

альних заходів, які направлені на введення показників безпеки режиму в допустимі границі.

Вирішення проблеми керування режимами електричних мереж дасть можливість забезпечити виконання вимог, які висувають сучасне і перспективні покоління споживачів до постачання їх енергією.

1. *Постолатий В.М., Быкова Е.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И.* Применение управляемых гибких электропередач переменного тока для оптимизации режимов электроэнергетических систем // Техн. электродинамика. — 2003. — №4. — С. 50 — 54.
2. *Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А.* Оптимизация режимов электрических сетей. — К.: Наук. думка, 1992. — 145 с.
3. *Кузнецов В.Г., Куренный Э.Г., Лютый А.П.* Электромагнитная совместимость. Несимметрия и несинусоидальность напряжения. — Донецк: Норд-Пресс, 2005. — 251 с.
4. *Шидловский А.К., Кузнецов В.Г.* Повышение качества электрической энергии в электрических сетях. — К.: Наук. думка, 1985. — 268 с.
5. *Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Шполянский О.Г.* Адаптивная оптимизация режимов систем электроснабжения с источниками искажений // Техн. электродинамика. Тем. вып. 1. "Моделирование электронных, энергетических та технологических систем". — 1999. — Ч. 1. — С. 7—11.
6. *Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г.*

Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения. — К.: Наук.думка, 1987. — 176 с.

7. *Кузнецов В.Г., Григорьев А.С., Данилюк В.Б.* Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях. — К.: Наук.думка, 1992. — 240 с.
8. *Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Шполянський О.Г.* Критерії режимної безпеки електроенергетичної системи України // Новини енергетики. — 2001. — № 7. — С. 53—62.
9. *Кошман В.И., Кузнецов В.Г., Сабарно Л.Р.* Диагностика и прогнозирование поврежденных кабельных линий городских электрических сетей // Сб.научн.тр. "Научно-практические проблемы моделирования и прогнозирования чрезвычайных ситуаций". — 2000. — Вып. 3. — С. 37—42.
10. *Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И.* Сучасні методи аналізу ферорезонансних процесів // Праці Інституту електродинаміки НАН України. — 2002. — № 3. — С. 27—31.
11. *Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Боровик Ю.М., Яндульський А.С.* Предупреждение резонансных перенапряжений в линиях 750 кВ // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Силовая электроника та енергоефективність". — 2002. — Ч. 1. — С. 95—98.
12. *Кошман В.И., Кузнецов В.Г., Сабарно Л.Р.* Частотне кодування субгармонійних сигналів у системах телекерування // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблеми сучасної електротехніки". — 2006. — Ч. 5. — С. 121—123.

Надійшла 02.04.2007

УДК 621.311.001.18

В.М.Авраменко, докт.техн.наук, В.О.Крилов, канд.техн.наук, В.Л.Прихно, канд.техн.наук, П.О.Черненко, канд.техн.наук (Ін-т електродинаміки НАН України, Київ)

Проблеми моделювання та керування режимами електроенергетичних систем

Надано огляд теоретичних і практичних результатів у створенні методів моделювання і програмних засобів автоматизації диспетчерського керування електроенергетичними системами, одержаних у відділі аналізу режимів ЕЕС Інституту електродинаміки НАН України з початку 80-х років по теперішній час.

Представлен обзор теоретических и практических результатов в создании методов моделирования и программных средств автоматизации диспетчерского управления электроэнергетическими системами, полученных в отделе анализа режимов ЭЭС Института электродинамики НАН Украины с начала 80-х годов по настоящее время.

Дослідження в напрямку моделювання, автоматизації та керування режимами електроенергетичних об'єктів та систем виконувалися у створеній і очолюваній професором Л. В. Цукерником лабораторії електростанцій та енергосистем, яка діяла в Інституті електротехніки АН УРСР з моменту його створення в 1947 р. У 1963 р., коли інститут отримав назву Інститут електродинаміки, на базі лабораторії було створено два відділи — відділ авто-

матизації електричних систем та відділ моделювання електричних систем. Останній до 1980 р. очолював Л. В. Цукерник. З 1981 р. завідувачем відділу, який став називатися відділом аналізу режимів електроенергетичних систем, став В. М. Авраменко. В 2006 р. цей відділ було об'єднано із створеним в 1995 р. відділом моделювання електроенергетичних об'єктів. Об'єднаний відділ одержав назву відділу моделювання електроенер-

© Авраменко В.М., Крилов В.О., Прихно В.Л., Черненко П.О., 2007

гетичних об'єктів та систем і очолив його академік НАН України О.В.Кириленко.

На початку 50-их років в Інституті електротехніки під керівництвом академіка С.О.Лебедева було створено першу в континентальній Європі цифрову електронну обчислювальну машину (ЕОМ) — МЕСМ. За її допомогою в лабораторії електростанцій та енергосистем під керівництвом Л.В.Цукерника було виконано одну з перших робіт щодо застосування цифрових ЕОМ в електроенергетиці. Коли наприкінці 50-их — на початку 60-их років в СРСР з'явилися серійні ЕОМ першого покоління, зокрема "Урал-2", Інститут електротехніки АН УРСР став піонером у розробці методів і програм розрахунку нормальних і аварійних режимів та стійкості електроенергетичних систем (ЕЕС). Розроблені тут (з 1963 р. — у відділі моделювання електричних систем Інституту електродинаміки) програми знайшли широке, всесоюзне впровадження та використання в енергосистемах Радянського Союзу. Інтенсивна робота в цьому напрямку тривала і стосовно використання ЕОМ другого покоління [3, 9].

