УДК 621.311.001.18

В. М. Авраменко, д-р техн. наук;
П. О. Черненко, д-р техн. наук;
Н. Т. Юнєєва, канд. техн. наук

ОЦІНЮВАННЯ ПОТОЧНОГО ЗАПАСУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗУ ВУЗЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Запропоновано методику моніторингу поточного запасу статичної стійкості з використанням синхронізованих вимірів фаз напруги у вузлах електричної мережі, яка базується на оперативних розрахунках поточних режимів ОЕС з використанням оперативного прогнозу вузлових навантажень. Методика дає можливість виконати візуалізацію траєкторії обважнення на інтервалі виконання оцінювання стану комплексу КОСМОС.

Вступ

Однією з найважливіших функцій диспетчерів енергооб'єднань та енергосистем є моніторинг поточного режиму відповідного енергооб'єкта та перевірка відповідності запасів потужності контрольованих перерізів, та окремих високовольтних ліній регламентованим значенням. Такий контроль особливо необхідний в до- та післяаварійних режимах, а також під час прийняття диспетчером рішень щодо виведення для ремонту основного електрообладнання електростанцій та підстанцій.

Ефективність моніторингу суттєво підвищується, якщо він здійснюється з певним упередженням, необхідним для прийняття та реалізації рішення з введення поточного режиму в допустиму зону.

Сучасна система вимірювань параметрів режиму в енергосистемах і основана на синхронізованих вимірах фаз напруги технологія управління великими енергооб'єднаннями, або WAMS/WACS технологія (Wide Area Measurement & Control System), щораз ширше застосовується в різних країнах. Об'єднана енергосистема України непогано оснащена системами нового покоління для мікропроцесорної реєстрації параметрів електричного режиму. Це відкриває можливості підвищення точності та надійності визначення рівня стійкості енергосистеми в поточних режимах і через це підвищення надійності отримання потужності з надлишкових регіонів ОЕС. Реалізація цих можливостей вимагає виконання робіт з модифікації наявних програмних засобів моделювання ЕЕС, які використовуються для диспетчерського управління ОЕС, в напрямку використання можливостей нових технічних засобів реєстрації.

Для отримання інформації про очікувані режими необхідно тим чи іншим способом прогнозувати вузлові навантаження, оскільки вони залежать від складу підключених до вузла споживачів електричної енергії та не залежать від змін в топології мережі. В наш час для прогнозування вузлових електричних навантажень використовують спрощені математичні моделі. Вони визначаються, зазвичай, на основі коефіцієнтів зв'язку між сумарним і вузловими навантаженнями, отриманими на основі обробки зимових і літніх контрольних замірів [1], кореляційного зв'язку між ними та застосування для скорочення розмірності даних методу головних компонент [2].

Обчислювальні характеристики сучасних ПЕОМ дозволяють розробляти складні багатофакторні математичні моделі вузлових навантажень. Ця робота ґрунтується на результатах оперативного прогнозування за трирівневою математичною моделлю з урахуванням метеорологічних і технологічних факторів. Основою формування є рівень обласних енергосистем. На подальших верхніх рівнях здійснюється, у разі необхідності, укрупнення вузлових навантажень у вигляді балансних значень з урахуванням місцевих генеруючих джерел. Як оператор прогнозування використовується субоптимальний фільтр Калмана. Приймається, що похибка вимірювань телевимірюваних параметрів режиму враховується в статичній оцінці стану.

Оцінювання запасів стійкості поточного режиму на основі використання синхронізованих вимірювань напруг у вузлах електричної мережі

Для дослідження зв'язку запасу стійкості в перетині ЕЕС з взаємними кутами векторів напруги

© В. М. Авраменко, П. О. Черненко, Н. Т. Юнєєва, 2013

була взята така методика. В якості кількісної міри стійкості визначалася (послідовним обважненням режиму) статична границя потужності, тобто максимальна потужність, яку можна передати через досліджуваний перетин у мережі змінного струму. Обважнення перетину здійснювалося шляхом перерозподілу покриття (генерації) між станціями по різні боки перетину у два етапи. На першому етапі збільшувалася потужність станцій у надлишковій частині ОЕС з відповідним зменшенням потужності станцій у дефіцитній частині. На другому етапі обважнення здійснювалося послідовним збільшенням кутів ЕРС генераторів, потужність яких планується підвищити. Для цього розроблена модифікація програми розрахунку стаціонарного режиму в лінеаризованій постановці. Оскільки розрахунок для такої моделі виконується прямим (безітераційним) методом, у такому підході відсутня проблема збіжності ітераційного процесу. Обрано величину збільшення кута $d\delta = 3°$, яка дає бажане збільшення електричної потужності.

