

УДК 621.311:004.415.2

ДОСЛІДЖЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗОВАНИХ ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ ЕЕС

В.М. Авраменко, докт.техн.наук, **П.О. Черненко**, докт.техн.наук, **В.Л. Прихно**, канд.техн.наук, **О.В. Мартинюк**, канд.техн.наук, **Н.Т. Юнєєва**, канд.техн.наук, **Н.Ф. Колесникова**, мол. наук співроб.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Наведені основні результати досліджень, спрямованих на подальший розвиток методів моделювання великих електроенергетичних систем, що виконувалися в 2013р. у відділі №3 моделювання електроенергетичних об'єктів і систем у рамках НДР "Система-5" та "Монітор-2". Бібл.11, рис.3, табл. 2.

Ключові слова: електроенергетична система, математичне моделювання, програмне забезпечення, динамічна стійкість, статична стійкість, протиаварійна автоматика, аварійний режим, прогнозування навантаження, оптимізація режиму.

1. Програмні засоби для забезпечення стійкості ЕЕС

1.1. Удосконалення динамічної моделі навантаження у програмі розрахунку динамічної стійкості ЕЕС

Динамічні характеристики навантаження (ДХН) є важливим елементом динамічної моделі енергосистеми для розрахунку її динамічної стійкості. В розрахунках стійкості складних енергосистем ДХН є характеристикою комплексного навантаження у вузлах розрахункової схеми і має у своєму складі поряд зі статичними навантаженням, еквівалентний асинхронний двигун. Однак, у деяких випадках (відокремлення потужної електростанції або дослідження невеликої автономної енергосистеми) є можливість і необхідність передбачати у схемі реальні асинхронні двигуни і враховувати для них режими з порушенням стійкості (гальмуванням та «перевертанням») з наступним самозапуском і відновленням нормального режиму.

В розрахунках динамічної стійкості енергосистем нехтують електромагнітними процесами в елементах електричної мережі і для асинхронних двигунів навантаження використовують заступні схеми усталеного режиму. Дуже часто більш точна Т-подібна схема іще спрощується і набуває вигляд Г-подібної схеми, з реактивними опорами намагнічування X_μ і розсіювання ротора X_κ та активним опором r_2/s , де s – ковзання АД.

Режими асинхронних двигунів (АД) у широкому діапазоні зміни швидкості обертання (ковзання) призводять до витіснення струмів у роторі двигуна і відповідно до змінення параметрів заступної схеми АД. Із збільшенням ковзання, іншими словами, частоти струмів у роторі, зростає активний опір r_2 і зменшується індуктивний опір X_κ . Аналіз цих залежностей [1] показує, що прийнятну для даної задачі точність може дати кусочно-лінійна апроксимація.

Використовуючи каталожні дані (кратності максимального і пускового моментів, пусковий струм) можна обчислити параметри модифікованої заступної схеми.

Модель АД, яка використовує таку апроксимацію, вимагає розширення набору параметрів ДХН, який реалізований у програмному комплексі розрахунку стійкості складних ЕЕС.

З використанням такої апроксимації у чисельному розрахунку електромеханічного перехідного процесу енергосистеми з урахуванням ДХН на кожному інтервалі часу визначаються параметри заступної схеми, які використовуються в рівняннях динаміки двигуна. Така модифікація виконана у програмному комплексі Інституту електродинаміки

НАН України АВР-74 для розрахунків стійкості складних електроенергетичних систем [2].

Модифікована таким чином модель ДХН була використана для аналізу стійкості автономної енергосистеми, у складі якої працюють 6 синхронних генераторів і враховується динаміка 6 великих високовольтних (6кВ) асинхронних двигунів (потужність від 1500 кВт до 2400 кВт). [3]

Аварійним збуренням було трифазне коротке замикання коло шин 35 кВ розподільного пристрою 35 кВ з відмовою вимикача і роботою пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ), який вимикає усі приєднання до місця КЗ. На рис.1 показаний перехідний режим АД, близького до місця КЗ, який свідчить про порушення стійкості АД (ковзання після вимкнення КЗ $\sim 0.25 > S_{кр}$).