Поява у другій половині 70-их років і нарощування продуктивності ЕОМ третього покоління висунули задачу розробки нових методів розрахунку режимів ЕЕС. Аналогічна задача постала перед нами і наприкінці 80-их років, коли з'явилися й почали стрімко нарощувати продуктивність персональні ЕОМ [10]. Використання мікропроцесорної (МП) техніки також у засобах захисту, протиаварійної автоматики та реєстрації параметрів режиму ЕЕС зробило актуальною задачу моделювання таких пристроїв, використання МП реєстраторів у задачах розрахунку режимів ЕЕС. Над цими проблемами як задачею удосконалення автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) ЕЕС працював протягом останніх 25 років відділ аналізу режимів електроенергетичних систем (АРЕС). Результатам цієї роботи присвячений даний огляд.

Аналіз і прогнозування електричних навантажень. Електричне навантаження (ЕН) є одним з основних параметрів, що визначають режим роботи ЕЕС. Від повноти, вірогідності й своєчасності інформації про поточні і, особливо, очікувані значення ЕН істотно залежить ефективність керування ЕЕС, аналіз і планування режимів. У даний час, як правило, прогнозуються сумарні електричні навантаження (СЕН), хоча для рішення завдань оперативного керування ЕЕС необхідно прогнозувати й вузлові електричні навантаження [40].

Розробка методів, алгоритмів і програм прогнозування ЕН в ІЕД НАНУ була розпочата наприкінці сімдесятих років минулого сторіччя. На основі розробленого методу й алгоритму інформативного аналізу й короткострокового прогнозування періодично нестационарних випадкових процесів була складена програма для ЕС ЕОМ третього покоління [39]. Проведені численні розрахунки з

оперативного й короткострокового прогнозування СЕН у процесі впровадження програми в ОДУ Півдня, Донбасенерго, Дніпроенерго, Київенерго, Харківенерго та інших організаціях показали, що в цілому результати прогнозування виявлялися більш точними й стабільними в порівнянні з результатами, які були одержані працівниками служб режимів, що безпосередньо займаються прогнозуванням СЕН за допомогою сформованих на основі багаторічного досвіду евристичних прийомів.

Аналіз добових графіків СЕН ряду енергосистем показав, що точність і надійність прогнозування залежить від повноти й вірогідності вихідної інформації про навантаження та факторів, що впливають на них, а також від ступеня адекватності математичної моделі ЕН реальним процесам, що викликають зміни ЕН у часі. Використання як оператора прогнозування дискретного фільтра Калмана (ФК), субоптимального через різні спрощення, які обумовлені необхідністю зниження витрат машинного часу, дозволило підвищити надійність результатів прогнозування [31, 40]. Розроблена програма оперативного прогнозування СЕН енергооб'єднання та енергосистем, які входять до нього, була впроваджена в ОДУ Уралу.

Інерційність ідентифікації параметрів ФК, що впливають на точність прогнозування, була подолана за рахунок більш своєчасного визначення моментів зміни властивостей випадкових процесів зміни ЕН. Для підвищення точності оперативного прогнозування на екстремальних точках добового графіка використовується процедура двохчастотної фільтрації [32]. Можливість одержання оцінок вектора СЕН із більшою частотою дозволяє здійснити уточнення матриці переходу в міру наближення до точки прогнозу.

У спеціальному блоці на основі попередньо розрахованих статистичних і детермінованих характеристик на різних інтервалах часу здійснюється перевірка кожного поточного значення СЕН на аномальність, діагностика повільної й стрибкоподібної зміни процесу й відповідно до цього приймається рішення при прогнозуванні з даної точки.

У загальному випадку похибки вихідної інформації істотно впливають на точність результатів всіх видів прогнозування, тому було розроблено кілька методик і алгоритмів виключення аномальних вимірів і заповнення відсутніх даних [37].

Ефективність роботи з побудови й порівняльної оцінки математичних моделей для вирішення задач прогнозування підвищується при наявності спеціалізованої бази даних, яка дозволяє здійснювати ретроспективний аналіз, обробку (детерміновану й статистичну) і відображення даних про ЕН та технологічні, метеорологічні, астрономічні чинники факторів, що впливають на СЕН [37]. Програма адаптивного короткострокового прогнозування СЕН з інформаційною базою та програмами обробки й відображення інформації для ПЕОМ була впроваджена у 1992 р. в ПЕО "Київенерго", а після

модифікації в 1996 р. — в АК "Київенерго".

Досвід вирішення задач аналізу й прогнозування СЕН для різних енергооб'єктів і різних часових інтервалів показав, що ефективність рішення комплексної задачі прогнозування підвищується, якщо її розв'язувати на єдиній інформаційній базі з єдиних методологічних позицій як ієрархічну. При цьому необхідно взаємозалежно враховувати методологічні, інформаційні, технологічні й алгоритмічні проблеми [33]. Чинники, що впливають на СЕН, повинні враховуватися на тих ієрархічних рівнях, на яких можуть бути визначені стійкі стохастичні залежності СЕН від чинників, що впливають.