Визначення режиму, граничного за умовами статичної стійкості, як граничного за критерієм існування режиму в мережі змінного струму, вимагає розрахунку цього стаціонарного режиму. У розробленій програмі використовується лінеаризація моделі ЕЕС шляхом заміни навантажень у вузлах провідностями, а генеруючих вузлів — постійними електрорушійними силами (ЕРС). Лінійна система алгебраїчних рівнянь, яка при цьому утворюється, розв'язується методом послідовного виключення невідомих за допомогою ефективного алгоритму операцій лише з ненульовими елементами матриці, з урахуванням того, що вихідна матриця заповнена дуже нещільно. Використання такої моделі дає змогу виконувати обважнення за кутом векторів ЕРС, безітераційно досягати граничного режиму й переходити точку максимуму потужності, збільшуючи кути і далі [3, 4].

Прийнятий у роботі підхід передбачає орієнтацію на контроль статичної стійкості ОЕС за критерієм існування режиму за умови обважнення певних перетинів. Практично це означає, що на траєкторії обважнення потрібно знайти режим, який має найбільшу потужність $P_{\text{гр}}$ у досліджуваному перетині, щодо якого обчислюється і нормується «Керівними вказівками» за стійкістю енергосистем, коефіцієнт запасу статичної стійкості за активною потужністю в перетині

$$Kp = \left(P_{\text{гр}} - P - dP\right) \Big/ P,$$

де $P_{\text{гр}}$ — активна потужність в перетині (сума потужностей по лініях перетину) у граничному режимі; P — потужність у перетині в досліджуваному режимі; dP — амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в перетині.

У порівняннях варіантів використовуваних режимних параметрів кутів і напруги та форми функції апроксимації використовується середньоквадратичне відхилення σ значень функції апроксимації від розрахованих за траєкторією обважнення. Функцією апроксимації є степеневий поліном

$$P_n = \sum a_i^k x_i^k + a_{ij} x_i x_j,$$

де i, j — номер режимного параметра; $k = 0, 1, 2$ — показник степеня.

Були визначені кращі функції апроксимації для основних перетинів ОЕС України для режиму 15.04.2008 р. 10:29 з використанням програмного комплексу розрахунку стійкості складних електроенергетичних систем АВР–74/06, до якого був доданий програмний модуль визначення взаємних фазових кутів напруги та апроксимації функції залежності потужності в перетині від них.

1. Захід — Вінниця (у напрямку на схід)

$$\theta_{985-827} = \theta_{\text{РАЕС-Вн}} = \theta_1,\ \theta_{808-827} = \theta_{\text{ХАЕС-Вн}} = \theta_2,\ P_{\text{гр}} = 4164 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{пер}} = 604,45 - 2,3\,\theta_1^2 + 133,16\,\theta_1 + 78,55\,\theta_2;\ \sigma = 8,64 \text{ МВт } \left(0,207\,\% \text{ від } P_{\max}\right).$$

2. ОЕС — Одеса+Молдова ($P_{\text{гр}} = 1172,5$ МВт; $x_1 = \theta_1$ (822–523), $x_2 = \theta_2$ (805–601), 822 — Ладижинська ТЕС 330 кВ; 601 — Молдавська ГРЕС 330 кВ; 805 — Дністровська ГЕС 330 кВ; 523 — ПС Аджалик 330 кВ)

$$P_{\text{пер}} = 94,53 - 0,73\,x_1 x_2 + 89,37 x_2;\quad \sigma = 3,85 \text{ МВт } \left(0,33\,\% \text{ від } P_{\max}\right).$$

3. ОЕС — Крим ($P_{\text{гр}} = 923,6$ МВт; $x_1 = \theta_1$ (522 – 480); $x_2 = \theta_2$ (354 – 415), 354 — ПС Мелітополь 330 кВ; 415 — ПС Островська 330 кВ; 522 — ПС Каховський ГПП 330 кВ; 480 — ПС Сімферополь 330 кВ)

$$P_{\text{пер}} = 30{,}2 - 1{,}04\ x_1 x_2 - 95{,}83\ x_1 + 122{,}56\ x_2,\ \ \sigma = 3{,}38 \text{ МВт } (0{,}4\ \%\ \text{від}\ P_{\max}).$$