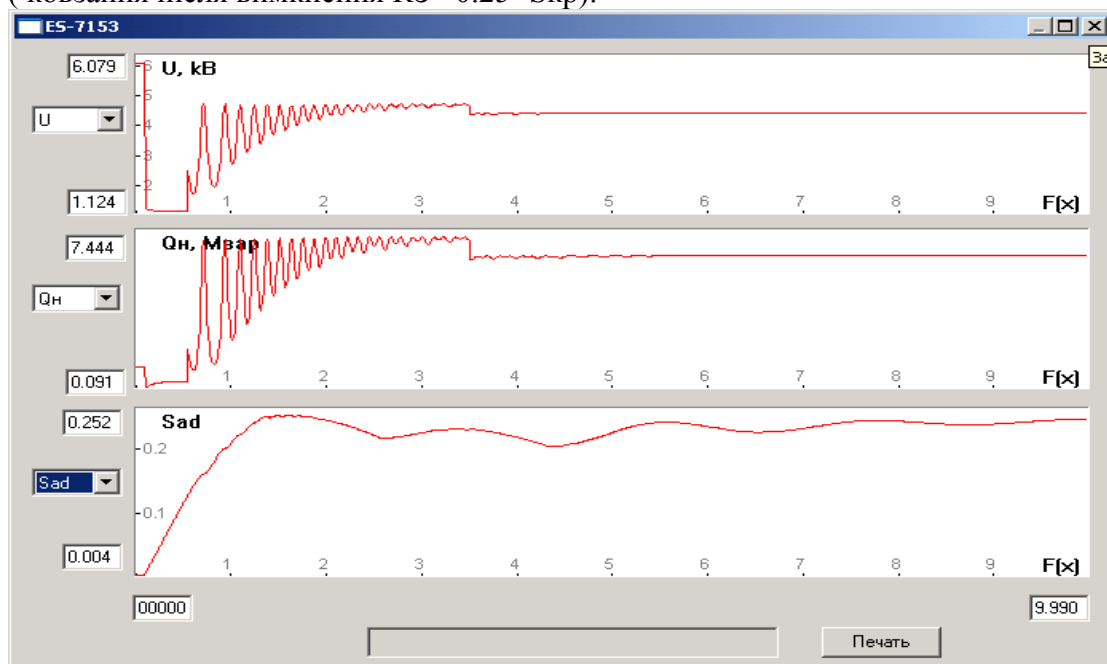


Рис. 1 Перехідний режим АД, без дій ПА

На рис.2 показаний перехідний режим цього ж АД при цьому ж збуренні, але за умови, що два АД з шести вимикаються при $t=3.5$ с. Видно, що АД повертається до нормального режиму.

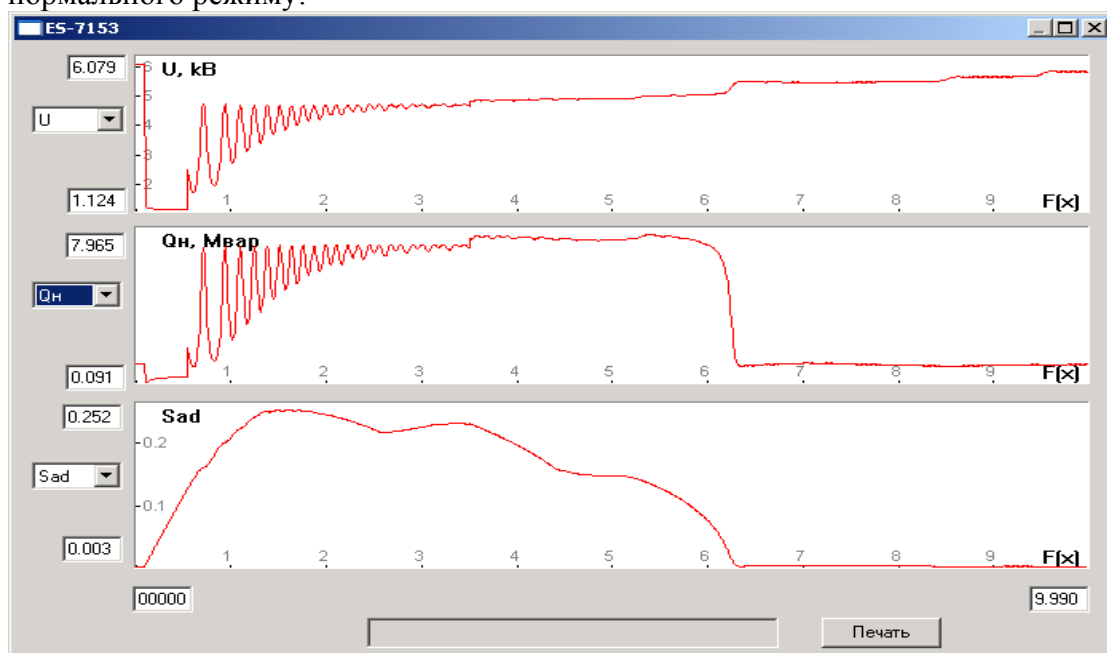


Рис. 2 Перехідний режим АД, з урахуванням вимкнення двох АД з шести

Таким чином зроблена модифікація моделі ДХН дозволяє виконувати розрахунки перехідних режимів, які супроводжуються порушенням стійкості асинхронних двигунів і повертанням їх до нормального режиму (самозапуском) після тривалого КЗ і певних дій протиаварійної автоматики.