Для вирішення технологічних задач в енергетиці звичайно використовують три види прогнозування: оперативне, короткострокове і довгострокове, причому відсутні затверджені і визнані інтервали часу для кожного виду прогнозування. Тому була розроблена й описана в [33] більш природна, із чіткою часовою градацією, класифікація шести видів прогнозування. Вони розрізняються по таких трьох часових характеристиках: дискретності одержання й прогнозування інформації та глибині прогнозування. Розроблена відповідно до цих принципів комплексна програма довгострокового прогнозування електроспоживання та максимальних навантажень ЕЕС і енергорайонів була впроваджена в Азглавенерго.

Гідрометеоцентр України має у своєму розпорядженні більш повні відомості про метеофактори, ніж ті, які передаються в НЕК. Однак він прогнозує (не завжди точно) тільки середньодобову, максимальну й мінімальну температуру повітря із тридобовим горизонтом, тому повноту й точність урахування метеорологічних факторів необхідно співставляти з можливістю й точністю їх прогнозування.

При активному розв'язанні задач керування попитом на електроенергію із застосуванням економічних, технологічних та організаційних заходів ЕН перестає бути вільним і необхідно дотримуватись коректності при застосуванні стохастичних методів побудови математичної моделі ЕН і оцінки результатів прогнозування.

Враховання економічних чинників, пов'язаних з регулюванням електроспоживання за рахунок багатотарифного обліку електроенергії, оцінки зв'язку попиту на електроенергію з ціною на оптовому ринку, враховання кон'юнктурного попиту на електроенергію енергоємними споживачами оцінюється за зміною форми добових графіків ЕН [34].

У даний час у НЕК "Укренерго" надходить інформація з п'ятдесяти енергоємних підприємств (ЕнП) України (добове споживання енергії та значення активної потужності в періоді ранкового і вечірнього максимумів навантаження енергооб'єднання України). Впровадження на ЕнП програм прогнозування електроспоживання (ЕС) і СЕН дозволить підвищити точність і вірогідність прогнозування ЕС та СЕН НЕК "Укренерго".

Таким чином, для підвищення точності й

надійності вирішення задач усіх видів прогнозування ЕН та ЕС НЕК "Укренерго" необхідно: на єдиній інформаційній базі з єдиних методологічних позицій формувати ієрархічну модель ЕН; здійснювати достовірзацію вихідної інформації про СЕН і чинники, що на нього впливають; визначити зв'язок СЕН та ЕС із чинниками, що на нього впливають, на відповідних ієрархічних рівнях; одержувати очікувані значення, добові графіки ЕН і ЕС з ЕнП, тому що вони значною мірою впливають на формування значень ЕН і ЕС на різних ієрархічних рівнях і часових інтервалах.

Розрахунки та аналіз нормальних режимів. Починаючи з 1976 року, дослідження з розрахунків та аналізу на ЕОМ нормальних сталих режимів (НР) для цілей їхнього планування в складних електричних мережах ЕЕС велися на основі модифікованого методу Ньютона, що передбачає на кожній ітерації роздільне рішення рівнянь щодо поправок до модулів і кутів вузлових напруг.

Була розроблена відповідна комплексна методика, яка враховує всі необхідні технологічні фактори, вимагає невеликих витрат оперативної пам'яті ЕОМ, машинного часу й забезпечує надійну збіжність ітераційного процесу визначення вузлових напруг за рахунок використання спеціальних запропонованих нами заходів [19].

На основі виконаних досліджень розроблені програми V-VI-14 і V-VI-24 розрахунків та аналізу НР на ЕОМ третього покоління та Програмний комплекс V-VI-14П розрахунків та аналізу НР і еквівалентування на ПЕОМ в складних електричних мережах об'ємом до 1000 вузлів і впроваджені в промислово експлуатацію в ряді ЕЕС України [19].

Розрахунки та аналіз аварійних режимів, розрахунки уставок пристроїв захисту. Значний внесок відділ АРЕС вніс у створення й впровадження методик і програмних засобів розрахунків та аналізу на ЕОМ аварійних режимів, насамперед струмів КЗ (і пов'язаних з ними технологічних розрахунків) у складних електричних мережах 110-750 кВ ЕЕС.

Відділ був піонером у СРСР у даному напрямку, вів дослідження широким фронтом, перебував на вістрі найбільш актуальних проблем, розробляв і широко впроваджував промислово програмне забезпечення на ЕОМ всіх поколінь, вплинув і продовжує впливати на стан справ у цій галузі застосування ЕОМ для електричних розрахунків.

Роботи, проведені відділом АРЕС по розрахунках та аналізу на ЕОМ аварійних режимів, носили багатоцільовий характер, але в першу чергу були орієнтовані на перманентні, найбільш часті, складні й об'ємні розрахунки — призначені для цілей релейного захисту (РЗ).