4. Вінниця — ПУАЕС на схід ($P_{\text{гр}}$ = 4071,7 МВт; $x = \theta_1(822-611)$, $x = \theta_2(720-344)$; 822 — Ладижинська ТЕС 330 кВ; 611 — Бєльци 330 кВ; 720 — Трипільська ТЕС 330 кВ; 344 — ПС Побужжя 330 кВ)

$$P_{\text{пер}} = 2260{,}1 - 4{,}25\ x_2^2 + 7{,}94\, x_1 x_2 + 71{,}7 x_1 + 18{,}48 x_2,\ \ \sigma = 17{,}2 \text{ МВт } (0{,}4\ \%\ \text{від}\ P_{\max}).$$

5. Південний перетин ($P_{\text{гр}}$ = 3457,3 МВт; $x = \theta_1(313-301)$, $x = \theta_2(501-522)$, 313 — ЗАЕС 750 кВ; 301 — ПС ДД 330 кВ; 501 — ПС Трихати 330 кВ; 522 — ПС Каховський ГПП 330 кВ)

$$P_{\text{пер}} = -2324{,}7 + 12{,}09\ x_1^2 - 35{,}27 x_1 x_2 + 754{,}02\ x_2;\ \sigma = 26{,}69 \text{ МВт } (0{,}7\ \%\ \text{від}\ P_{\max}).$$

Застосування індуктивного методу самоорганізації для вибору оптимальної моделі залежності переданої потужності по перерізу від взаємних фазових кутів напруг

Повніші розрахунки для перетину Захід—Вінниця дозволили виявити параметри, які суттєво впливають на граничну потужність вибраного перетину, у вигляді взаємних кутів напруги ($x_1 = \theta_{\text{РАЕС-Вінниця-750}}$; $x_2 = \theta_{\text{ХАЕС-750-Вінниця-750}}$; $x_3 = \theta_{\text{ХАЕС-330-Ново-Одеська}}$). На основі експертного аналізу визначено регресійні рівняння, що дають допустиму (з практичної точки зору) похибку, тобто розв'язана задача ідентифікації у вузькому сенсі для емпірично заданої моделі. Однак такий підхід не дає можливості визначити оптимальну модель для розв'язуваної задачі. Це пояснюється тим, що критерій середньоквадратичної помилки, отриманий за допомогою МНК за всіма значеннями експериментальної вибірки, є внутрішнім критерієм, оскільки він використовує ту саму інформацію, за якою побудована математична модель. Із літературних джерел [5] відомо, що будь-який «внутрішній» критерій призводить до помилкового правила: чим складніша модель — тим вона точніша. Це підтверджує розрахунок, виконаний для повної нелінійної регресійної моделі, яка містить три виявлених фактори, що істотно впливають на результат (x_1, x_2, x_3)

$$\begin{aligned} Y = {} & a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3 + a_4 x_1^2 + a_5 x_2^2 + a_6 x_3^2 + a_7 x_1 x_2 + a_8 x_2 x_3 + a_9 x_3 x_1 + a_{10} x_1^2 x_2 + a_{11} x_1^2 x_3 + \\ & + a_{12} x_2^2 x_1 + a_{13} x_2^2 x_3 + a_{14} x_3^2 x_1 + a_{15} x_3^2 x_2 + a_{16} x_1^3 + a_{17} x_2^3 + a_{18} x_3^3 + a_{19} x_1 x_2 x_3. \end{aligned} \quad (1)$$

Для чисельних значень коефіцієнтів моделі, отриманих у розрахунку з усіма експериментальними даними, з урахуванням тільки квадратичних членів, подвійної і потрійної взаємодій, модель має такий вигляд:

$$\begin{aligned} Y = {} & -246{,}58 + 440{,}29 x_1 + 394{,}28 x_2 - 724{,}98 x_3 - 91{,}64 x_1^2 - 5{,}84 x_2^2 - 366{,}49 x_3^2 - 29{,}47 x_1 x_2 + \\ & + 350{,}76 x_3 x_1 + 47{,}69 x_2 x_3 + 0{,}082 x_1 x_2 x_3, \end{aligned} \quad (2)$$

СКВ за моделлю склало 0,03 % $P_{\max}$.

За класифікацією, наведеною в [5], регресійні моделі (1), (2) відносяться до переускладнених, доцільність застосування яких на практиці невисока. Для визначення оптимальної регресійної моделі (1) за методом індуктивної самоорганізації перебору підлягають 2 ! = 524288 поліномів.