1.2. Дослідження алгоритмів адаптивної мікропроцесорної протиаварійної автоматики забезпечення статичної стійкості ЕЕС

Досліджувалися алгоритми адаптивної протиаварійної автоматики, завдання якої – забезпечити нормативний рівень статичної стійкості ОЕС України. Практично ця задача вирішується шляхом визначення і підтримання нормативних запасів стійкості у певних перетинах ОЕС, які можуть бути критичними щодо стійкості ОЕС у цілому.

Для дослідження розроблюваних алгоритмів ПА були вибрані перетини у південному регіоні ОЕС України, через які здійснюється живлення дефіцитних районів Кримської і Південної електроенергетичних систем НЕК «Укренерго». Особливість регіону полягає в тому, що потужності у трьох контрольованих перетинах тісно пов'язані між собою і фактично є наслідком зміни навантаження в однакових кліматичних районах, що треба враховувати у формуванні траєкторії об'єднання режиму, яка використовується у розрахунках границі статичної стійкості у перетині енергосистеми. Інший важливий момент – необхідність одночасного визначення об'ємів керівних дій для забезпечення нормативного рівня стійкості, які здійснюються з єдиного центру протиаварійної автоматики, який розміщений на підстанції 330кВ Ново-Каховська.

Розрахунки запасу статичної стійкості виконувалися для режиму ОЕС України 2 березня 2012р., 19.30, розрахованого програмним комплексом «КОСМОС» на основі телеінформації (задача так званого оцінювання стану). Розрахункова схема має 719 вузлів, 60 генераторів (електростанцій, енергоблоків).

У разі, коли визначений коефіцієнт запасу менше мінімально допустимого за нормативами, слід визначити об'єм керівних дій, який треба виконати, щоб вимоги нормативу задовольнялись. Для забезпечення нормативного запасу статичної стійкості використовується автоматичне вимикання частини навантаження (живильних ліній), яке здійснюється спеціальною автоматикою вимикання навантаження (САВН) за фактом аварійного вимикання елементів електричної мережі, яке автоматично об'єднує перетин.

Визначення потрібного об'єму керівних дій (вимикання навантаження) здійснюється поступовим, дискретним збільшенням навантаження, яке вимикається, з перевіркою коефіцієнтів запасу K_p (за потужністю) і K_u (за напругою), поки нормативні вимоги не будуть задоволені. Ця процедура здійснюється на основі розрахунків післяаварійних режимів складних енергосистем, які виконуються за допомогою програми у складі комплексу АВР-74/06 розробки Інституту електродинаміки НАН України [2].

Автоматика, яка розташована на ПС-330кВ Ново-Каховська, контролює 3 перетини:

- 1) ПЛ-330кВ Трихати–Миколаїв, КрТЕС–Ново-Каховська, Зап.ТЕС–Ново-Каховська, Мелітополь-Джанкой, а також 5 ПЛ-110кВ.
- 2) ПЛ-330кВ Трихати – Миколаїв, КрТЕС – Ново-Каховська, Зап.ТЕС – Зап330, ДД – Молочанськ, Зап.ТЕС-ІІ – Зап.ТЕС-І, а також 5 ПЛ-110кВ.
- 3) ПЛ-330кВ Джанкой –Мелітополь, Джанкой – Ново-Каховська, Острівська – Ново-Каховська, ПЛ-220кВ Титан – Ново-Каховська.

Необхідність роботи САВН виникає після аварійного вимикання ліній, які є для автоматики пусковими сигналами.

Виконані розрахунки запасів стійкості для післяаварійних режимів, які виникають після вимикання найбільш важливих ліній у перетинах.

1. Аварійне вимикання ПЛ-330кВ Мелітополь-Джанкой.

Обваження здійснювалось шляхом збільшення навантаження (множення навантаження у вихідному режимі на коефіцієнт обваження $K_{обв}$) в вузлах навантаження, які відділяє від ОЕС перетин 2).

Граничний режим (за активною потужністю) має запас (без врахування нерегулярних коливань) $0.051 < K_{нормат}$, який для післяаварійного режиму дорівнює 0.08.

2. Аварійне вимикання ПЛ-330кВ Трихати-Миколаїв.

Тут граничний режим (за напругою) має запас 0.105 (нормативний $K_u = 0.10$ для післяаварійного режиму) із запасом активної потужності у перетинах 15...20%.

3. Аварійне вимикання ПЛ-330кВ ЗапТЕС-Ново-Каховська.

Тут граничний режим має запас з активної потужності 15...16%.

4. Аварійне вимикання ПЛ-330кВ Мелітополь-Джанкой, з врахуванням дії САВН в Кримській ЕЕС.