Нижче наведено найбільш значні теоретичні результати, отримані нами стосовно розрахунків на ЕОМ аварійних режимів прямим методом вузлових напруг в останні десятиліття:

— створення в підрежимах (з метою еко-

поміи витрат машинного часу) вихідних власних і взаємних опорів і доаварійних пацруг вузлів при реалізації різноманітних комутацій (відключень, відключень і заземлень, змін параметрів, підключень) віток всіх типів (у тому числі із взаємною індукцією, ЕРС, смісною провідністю, трансформацією, нульового опору) на основі двох комплексних методик (і кожної із них — у двох модифікаціях — відповідно для почергової і одночасної реалізації необхідних трифазних комутацій підрежиму) [9, 17, 21];

— врахування у явному вигляді з'єднань елементів нульового опору [9, 17, 22, 23];

— автоматизація розрахунків КЗ у відсутніх у вихідній схемі проміжних точках повітряних ліній — ПЛ (з урахуванням взаємної індукції і смісної провідності ПЛ) [9, 22, 23];

— розробка комплексної методики, що ефективно використовує слабке заповнення вихідних і перетворених по Гауссу матриць вузлових провідностей (і струмів) складних електричних мереж ЕЕС великого об'єму для мінімізації витрат часу і пам'яті ЕОМ [20, 23];

— розробка комплексної методики еквівалентування складних електричних мереж [21, 23];

— розробка комплексної методики автоматизованих варіантних розрахунків аварійних режимів і пов'язаних з ними технологічних розрахунків (з мінімізацією витрат ручної праці, часу й оперативної пам'яті ЕОМ) у складних мережах ЕЕС, що базується на ієрархічному гібридному інформаційно-математичному моделюванні електричної мережі [9, 21, 23];

— розробка комплексної методики розрахунків складнонесиметричних режимів [9, 15, 22];

— розробка методики визначення шунтів прямої послідовності КЗ, неповнофазних і складнонесиметричних режимів [9, 16, 22];

— розвиток методики урахування при розрахунках КЗ і неповнофазних режимів у складних електричних мережах ЕЕС параметрів навантажувальних режимів з безпосереднім використанням принципу накладення [9, 16, 22];

— розробка методики врахування при розрахунках КЗ, неповнофазних і складнонесиметричних режимів у складних електричних мережах ЕЕС параметрів навантажувальних режимів (НР) і електромеханічних перехідних процесів (ЕМПП) за допомогою ЕРС еквівалентних генераторів, які задаються або автоматично обчислюються щодо граничних вузлів необхідних ПЛ (або досліджуваних районів) [9, 16, 22];

— розробка комплексних методик автоматизованих розрахунків на ЕОМ уставок вітчизняних релейних (типових) струмових захистів нульової послідовності від КЗ на землю й дистанційних і струмових захистів від міжфазних КЗ у складних електричних мережах ЕЕС [9];

— розробка комплексних методик автоматизованих розрахунків на ЕОМ уставок мікропро-

цесорних (МП) струмових захистів від КЗ на землю, максимальних струмових захистів і дистанційних захистів від всіх видів КЗ у МП терміналах 7SA513 і 7SA522 фірми Siemens, REL521(511) і REL670 фірми ABB, L60 фірми General Electric у складних електричних мережах ЕЕС із урахуванням суттєвих особливостей цих захистів. Останнє в найбільшій мірі стосується МП дистанційних захистів (у цих МП терміналах) як вельми важких, функціонально складних і таких, що мають рішення, які значно відрізняються від вітчизняних РЗ. [18, 24].

Перераховані методичні розробки реалізовані в програмах і Програмних комплексах відділу АРЕС, які одержали широке практичне застосування в експлуатуючих і проектних енергетичних організаціях.

Головні реалізації відділу АРЕС для ЕОМ третього покоління: Програмні комплекси V-VI-18, V-VI-20, V-VI-28 автоматизованих розрахунків аварійних режимів в електричних мережах об'ємом до 1000 вузлів, далі програмні комплекси V-VI-38, V-VI-40 і V-VI-48, V-VI-50 — в електричних мережах об'ємом відповідно до 2000 і 3000 вузлів [21—23]. Всі перераховані комплекси одержали всесоюзне впровадження.

Для персональних ЕОМ у відділі АРЕС (починаючи з 1988 року) були розроблені програмні комплекси V-VI-50П1, V-VI-50П2 і V-VI-50П3 для складних електричних мереж об'ємом до 3000 вузлів [18, 24]. Комплекс V-VI-50П1 був аналогом останньої нашої розробки для ЕОМ третього покоління — комплексу V-VI-50 й одержав всесоюзне впровадження (головним чином — стосовно до ПЕОМ АТ-286). Комплекс V-VI-50П2 мав вже у своєму складі програми для вибору уставок вітчизняних РЗ і захистів у МП терміналах 7SA513 фірми Siemens.

Для комплексу V-VI-50П3 було розроблено, на додаток до 7SA513, комплексне програмне забезпечення для розрахунків уставок струмових і дистанційних захистів у МП терміналах 7SA522, REL521(511) і його перша версія — для МП терміналів L60.

На даний момент Програмний комплекс V-VI-50П3 є нашою робочою версією комплексного програмного забезпечення для розрахунків на ПЕОМ аварійних режимів і пов'язаних з ними технологічних розрахунків, що безупинно розвивається й поповнюється.