Аналіз чисельних значень коефіцієнтів моделі (2) показує, що у ранжуванні вхідних параметрів за ступенем їх впливу на вихідний параметр (гранично передану потужність по перетину) вони розташовуються в такій послідовності: x^3, x^1, x^2. Причому з парних взаємодій найсуттєвішою є взаємодія між факторами x^3 і x^1. Виходячи з цих апріорних міркувань, для вибору оптимальної моделі досліджено три таких поліноми:

$$Y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_1^2 + a_4 x_2^2 + a_5 x_1 x_2; \quad (3)$$

$$Y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_3 + a_3 x_1^2 + a_4 x_3^2 + a_5 x_1 x_3; \quad (4)$$

$$Y = a_0 + a_1 x_2 + a_2 x_3 + a_3 x_2^2 + a_4 x_3^2 + a_5 x_3 x_2. \quad (5)$$

Для вибору оптимальної регресійної моделі за кожним з поліномів (3)—(5) необхідно перебрати 32 поліноми меншої розмірності, тобто всього 96 поліномів.

Для вирішення цього завдання використовувався комбінаторний алгоритм МГУА з критерієм регулярності в якості критерію селекції. При цьому вибірка експериментальних даних, що містить 15 членів, була розбита на дві послідовності: навчальну, яка містить 9 членів, і перевірочну — відповідно 6 членів. В результаті оптимальна регресійна залежність, відібрана за критерієм регулярності та перевірочної послідовності з коефіцієнтами, розрахованими по всій вибірці, має такий вигляд:

$$P_{\text{сеч}} = -610{,}89 - 191{,}81\, x_1 + 9{,}92\, x_1^2 - 13{,}57 x_1 x_3\,; \quad \sigma = 4{,}3 \ \text{МВт} = 0{,}103\ \%\ P_{\max}\,.$$

Висновки

Запропонована методика моніторингу поточного запасу статичної стійкості з використанням синхронізованих вимірів фаз напруги у вузлах електричної мережі з використанням оперативного прогнозу вузлових навантажень, який виконується після оцінювання стану ЕЕС програмним комплексом КОСМОС. Для визначення граничного значення потужності в перетині використовується лінеарізація моделі ЕЕС, що дає змогу виконати обважнення за кутом і уточнювати запас статичної стійкості в перетині ЕЕС. Методика і функції апроксимації забезпечують середньоквадратичне відхилення від точок відповідних вимірювань на рівні 0,15…0,7 % граничної потужності. Застосування для визначення функцій апроксимації залежності потужності в перетині від взаємних фазних кутів напруги комбінаторного алгоритму МГУА з використанням критерію регулярності як критерію селекції регресійних моделей дає можливість визначити оптимальну модель з середньоквадратичним відхиленням у межах 0,1 % граничної потужності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Богданов В. А. Сопоставление моделей оперативного прогноза узловых нагрузок / В. А. Богданов, Э. В. Денисенко // Изв. АН СССР «Энерг. и трансп.». — 1982. — № 3. — С. 3—10.

2. Черненко П. А. Методы и алгоритмы оперативного анализа стационарных режимов электроэнергетических систем с учетом изменения во времени узловых нагрузок / П. А. Черненко, В. И. Чухно. — ИЭД АН УССР, 1984. — 43 с.

3. Авраменко В. М. Про використання синхронізованих віддалених вимірів напруги для оцінки рівня стійкості енергосистем / В. М. Авраменко, Н. Т. Юнєєва, О. В. Сангінова // Праці ІЕД НАН України : зб. наук. праць. — 2007. — Вип. 18. — С. 47—52.

4. Методи моделювання та програмні засоби для забезпечення надійності та живучості ОЕС України з використанням нових мікропроцесорних пристроїв керування режимами електроенергетичних систем / [В. М. Авраменко, В. О. Крилов, П. О. Черненко та ін.] // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 2. — С. 44—53.

5. Ивахненко А. Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем / А. Г. Ивахненко. — К. : Наукова думка, 1981. — 296 с.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 12.12.12
Рекомендована до друку 16.12.13

Авраменко Володимир Миколайович — провідний науковий співробітник, ***Черненко Павло Олексійович*** — провідний науковий співробітник, ***Юнєєва Наталія Тахірджанівна*** — молодший науковий співробітник.

Інститут електродинаміки НАН України, відділ № 3, Київ