це проявляється у взаємовпливі режимів магістральних і розподільних мереж, що негативно позначається на перетіканнях потужностей між електричними мережами різної напруги систем, а також на адресних перетіканнях потужності в електричних мережах [2]. Результатом взаємовпливу режимів електричних мереж є додаткові втрати електроенергії, які необхідно враховувати при плануванні й оптимізації адресних і транзитних потоків потужності.

Дана стаття присвячена аналізу задач, пов'язаних з підвищенням ефективності спільного функціонування електричних мереж в умовах адресного елект-

ропостачання і транзитів електроенергії зовнішнім споживачам шляхом вдосконалення їхнього інформаційного забезпечення.

Визначення втрат електроенергії, викликаних адресними перетіканнями. На сьогоднішній день розв'язуванню цієї задачі присвячено багато публікацій, в яких втрати від адресних перетікань пропонуються визначати різними методами. В [2] ці втрати пропонуються визначати методом лінеаризації усталених режимів, розрахованих для заданих часових зрізів, з наступним використанням методу накладання. Такий підхід дозволяє визначити від яких джерел електроенергії та у якій кількості передається електроенергія до заданого вузла (споживача).

По суті, задача визначення втрат електроенергії від адресних перетікань є задачею визначення відповідних складових втрат у вітках мережі, по яких передається адресна електроенергія. В [2] показано, що втрати у вітках схеми мережі залежно від потужності у вузлах мережі визначаються:

$$\Delta \dot{S}_e = \dot{A} \dot{S} + \Delta \dot{S}_{нб}, \quad (1)$$

де \dot{S} – вектор потужностей у вузлах; \dot{A} – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж залежно від потужностей у вузлах з урахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\Delta \dot{S}_{нб}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації.

В (1) кожний рядок матриць \dot{A} визначається як

$$\dot{A}_i = (\dot{U}_i \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{ki} \dot{U}_o^{-1}, \quad (2)$$

$$\text{а } \Delta \dot{S}_{нб i} = (\dot{U}_i \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{D}_{oi} \hat{U}_o, \quad (3)$$

де \dot{A}_i – вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для i -ї вітки схеми від потужності в її вузлах з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації; $\Delta \dot{S}_{нб i}$ – втрати в i -й вітці від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; \dot{U}_i – транспонований вектор напруг у вузлах; $\dot{M}_{\Sigma k}$ – матриця зв'язків віток з вузлами з урахуванням коефіцієнтів трансформації; \hat{U}_o – діагональна матриця напруг у вузлах; \hat{C}_k – спряжена матриця струморозподілу з урахуванням трансформаторних зв'язків; \hat{D}_o – спряжена матриця провідностей,

яка формує зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації в замкнутих контурах; \hat{U}_σ – спряжений вектор-стовпець напруг в балансує-чих вузлах.

Відмітимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від значень напруги у вузлах, які визначаються навантаженнями й генеруванням у вузлах схеми, а також від параметрів схеми, які за певних допущеннях приймаються постійними, але такими вони не є, оскільки залежать від температури навколишнього середовища та навантаження. Врахування перерахованих факторів дозволяє стверджувати, що нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається.

Можливі два варіанти проведення розрахунків втрат електроенергії. Коли здійснюється постійний моніторинг втрат за даними телевимірювань і коли розрахунки втрат електроенергії виконуються на період T з використанням характеристик графіків навантажень. У першому варіанті, при зміні режиму ЕМ, необхідно перераховувати матрицю коефіцієнтів розподілу втрат у вітках, тому що значення її елементів залежать від напруги у вузлах. Остання умова в даний час може бути цілком виконана, беручи до уваги сучасний рівень оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) ЕМ, а також апаратне й програмне забезпечення АСДК. Як часто необхідно перераховувати матрицю A залежить від необхідної точності розрахунку втрат у вітках ΔP_σ і, зокрема, у заданих вітках.

В іншому варіанті здійснюється розрахунок втрат потужності для режиму максимального адресного перетікання ΔP_{\max} або для середнього значення потужності, переданої i -му споживачеві згідно домовленого графіка, ΔP_{cp} . Втрати електроенергії від адресних потоків ΔW для періоду T визначаються відповідно по формулах:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau, \quad (4)$$

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T k_\phi^2, \quad (5)$$

де τ – число годин найбільших адресних втрат; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантажень i -го споживача, для якого визначається його участь у сумарних втратах.