Перетин 3, $K_{обв}$ 1.20

а) без вимикання навантаження $K_p = 0.048$

б) САВН, черги 1-4, $dP_n = 53 \text{ МВт}$ $K_p = 0.075$

в) САВН, черги 1-5, $dP_n = 64 \text{ МВт}$ $K_p = 0.10$

Використання цифрової, мікропроцесорної техніки дозволяє створювати адаптивні системи протиаварійного керування, тобто такі системи, в яких об'єми керівних дій визначаються відповідно до поточного стану енергосистеми, постійно корегуються у центральному комплексі відповідно до поточного стану енергосистеми.

Параметри поточного режиму визначаються розрахунком оцінювання стану (електричного режиму) ОЕС на основі телевимірювань. Об'єми керівних дій для забезпечення нормативів стійкості визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій обваження режиму, послідовними розрахунками обважених режимів. Заданими є також послідовність (черга) вимикання навантаження пристроями САВН, встановленими у визначених вузлах електричної мережі, і об'єми навантаження, які вимикає кожний конкретний пристрій. У центральному комплексі ПА формуються сигнали на виконання керівних дій відповідно до сигналу про збурення, яке трапилося в електричній системі ОЕС.

2. Інтелектуалізована система для автоматизації розрахунків аварійних режимів та уставок релейного захисту ЕЕС

У звітному періоді було продовжено роботу по створенню інтелектуалізованої системи для розрахунків аварійних режимів, уставок релейного захисту і уставок в мікропроцесорних пристроях. Розроблена методика побудови інтерфейсу даної інтелектуалізованої системи за принципом об'єктно - орієнтованого програмування на базі стандартної бібліотеки C++.

При розробці методики побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи був визначений підхід, який використовує об'єктну декомпозицію, при якій статична структура системи описується в термінах об'єктів та зв'язків між ними, а поведінка системи описується в термінах обміну повідомленнями між об'єктами. Об'єктно - орієнтоване програмування на базі стандартної бібліотеки C++ найприродніший і найбільш зручний підхід при розробці такого складного інтерфейсу, який дозволив пов'язати роботу з усіма необхідними компонентами програмного забезпечення при розрахунках аварійних режимів і виборі уставок захистів.

Методика побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи для цілей релейного захисту є розгалуженою фреймовою системою, що забезпечує повнофункціональний процес роботи з вихідними даними та розрахунковими програмами, їх компонентами попередньої підготовки (сортування для подальшого використання відповідною розрахунковою програмою, обміну вихідними даними між вбудованими в інтерфейс програмами та інше) і корекції (форматизація та синтаксичне редагування, автоматизоване

введення до них попередньо створених макетів та ін.) в режимі реального часу безпосередньо при розрахунках, оформленні результату цих розрахунків та інше.

Для побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи була розроблена методика використання бібліотеки регулярних виразів PCRE (англ. Perl Compatible Regular Expressions). Оскільки регулярні вирази – це один із способів пошуку та здійснення маніпуляцій з підрядками (рядок - зразок, або інакше - «шаблон») в тексті (файл вихідних даних), заснований на використанні звичайних символів, спеціальних символів та символічних класів (набір символів), що задає правило пошуку, то для користувача інтелектуалізованої системи це дасть можливість виконати складний комбінований пошук або заміну відповідних шаблону підрядків та інше. Також для побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи була розроблена методика зберігання структурованих даних, обміну інформацією між програмами за допомогою мови XML (англ. eXtensible Markup Language). За допомогою мови XML буде створена певна структура, що описує роботу кожної програми в комплексі, зберігатимуться налаштування роботи комплексу. Також розроблена методика використання бібліотеки шаблонів (STL) для створення інтерфейсу інтелектуалізованої системи. Стандартна бібліотека шаблонів (STL) (англ. Standard Template Library) - набір узгоджених узагальнених алгоритмів, контейнерів, засобів доступу до їх вмісту і різних допоміжних функцій в C++. Використання цієї бібліотеки дасть можливість зберігання набору об'єктів в пам'яті, забезпечення засобів доступу до вмісту контейнера, визначення обчислювальної процедури, приховування функції в об'єкті для використання іншими компонентами та інше.

У рамках НДР «Монітор-2» були розроблені фрейми та програмне забезпечення для формування БІСМ-ВМП-ПЛ (базових інформаційно-ситуаційних моделей складних електричних мереж для визначення місць пошкодження (ВМП) повітряних ліній (ПЛ) електропередачі 110...750 кВ).

Першим кроком став вибір структури та способу підготовки вихідної інформації для поточного розрахунку ТРАВ - таблиць розрахункових аварійних величин (відповідних вимірюваним аварійним параметрам) при КЗ бажаної ПЛ. Така структура забезпечує формування файлів вихідної інформації, що містять набір проблемно-орієнтованих «Завдань» на варіантні розрахунки КЗ уздовж кожної ПЛ, та об'єднані за ознакою рівня напруги (та районів). Ці файли готуються вручну із використанням проблемно-орієнтованих засобів автоматизації програмного комплексу V-VI-50W (автоматично формовані інтелектуалізовані макети) і також за допомогою засобів, що є невід'ємною складовою роботи фреймової системи та програмного забезпечення.