Комплекси V-VI-50П2, V-VI-50П3 (у різній комплектації) впроваджені в промислову експлуатацію в НЕК "Укренерго" і всіх 8 регіональних ЕЕС України, у багатьох енергетичних організаціях Росії, Казахстану, Узбекистану, Туркменістану та ін.

Розрахунки та аналіз перехідних режимів та стійкості, розрахунки для налаштування протиаварійної автоматики. В задачі розрахунку електромеханічних перехідних процесів ЕЕС принциповим моментом при переході на ЕОМ 3-го поко-

ління стало використання прямого, безітеративного методу розрахунку електричного режиму на інтервалі шляхом ефективної алгоритмічної організації методу виключення Гаусса при роботі зі слабкозаповненою матрицею. Іншим важливим моментом був перехід на неявні методи чисельного інтегрування й модифікація базового методу (Адамса 2-го порядку) з урахуванням фізичних особливостей розв'язуваної системи нелінійних диференціальних рівнянь. Для синхронних машин, систем автоматичного регулювання частоти обертання та збудження сформованій і реалізований ряд моделей зростаючої складності. Розроблено гнучку систему моделювання протиаварійної автоматики. Наведені наукові результати [1, 11, 41] реалізовані в програмах УДАР-2,3,4, впроваджених у ряді ОДУ й енергосистем. У складі розробленого програмного забезпечення для розв'язку електротехнічних завдань АСДУ ці програми відзначені срібною медаллю ВДНГ СРСР в 1988 р. За розробку методів, алгоритмів і програм розрахунку режимів і стійкості енергосистем в 1991 р. В.М.Авраменку була присуджена премія Академії наук України ім. С.О.Лебедева.

Методи моделювання й алгоритми рішення, що показали свою ефективність на ЕОМ третього покоління, були реалізовані в програмному комплексі АВР-62 для персональних ЕОМ [5]. Крім розрахунку динамічної стійкості, у комплексі передбачений розрахунок стаціонарного електричного режиму ЕЕС у двох модифікаціях — традиційній, як задачі розрахунку планованого режиму при заданих (бажаних) рівнях напруги на станціях, з урахуванням обмежень по реактивній потужності, і як задача розрахунку післяаварійного режиму, який виникає без втручання людини, лише під дією автоматичних регуляторів частоти та збудження синхронних генераторів. Для розрахунку важких режимів, що супроводжуються значними зниженнями напруги, у програмі передбачено врахування самовимикання навантаження. Аналогічне розширення динамічних характеристик навантаження виконано також у програмі розрахунку динамічної стійкості.

Живучість — властивість складних систем зберігати й відновлювати основні функції при екстремальних впливах і відмовах, не допускаючи неприйнятних наслідків. Живучість енергосистем, як і їхня стійкоздатність, повинна визначатися на множині збурень, але на відміну від останнього розглядаються збурення, які мають екстремальний, каскадний характер [2]. Запропоновано сценарії для аналізу живучості енергооб'єднань формувати за допомогою так званих важких відмов, використовуючи як норматив найбільш достовірну статистичну інформацію про каскадні аварії — 3 послідовних відмови в ланцюжку.

В останні роки спостерігається загострення проблеми живучості великих енергооб'єднань. Значною мірою це пов'язано з лібералізацією елек-

троенергетики. Ми приділяємо цьому питанню велику увагу [4] і робимо з нашого аналізу наступні висновки.

1. Впровадження в електроенергетиці суто ринкових відносин (дерегулювання енергетики) створює серйозні загрози надійності й живучості енергетичних об'єднань.

2. Негативні наслідки дерегулювання енергетики можуть бути пом'якшені за рахунок застосування досконалої протиаварійної автоматики та розвипених засобів підтримки оперативної діяльності диспетчерського персоналу.

3. Іншим важелем є законодавче закріплення прав органів диспетчерського керування в забезпеченні протиаварійної керованості електроенергетичних систем.

4. Для запобігання катастрофічних аварій на Україні необхідно зберегти й розвивати системостворюючу мережу 750 кВ та зв'язки достатньої потужності з єдиною енергосистемою Росії, а також централізоване ієрархічне диспетчерське керування.

Досить корисною при керуванні ЕЕС — і при плануванні режимів, і, в перспективі, при автоматичному протиаварійному керуванні — може бути кількісна оцінка рівня динамічної стійкості при заданому збуренні. Разом з А.В.Степановим (Інститут проблем моделювання в енергетиці НАН України) нами розроблений [13] метод розрахунку коефіцієнта запасу динамічної стійкості з використанням функції Ляпунова.

Мікропроцесорні (МП) пристрої захисту та автоматики виробляються не тільки багатьма зарубіжними фірмами, але й в Україні. Так, НВП "Хартрон-Інкор" (м. Харків) розробило МП пристрій релейного захисту й автоматики "Діамант". Модель мікропроцесорної АЛАР реалізована [8] у програмному комплексі АВР-84/05 розрахунку перехідних процесів і стійкості ЕЕС, який є продовженням наших попередніх розробок. Програмування виконано з використанням Visual C++ і забезпечує роботу з операційною системою MS Windows 2000. За допомогою комплексу забезпечується розв'язання на єдиній інформаційній базі таких задач: розрахунок стаціонарних режимів ЕЕС — доаварійних та самосталених післяаварійних; розрахунок та аналіз динамічної стійкості; розрахунок статичної стійкості (чисельним інтегруванням рівнянь динаміки при малих збуреннях); розрахунок тривалих перехідних процесів.