У першому випадку, щоб скористатися формулою (1) для визначення втрат, потрібно знати матрицю A , яка визначається за результатами розрахунку ustalеного режиму. Для цього, як відомо, потрібен відповідний об'єм інформації. Вона формується в базі даних ОІК. У другому випадку в (4) і (5) ΔP_{\max} і ΔP_{cp} також визначаються за результатами розрахунку ustalеного режиму. Для визначення τ і k_ϕ^2 потрібно знати планований графік споживання потужності й відхилення від нього реального графіка. Реальний графік споживання потужності в умовах балансує-чого ринку з різних причин може істотно відрізнятись від договірної графіка. Таким чином, похибка визначення втрат електроенергії залежить від точності

параметрів ЕМ і параметрів її режиму, а також від умов електроспоживання. Для контролю й оптимального керування адресними потоками потужності в електричних мережах і визначення адресних втрат електроенергії потрібно розвивати й удосконалювати існуюче інформаційне забезпечення.

АСКОЕ локального рівня як елемент системи балансування електроенергії. Удосконалення АСКОЕ має на меті формування прозорих відносин між виробниками, постачальниками й споживачами електричної енергії. Виходячи із чого, головними завданнями АСКОЕ локального рівня є забезпечення обліку активної й реактивної електричної енергії на границях балансової приналежності електричних мереж, а також підвищення точності, вірогідності й оперативності одержання даних щодо виробництва, передачі та постачання електричної енергії. Реалізація цих завдань дозволяє підвищити ефективність оперативного керування режимами електричних мереж і здійснювати моніторинг всіх складових балансу електричної енергії з метою формування заходів щодо їхньої оптимізації.

Набір завдань АСКОЕ регламентується нормативними документами і визначає функціональну структуру системи, що у загальному випадку складається з вимірювального середовища, підсистеми збору та обробки даних і комунікаційного середовища (рис. 1).

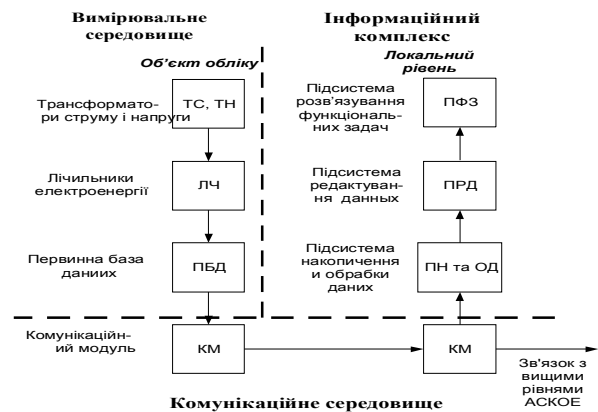


Рисунок 1 - Функціональна схема АСКОЕ

Відповідно до функціональної насиченості АСКОЕ встановлено перелік вимог до її елементів у частині їхньої надійності й вірогідності вихідної інформації. Окремі вимоги висуваються до точності вимірювальних трансформаторів, а також первинних перетворювачів і лічильників. Разом з тим, для локального рівня АСКОЕ практично відсутній перелік вимог і рекомендацій щодо обсягу й періодичності відновлення інформації, тобто формування вимірювального середовища, необхідного для розв'язування функціональних задач, пов'язаних зі складанням балансів електроенергії й керування режимами ЕМ.

Нерозв'язаність даного питання, у поєднанні із практичною неможливістю забезпечення повної спостережності ЕМ є однією з головних причин, які ускладнюють розробку й впровадження АСКОЕ, а

також організацію ефективного функціонування даної системи. Останнє приводить до практичної неможливості аналізу структури балансів електроенергії, оскільки інформаційне забезпечення дозволяє (з певною точністю) визначити лише сумарні балансові витрати електроенергії. Таким чином, обґрунтована розробка заходів щодо зменшення окремих складових сумарних витрат електроенергії (технічних, комерційних витрат і т.п.) на практиці є складним, а часто неможливим.