Попередньо сформована за допомогою фреймової структури БІСМ-ВМП-ПЛ дає можливість в кожному конкретному розрахунковому сеансі вибрати одну або необхідну кількість ПЛ та в кожному конкретному розрахунковому сеансі, поряд із обчисленням ТРАВ для однієї ПЛ, також розрахувати ТРАВ одразу для сукупності бажаних ПЛ, і в т.ч. – для ПЛ цілого району.

В зв'язку з постійним розвитком мережі ЕЕС України і необхідністю представити всі елементи схеми 110...750 кВ, було розроблено в рамках наукового проекту комплексної програми НАН України «Об'єднання-2» програмне забезпечення для автоматизованого розрахунку аварійних режимів та уставок типових захистів в складних електричних мережах до 10000 вузлів. Наявний в експлуатації НЕК «Укренерго» і ЕС програмний комплекс V-VI-50 (в різній комплектації) ІЕД НАН України, орієнтований на об'єми розрахункових схем ЕМ до 3000 вузлів, не дозволяє в повному обсязі виконати потрібні зміни в розрахункових схемах ЕС. Розроблене програмне забезпечення інтегровано в Комплекс на 10000 вузлів і проведено тестування розроблених програм Комплексу з використанням базових математичних моделей (БММ) ОЕС України (ДП «НЕК «Укренерго»), БММ Дніпровської ЕС та інших.

3. Дослідження методів короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергосистеми

Згідно прийнятого 24.10.2013 року Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», протягом трирічного перехідного періоду передбачено створення ринку двосторонніх договорів та балансуєного ринку електричної енергії. В майбутній моделі енергоринку короткострокові прогнози сумарного електричного навантаження (СЕН) є вихідною інформацією для формування заявок щодо об'єму електроенергії при укладенні договорів між суб'єктами енергоринку – енергогенеруючими та електропостачальними компаніями (а також потужними електроспоживачами). Таким чином, одночасно із підвищенням вимог щодо точності та надійності короткострокових прогнозів СЕН, розширюється коло суб'єктів прогнозування. Підвищенню ефективності вирішення задач прогнозування сприяють зростання обчислювальних можливостей ЕОМ, вдосконалення системи збору і первинної обробки інформації, розробка нових та вдосконалення існуючих математичних моделей та методів.

Дослідження, що проводяться в ІЕД НАН України в галузі прогнозування СЕН на різні інтервали часу, характеризуються комплексним підходом, який дозволяє враховувати ієрархічну структуру ОЕС України та більшу кількість факторів (метеорологічних, астрономічних і технологічних), що впливають на навантаження енергосистеми [4]. При побудові математичних моделей СЕН для вирішення задачі прогнозування використовується як класичний математичний апарат параметричного аналізу нестационарних часових рядів [5], так і сучасні методи на основі штучного інтелекту [6-7]. В даній роботі викладено результати порівняння точності короткострокових прогнозів СЕН енергосистеми, що виконані на єдиній інформаційній базі даних із застосуванням класичного математичного апарату та нейро-фазі мережі (НФМ).

Класичний підхід передбачав використання адитивної математичної моделі (АММ) СЕН, виділення і прогнозування компонент якої детально описано в [5]

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{тижж} + P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{астр} + P_{i,j}^{зал},$$

де: $P_{i,j}$ - фактичне електричне навантаження енергосистеми j -ї години ($j=1..24$) i -го дня, ($i=1..N$ – загальна кількість днів передісторії); $P_{i,j}^{баз}$ - базова компонента СЕН енергосистеми; $P_{i,j}^{тижж}$ - тижнева компонента СЕН енергосистеми, що описує тижневі коливання електричного навантаження; $P_{i,j}^{метео}$ - метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища та хмарності на електричне навантаження енергосистеми; $P_{i,j}^{астр}$ - астрономічна компонента СЕН, що моделює залежність електричного навантаження від рівня природної освітленості; $P_{i,j}^{зал}$ - залишкова компонента СЕН j -ї години i -го дня.

Визначено оптимальну архітектуру нейро-фазі мережі (НФМ), що складається з нульового, двох прихованих та вихідного шарів. Навчання мережі виконувалося за допомогою алгоритму Левенберга-Марквардта згідно з прийнятим квадратичним критерієм. При цьому, для навчання НФМ використовувалися погодинні дані СЕН регіональної енергосистеми, відповідні метеодані та графік аномальних календарних подій (святкових та перенесених вихідних днів) за період з 01.01.07 по 31.01.08. Для прогнозування на інтервалі 1-168 годин формується набір прогнозуючих моделей на 1, 24, 48, 72, 96, 120, 144 і 168 годин наперед. Проміжні значення отримуються за допомогою моделі з більшим горизонтом прогнозування.