Ефективність оперативного керування енергосистемами значною мірою залежить від рівня підготовки оперативно-диспетчерського персоналу. У його забезпеченні велику роль відіграють тренажерно-навчальні системи як сукупність технічних (власне комп'ютери) та програмних засобів. Тепер тренажер стає специфічною підсистемою оперативно-інформаційного комплексу (ОІК): за джерелом інформації та формою відображення він співпадає з ОІК, але на відміну від нього використовується поза поточною оперативною роботою дис-

петчера. Переважна більшість режимних ситуацій для потреб диспетчерських тренувань може бути змодельована шляхом розрахунків усталених та самоусталених режимів. Разом з тим, на етапі підготовки тренування може бути необхідним і корисним перевірка стійкості енергосистеми та дій відповідно протиаварійної автоматики в конкретній схемно-режимній ситуації. Незначну кількісно, але дуже важливу для забезпечення стійкості, надійності та живучості енергосистеми частину тренувань складають ті тренування, які пов'язані з аварійним вимкненням потужних енергоблоків, поділом енергосистеми на незбалансовані частини, роботою АЧР та ін. Для моделювання таких процесів найбільш адекватною реалізована нами в прототипі тренажера [6, 7] одночастотна модель динаміки енергосистеми, яка нехтує взаємними коливаннями синхронних машин.

Задачі оперативного керування режимами. Можливості доступу до поточних або ретроспективних вимірів параметрів режиму, які відкрилися внаслідок впровадження оперативно-інформаційних комплексів (ОІК), стали потужним стимулом до розробки програм оперативного керування й, насамперед, до створення програмних засобів, призначених для вирішення задачі оцінювання стану. Цей період часу характеризувався розробкою методичних основ, пошуком математичних методів для ефективного вирішення задач оперативного керування, а також розробкою програм дослідного, а потім і промислового призначення [27–29].

Першочергові проблеми були пов'язані з обмеженим обсягом телеметричної інформації, що надходить зі станцій і підстанцій енергосистем, а також із низькою якістю телевимірювань і надзвичайно низькою вірогідністю телесигналів.

Основна увага була зосереджена на питаннях забезпечення високої швидкодії і стійкості обчислювального процесу та одержання необхідної точності результатів [30].

Запропоновані рішення були реалізовані в програмах ІДОР-1 та ІДОР-2. Найбільш успішно ці програми використовувалися в Об'єднаних диспетчерських управліннях Уралу, Північного Заходу, Півдня, Середньої Волги, а також у Центральному диспетчерському управлінні єдиної енергосистеми СРСР.

Автономний модуль оцінювання стану був включений до складу централізованої системи протиаварійної автоматики ОЕС Уралу. Розроблена система з 1989 по 2004 рік в реальному масштабі часу уточнювала уставки протиаварійної автоматики, адаптуючи їх до реального режиму роботи енергооб'єднання.

В 1989 році був розроблений програмний комплекс (ПК) КОСМОС [25] для персональних ЕОМ. Розроблені основні архітектурні рішення ПК КОСМОС розвиваються дотепер: постійно розширюється коло розв'язуваних завдань, а також удосконалюються сервісні підсистеми й підсистеми ана-

лізу режимів [14]. У даний час у складі комплексу на єдиній спеціалізованій базі даних об'єднано програми для розв'язання таких задач [12]: синтезу розрахункової схеми на основі описів схем первинних комутацій станцій і підстанцій та інформації про стан комутаційних апаратів; оцінювання режимів енергосистем на основі телевимірюваної інформації; розрахунку сталих і самоусталених по частоті режимів; обважнення сталих режимів; еквівалентування сталих режимів; оптимізації режимів за активною потужністю; оптимізації режимів за реактивною потужністю; ієрархічних розрахунків режимів енергосистем.

Важливою невід'ємною складовою частиною комплексу є графічний інтерфейс, який дозволяє працювати безпосередньо із графічними зображеннями схем енергосистем і схем первинних комутацій станцій і підстанцій.

Перевагою ієрархічного підходу є ієрархічна система відповідальності, при якій кожний учасник єдиної системи відповідає за якість формування опису власного об'єкта, його супровід, якість використуваної телеметричної інформації й забезпечення необхідного обсягу телевимірювань і телесигналів. Технічно рішення задачі забезпечується істотним розширенням можливостей міжмашинного обміну як з використаним загальнодоступним засобом інтернету, так і виділених високошвидкісних каналів [26].

Оскільки в [12, 14, 25, 26] докладно представлено усі задачі, які вирішуються за допомогою ПК КОСМОС, за винятком оптимізації режимів за активною потужністю, то ця задача в цій статті описана більш докладно.