Необхідність врахування метеопараметрів для ефективного контролю й керування транспортуванням електроенергії. Нові можливості існуючих інформаційних технологій дозволяють перейти до більш ефективного керування та експлуатації електричних мереж у рамках балансуєчого ринку за рахунок моніторингу статистично об'єктивних даних про параметри навколишнього середовища, які в значній мірі впливають на короткостроковий прогноз споживання електроенергії, втрати електроенергії в елементах електричних мереж. Для цього необхідно сформулювати відомчу систему збору метеоданих (ВСЗМ). Дані метеоспостережень, сформовані у відповідній базі даних, забезпечать їхній аналіз, оцінку й прогнозування метеорологічної обстановки.

В 90-х роках в Україні розглядалася концепція єдиної централізованої системи моніторингу енергетичного господарства України на основі сучасних інформаційних технологій шляхом інтеграції існуючих, розроблювальних і планованих моніторингових систем в енергетичному секторі економіки, включаючи систему підтримки прийняття рішень. Аналогічна концепція існує в Росії [3]. В даний час цю концепцію необхідно розглядати як частину концепції функціонування й розвитку ринку електричної енергії України.

В [4] запропонована структура відомчої системи збору метеопараметрів на основі метеопостов підстанцій. Ефективність подібної системи, що використовується для уточнення параметрів ЕМ, підтверджується досвідом [5]. Наприклад, уточнення даних про активний опір ЛЕП дозволяє більш точно визначити втрати в електричних мережах. В табл. 1 наведені результати розрахунків втрат потужності в електричних мережах Дніпровської ЕЭС без врахування й з урахуванням зміни активних опорів ліній через підвищення температури при сумарному відпуску 6962,5 МВт.

Таблиця 1 – Втрати потужності в ЕМ

Режим	Сумарні втрати в ЕМ, МВт	Втрати в ЛЕП 750-330 кВ, МВт	Втрати в ЛЕП 220-35 кВ, МВт
Вихідний	100,6	62,1	17,1
Збільшення опору ЛЕП на 5%	103,4 (+3%)	63,3 (+2%)	18,7 (+9%)

Як видно з таблиці 1 неврахування зміни тільки активного опору залежно від метеоумов приводить до істотних похибок визначення втрат потужності в електричних мережах. Причому з цієї причини похибка більша в мережах нижчої напруги.

Висновки. Розвиток інформаційних систем, бу-

дучи важливим чинником підвищення ефективності систем диспетчерського й технологічного керування, повинна розглядатися не тільки як важлива організаційно-технічна, але і як пріоритетне економічне завдання. Для забезпечення спостережливості та керованості адресними потоками потужності потрібно вдосконалювати апаратну й програмну складові інформаційного забезпечення.

Список використаних джерел

1. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно; – Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.
2. Лежнюк П. Д. Определение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем от транзитных потоков / [П. Д. Лежнюк, А. Б. Бурыкин, В. В. Кулик]; – Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку. – К.: 2009. – С. 31–36.
3. Воропай Н. И. Организация системы мониторинга энергетического хозяйства России на базе новых информационных технологий / [Н. И. Воропай, Л. В. Массель, Г. Б. Славин]; – Электричество.– 2002. – № 9.
4. Формирование ведомственной системы сбора метеоданных в условиях эффективного оптового рынка электроэнергии / [Н. Н. Титов, М. С. Доценко, С. И. Доценко и др.]; – Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку. – К.: 2009. – С. 41–48.
5. Воротницкий В. Э. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за не учета метеоусловий / В. Э. Воротницкий, О. В. Туркина. – Электрические станции.– 2008.– № 10.

Аннотация

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ АДРЕСНЫМИ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Лежнюк П. Д., Прохвятилов В. Ю.

Показана необходимость и целесообразность совершенствования информационного обеспечения для более точного определения потерь электроэнергии в электрических сетях.

Abstract

CONTROL AND MANAGEMENT INFORMATION SERVICES FOR ADDRESS POWER FLOWS IN ELECTRICAL NETWORKS

P. Lezhnyuk, V. Prohvatylov

The necessity and expediency of information services for more exact power losses definition in electrical networks is shown.