Проведено порівняльні розрахунки прогнозів СЕН регіональної енергосистеми України на період з 18.02.08 по 24.02.08. Обраний період характеризувався різкими коливаннями середньодобової температури в діапазоні від $+6.1^{\circ}\text{C}$ до -2.9°C , а також всіма типами погоди (сніг, дощ, без опадів), що сприяло перевірці надійності

математичної моделі впливу на СЕН метеорологічних факторів. Розрахунки проводилися на інтервал упередження сім діб. Як вихідна інформація використовувались: при прогнозуванні із використанням НФМ:

- погодинні дані СЕН регіональної енергосистеми за попередні чотири тижні до періоду прогнозування;
 - погодинні дані температури повітря на період з 18.02.08 по 24.02.08;
 - графік аномальних календарних подій на період з 18.02.08 по 24.02.08;
- при прогнозуванні із використанням адитивної математичної моделі (АММ):
- добові графіки СЕН регіональної енергосистеми та обласних енергосистем, що до неї входять, за період з 10.12.07 по 17.12.07;
 - значення температури повітря (з дискретністю в 3 години та середньодобової) та типу погоди в обласних центрах, що входять до РегЕС за аналогічний період;
 - час сходу та заходу сонця в центрі регіональної енергосистеми за аналогічний період;
 - тип доби тижня передісторії.

Як прогнозні значення метеорологічних факторів використовувалися фактичні дані про температуру повітря та тип погоди в обласних центрах, що входять до РегЕС, за період з 18.02.08 по 24.02.08. Результати прогнозування наведено на рис. 3 та в табл. 1.

Відповідно до наведених результатів, метод прогнозування із використанням адитивної математичної моделі забезпечує дещо вищу точність як по середній/середньоквадратичній, так і по максимальній похибках. Зокрема, екстремальні похибки, що перевищують 5%, в методі з АММ мали місце лише в 3 випадках із 168 проти 18 випадків в методі із НФМ. Зазначені результати можна пояснити неврахуванням в моделі СЕН, що використовує НФМ, найбільш інформативного інтервалу передісторії з 01.01.08 по 17.02.08. І, відповідно, відсутністю адаптації під нові метеорологічні та технологічні умови.

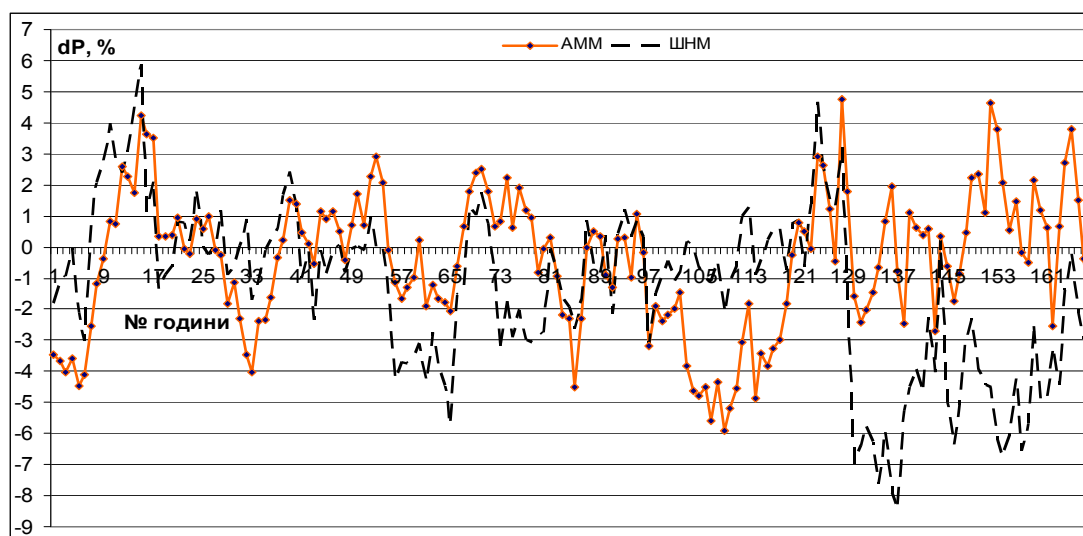


Рис. 3. Похибка прогнозування СЕН регіональної енергосистеми України на період з 18.02.08 по 24.02.08.

Таблиця 1.

Статистичні характеристики похибки прогнозування погодинних значень СЕН регіональної електроенергетичної системи України на період з 18.02.08 по 24.02.08.