Запропонована й реалізована у вигляді програми методика оптимізації режимів за активною потужністю поєднує оптимізацію цільової функції ефективності ринку з розрахунком режиму, у якому враховуються всі технологічні обмеження. Перед розрахунком повинні бути отримані цінові заявки від споживачів електроенергії й пропозиції від постачальників — генеруючих компаній або окремих станцій. У результаті розрахунку визначається склад споживачів, заявки яких задоволені, і склад постачальників, пропозиції яких виявилися затребуваними. Крім цього визначаються ціни, за якими будуть виконуватися взаєморозрахунки (звичайно їх називають вузловими цінами). На всі розраховані ціни істотний вплив справляють як мережеві обмеження, так і витрати на транспорт електроенергії — втрати в електричній мережі.

Однорівневий ПК КОСМОС впроваджено у промислову експлуатацію у всіх енергосистемах Російської Федерації, в Об'єднаних диспетчерських управліннях Сходу, Сибіру, Уралу, Середньої Волги, Північного Заходу, Півдня й Центра, а також у Центральному диспетчерському управлінні Єдиної енергосистеми Росії. Ієрархічна система формування режимів енергооб'єднання впроваджена й функціонує в ОДУ Уралу, у ЦДУ ЕС, а також у

Федеральній мережній компанії Росії. Епізодично вирішується задача формування режиму енергооб'єднання, яке включає країни СНД і Балтії (модель синхронної зони). У цей час програмний комплекс впроваджується в Об'єднаному диспетчерському управлінні Республіки Білорусь. В Україні ПК КОСМОС впроваджений і експлуатується протягом ряду років у Дніпровській і Центральній енергосистемах, а також у головному офісі Національної енергетичної компанії (НЕК) "Укренерго". З цього року виконується робота з впровадження дворівневого ПК у всіх енергосистемах України. При цьому передбачається участь в ієрархічному формуванні розрахункових моделей і суміжних держав — Росії й Білорусі.

В даний час розпочато роботи із створення "радника диспетчера" з використанням алгоритмічних та інформаційних наробок ПК КОСМОС.

Втрати на корону при оперативних розрахунках режимів ЕЕС враховуються в даний час приблизно за допомогою експериментально одержаних для ряду високовольтних повітряних ліній (ВПЛ) при типових погодних умовах (гарна погода, сніг, дощ, паморозь) характеристик.

З використанням сучасних реєстраторів інформації (при синхронній реєстрації параметрів режиму по обох кінцях ВПЛ на відрізках стаціонарності) можна здійснити ідентифікацію пасивних параметрів ліній (повздовжніх активних і реактивних опорів та поперечних провідностей) та оперативно визначати втрати потужності (навантажувальні та на корону) ВПЛ, що сприяє підвищенню точності оцінювання стану ЕЕС та розв'язанню інших задач оперативного керування [35]. Оперативно визначені залежності втрат на корону від напруги дозволять підвищити ефективність оптимізації режиму ЕЕС за напругою і реактивною потужністю [36]. Можливість моніторингу втрат активної потужності (теплових і на корону) у ВПЛ дозволить більш точно враховувати втрати у ВПЛ і оцінювати реальні дії диспетчера по їх зниженню.

Висновок. Теоретичні та практичні результати, одержані колективом відділу аналізу режимів електроенергетичних систем Інституту електродинаміки НАН України протягом останніх 25 років, є значним внеском в удосконалення керування електроенергетичними системами, створення програмних засобів для забезпечення надійного та економічно ефективного функціонування Об'єднаної енергосистеми України, енергетичних об'єднань інших країн. Разом з тим створено необхідний фундамент для подальшого розвитку цих засобів з використанням нових технічних можливостей, які надає прогрес інформаційно-обчислювальної та комунікаційної техніки.

1. *Авраменко В.Н.* Переходные режимы и живучесть электроэнергетических систем (модели, методы и алгоритмы расчета на ЭВМ) // Диссертация в форме научного доклада на д.т.н., Киев, 1992. — 39 с.

2. *Авраменко В.Н.* Вопросы анализа живучести энергообъединений // Препринт НАН Украины, ИЭД, № 808. — 1997. — 45 с.

3. *Авраменко В.Н.* Моделирование электроэнергетических систем — достижения и перспективы научных исследований // Техн. электродинамика. — 1997. — № 1. — С. 73—80.

4. *Авраменко В.Н.* Надежность энергетических объединений в условиях свободного рынка (мировой опыт и выводы для Украины) // Гидроэнергетика Украины. — 2004. — № 3. — С. 25—27.

5. *Авраменко В.Н., Бегус Н.Г., Гуреева Т.М.* Расчет и анализ с помощью персональных ЭВМ динамической устойчивости сложных ЭЭС // Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. Сб. науч. тр. Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 1994. — С. 4—28.

6. *Авраменко В.Н., Гуреева Т.М., Юнеева Н.Т.* Моделирование динамики энергосистемы и структура режимного диспетчерского тренажера // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы современной электротехники". — 2002. — Ч. 7. — С. 70—75.

7. *Авраменко В.Н., Гуреева Т.М., Юнеева Н.Т., Агеев Е.А.* Модели и программы расчета динамики в тренажерном комплексе для диспетчеров энергосистем // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы современной электротехники". — 2004. — Ч. 3. — С. 20—23.

8. *Авраменко В.Н., Гуреева Т.М., Юнеева Н.Т.* Моделирование микропроцессорных устройств противоаварийной автоматики при расчетах устойчивости энергосистем // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы современной электротехники". — 2006. — Ч. 2. — С. 36—41.