	НФМ	АММ
Середня похибка, MAPE [%]	2,2	1,8
Мінімальна похибка, [%]	0,0	0,01
Максимальна похибка, [%]	8,5	5,89
Середньоквадратична похибка, %	2,7	2,21

4. Методика, алгоритм та програма оперативної оптимізації режиму ЕЕС

Відомо, що при розв'язанні задачі оптимізації режиму електроенергетичної системи (ЕЕС) за напругою та реактивною потужністю мінімізуються втрати активної потужності в електричній мережі шляхом зміни завантаження джерел реактивної потужності, коефіцієнтів трансформації трансформаторів повздовжнього та поперечного регулювання, а також за рахунок увімкнення або вимкнення реакторів.

Дослідження, які були проведені для різних режимів об'єднаної енергосистеми України та регіональних енергосистем показали, що при оптимізації значну частину економічного ефекту можна отримати за рахунок невеликої кількості оптимально вибраних керуючих впливів. Оскільки при розв'язанні задачі в традиційній постановці неможливо виконувати оцінку потенційної ефективності того або іншого варіанту реалізації керуючих дій, то була розроблена спеціальна методика, що дозволяє забезпечити диспетчера інформацією про величину втрат активної потужності при залученні усіх можливих керуючих впливів, а також про найбільш ефективні варіанти оптимізації із залученням декількох (наприклад, від одного до десяти) керуючих впливів, які можна реально здійснити.

Як правило, розв'язання задачі оптимізації пов'язане з урахуванням великої кількості обмежень, тому отримати оціночні судження про вплив керуючих дій, на величину втрат (наприклад, на основі коефіцієнтів впливу) неможливо. Тому потрібний цілеспрямований пошук варіантів з повним розрахунком кожного з них (з метою визначення складу обмежень на момент завершення розрахунку)[8]. Аналіз показав, що для отримання оцінок величин зниження втрат можна спростити саму цільову функцію, замінивши її квадратичною апроксимацією. У зв'язку з необхідністю розрахунку великої кількості варіантів для пошуку найбільш ефективних впливів необхідно застосовувати оптимізаційний метод другого порядку.

Для оперативної оптимізації режиму ЕЕС необхідно мати інформацію про параметри поточного режиму. Тому було поєднано в єдиному програмному модулі рішення двох задач: оцінювання стану і оперативної оптимізації, при цьому цільова функція задачі є сумою втрат активної потужності в елементах заступної схеми.

У вузлах, де є джерела реактивної потужності, обмеження мають вигляд двосторонніх нерівностей, які в цьому алгоритмі доцільно перетворити на рівності, додавши до кожного з них балансну змінну із заданим діапазоном регулювання відповідних джерел.

Цільова функція і обмеження є нелінійними, тому у розробленому алгоритмі мінімізація цільової функції здійснюється ітераційним методом, на кожному кроці якого вирішується задача квадратичного програмування. Такий підхід припускає заміну на початку чергової ітерації реальної цільової функції квадратичною, а нелінійних обмежень – лінеаризованими.

Розв'язання задачі квадратичного програмування з обмеженнями типу рівності зведене до розв'язання задачі безумовної оптимізації із спроектованою матрицею Гессе і спроектованим вектор-градієнтом [9].

Алгоритм розв'язання задачі вибору найбільш ефективних впливів здійснюється в такій послідовності: у початковій стадії процесу відбору варіантів оптимізації усі змінні, що відповідають керуючим впливам, фіксуються на початкових значеннях. Далі обмеження по черзі знімаються і оцінюється ефективність підключення до процесу оптимізації кожної змінної окремо. Зняття фіксації виконується за допомогою корекції рішення задачі квадратичного програмування. При цьому розраховується додаткова матриця-мультиплікатор і уточнюються діагональні елементи розкладання спроектованої матриці [10].

Для скорочення витрат часу на розрахунок, спочатку оцінюється потенційна ефективність кожного з можливих варіантів без урахування того факту, що можуть

з'явитися нові порушені обмеження. Якщо виявляється, що деякі варіанти, навіть без урахування знов виниклих обмежень, не є привабливими, то вони далі не розглядаються і для них поглиблений розрахунок (з урахуванням обмежень) не виконується. Повний оціночний розрахунок виконується лише для декількох дій, які можуть дати значну економію. Далі з розрахованих варіантів відбирається один – найкращий за величиною зниження втрат.

Обчислювальний процес виконується таким чином. Спочатку шляхом зняття фіксації визначається перша, найбільш ефективна дія. Знайдений керуючий вплив складає перший варіант. Далі починається пошук другого впливу, який забезпечує максимальну економію у поєднанні з першим. Очевидно, у кожному із запропонованих варіантів рекомендовані впливи для одного і того ж параметра матимуть різні значення. Тому максимальний ефект досягається при повній реалізації остаточно прийнятого варіанту [11].

Описана методика оптимізації режиму за напругою і реактивною потужністю реалізована у вигляді програми промислового призначення і включена до складу ПК КОСМОС. За програмою оптимізації проведена велика кількість розрахунків на основі реальних енергосистем. Деякі результати розрахунків наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Енерго-об'єкти	Час доби (год.)	Кількість наявних впливів	Втрати в ЕЕС (МВт)	Результати оптимізації режиму		
				За всіма керуючими впливами (МВт)	За ефективними керуючими впливами (МВт)	% від можливого
Північна ЕС	3	28	33.2	1.2	0.8	67
	9		36.2	2.0	1.4	70
	15		37.5	2.7	1.8	67
Кримська ЕС	3	21	14.3	0.8	0.75	94
	9		23.6	1.6	1.5	94
	15		21.2	1.5	1.4	93
Київенерго	3	14	14.4	0.6	0.5	83
	9		23.7	0.6	0.4	67
	15		25.6	0.8	0.6	75

Як видно з таблиці, обмежена кількість оптимально вибраних керуючих впливів забезпечує від 67% до 93% можливого повного скорочення втрат активної потужності в електричній мережі енергосистем.

1. Гуревич Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем./ Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А.Хачатрян // М., Энергоиздат. – 1981. – 209 с.
2. Авраменко В.М. Развитие методов моделирования ЕЕС для развязания задач автоматизированного диспетчерского управления энергосистемами / В.М. Авраменко // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. – 2012. – Вип. 32. – С.32-38.
3. Авраменко В.Н., Гуреева Т.М. Исследование устойчивости автономной энергосистемы // Энергетика та електрифікація № 5, 2013р. С. 39-47
4. Черненко П.А. Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Енергоефективність. – 2000. – С. 99–104.

5. Мартинюк О.В., Черненко П.О. Алгоритми та програмні засоби трирівневого короткострокового прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання України // Енергетика та електрифікація. – № 7. – 2012. – С. 3–8.
6. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Попов С.В., Бодяньський Є.В. Анализ эффективности трех подходов к решению задачи краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки энергосистемы // Енергетика та електрифікація, № 5. – 2013р. – С.48 – 61
7. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Попов С.В., Бодяньський Є.В. Порівняльний аналіз двох підходів до вирішення задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження електроенергетичної системи // Техн. електродинаміка, № 3, 2013р. – С.61 – 72.
8. Черненко П.О., Прихно В.Л., Трубіцин В.В. Задача усунення порушених обмежень на діапазон зміни параметрів режиму як складова частина «порадника диспетчера» // Вісник Вінницького Національного Технічного Університету, Вінниця – 2011, № 1, С. 71 – 76.
9. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. - М.: Мир, 1985. – 509 с.
10. Черненко П.О., Прихно В.Л., Трубіцин В.В. Оперативна оптимізація режимів енергосистем за напругами та реактивними потужностями з вибором ефективних керувальних впливів // Вісник Вінницького Національного Технічного Університету, Вінниця – 2011, № 6, С. 85 – 90.
11. Черненко П.О., Прихно В.Л., Трубицын В.В. Определение эффективных управляющих воздействий в процессе оперативной оптимизации режима электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ: Зб. наук. пр. – 2012, № 31, С. 12 – 21.

УДК 621.311:004.415.2

В.Н. Авраменко, докт.техн.наук, **П.А. Черненко**, докт.техн.наук, **В.Л. Прихно**, канд.техн.наук, **А.В. Мартинюк**, канд.техн.наук, **Н.Т. Юнєєва**, канд.техн.наук, **Н.Ф. Колесникова**, мл. научн сотр.

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Перемоги, 56, Киев-57, 03680, Украина

Исследование моделей и интеллектуализированных программных средств для автоматизации диспетчерского управления ЭЭС

Приведены основные результаты исследований, направленных на дальнейшее развитие методов моделирования больших электроэнергетических систем, выполнявшихся в 2013г. в отделе №3 моделирования электроэнергетических объектов и систем в рамках НИР «Система-5» и «Монитор-2». Библ.11, рис. 3, табл. 2

Ключевые слова: электроэнергетическая система, математическое моделирование, программное обеспечение, динамическая устойчивость, статическая устойчивость, противоаварийная автоматика, аварийный режим, прогнозирование нагрузки, оптимизация режима.

V.M.Avramenko, P.O. Chernenko, V.L. Prykhno, A.V.Martyniuk, N.T.Yunieieva, N.F. Kolesnykova

Institute of Electrodynamics of National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Research of models and intelecting soft ware for automation of dispatching control of EPS

Basic results of the researches, sent to further development of methods of simulation of the large electric power systems executed in 2012 year, are brought in the department №3 of simulation of electric power objects and systems within the framework of scientific works "Система-5" and "Монитор-2". References 11, figures 3, table 2.

Key words: electric power systems, mathematical simulation, soft ware, transient stability, steady state stability, emergency automatic, emergency states, load forecast, state optimization.