9. *Авраменко В.Н., Крылов В.А.* Развитие методов и программных средств моделирования сложных электроэнергетических систем для анализа устойчивости и аварийных режимов // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України (Збірник наукових праць). — 2002. — № 3 (3) — С. 19—27.

10. *Авраменко В.Н., Крылов В.А., Прихно В.Л.* О концепции автоматизированных систем диспетчерского управления ЭЭС нового поколения // Техн. электродинамика. — 1992. — № 1. — С. 84—88.

11. *Авраменко В.Н., Оляничин В.А., Стогний В.С.* Анализ электромеханических переходных процессов и работы противоаварийной автоматики ЭЭС с помощью программ Института электродинамики АН УССР. Методические указания. — К.: Наук. думка, 1982. — 60 с.

12. *Авраменко В.М., Прихно В.Л., Черненко П.О.* Програмні засоби для автоматизації оперативного диспетчерського керування енергосистем // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. — 2005. — № 3. — С. 21—26.

13. *Авраменко В.Н., Степанов А.В.* Определение запаса динамической устойчивости энергосистем прямым методом Ляпунова // Техн. электродинамика. — 1999. — № 5. — С. 55—58.

14. *Аюв Б.И., Демчук А.Т., Прихно В.Л.* Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений // Энергетик. — 2004. — № 5. — С. 9—12.

15. *Крылов В.А.* Вопросы расчета на ЭВМ третьего поколения сложных несимметрий в электрических сетях // Техн. электродинамика. — 1982. — № 5. — С. 80—86.

16. *Крылов В.А.* Расчеты на ЭВМ КЗ, неполнофазных и сложносимметричных режимов в многоузловых электрп-

ческих сетях с дополнительными уточнениями / Автоматизация и релейная защита в энергосистемах. — Киев: Институт электродинамики АН Украины. — 1992. — С. 78—84.

17. Крылов В.А. Математическое моделирование локальных электрических сетей при вариантных расчетах на ЭВМ аварийных режимов / Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. — Киев: Институт электродинамики. 1994. — С. 52—81.

18. Крылов В.А. Моделирование сложной электрической сети и режимов электроэнергетических систем для выбора уставок микропроцессорных защит фирмы Siemens // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы сучасної електротехніки". — 2002. — Ч. 1. — С. 97—100.

19. Крылов В.А., Колесникова Н.Ф. Математическое моделирование сложных электрических сетей при вариантных расчетах на ЭВМ нормальных режимов и эквивалентных параметров // Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. — Киев, 1994. — С. 42—52.

20. Крылов В.А., Писаренко В.П. Некоторые вопросы алгоритмизации в комплексных программах расчета на ЭВМ третьего поколения токов короткого замыкания в сложных электрических сетях // Техн. электродинамика. — 1982. — № 3. — С. 68—73.

21. Крылов В.А., Писаренко В.П., Романенко Н.П. и др. Математическое моделирование сложных энергосистем и расчет токов короткого замыкания на ЭВМ третьего поколения // Анализ нормальных и аварийных режимов электроэнергетических систем. — Киев: Наук. думка. 1982. — С. 77—89.

22. Крылов В.А., Писаренко В.П., Романенко Н.П. и др. Комплексное математическое обеспечение вариантных расчетов на ЭВМ КЗ, неполнофазных и сложносимметричных режимов в многоузловых электрических сетях // Тез. докл. и сообщ. IX науч.-техн. конф. по обмену опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики в энергосистемах Урала. — Свердловск. — 1989. — С. 73—76.

23. Крылов В.А., Писаренко В.П., Романенко Н.П. Автоматизированные расчеты на ПЭВМ аварийных режимов в многоузловых электрических сетях // Микропроцессорные системы управления электроэнергетическими объектами. Тез. докл. I Всесоюз. науч.-техн. конф. "Проблемы комплексной автоматизации электроэнергетических систем на основе микропроцессорной техники". Сентябрь 1990. — Киев: Институт электродинамики АН УССР. — 1990. — Ч. 1. — С. 113—121.

24. Крылов В.А., Романенко Н.П., Колесникова Н.Ф. и др. Комплексное программное обеспечение (V-VI-50ПЗ) автоматизированных расчетов на ПЭВМ аварийных режимов и уставок РЗ в сложных электрических сетях // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы сучасної електротехніки". — 2006. — Ч. 8. — С. 9—10.

25. Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметричной информации // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. Енергоефективність: Зб. наук. праць. — Київ: — 2000. — С. 118—127.

26. Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы сучасної електротехніки". — 2006. — Ч. 1. — С. 22—27.

27. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оперативный расчет режима энергосистемы по данным телеметрии // Алгоритмы обра-

ботки данных в энергетике. — Иркутск, СЭИ, 1982. — С. 70—75.

28. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оценка состояния электроэнергетической системы с применением метода условной оптимизации // 27 Intern. Wiss. Koll. TH Ilmenau. 1982, Vol. "Automatisierung energetischer prozesse". — С. 133—136.

29. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оперативная оптимизация режимов высоковольтных электрических сетей по данным телеметрии // Сборник докладов ЕЛЕНЕРГО'83, том II. Варна, 1983. — С. 30—35.

30. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оперативный расчет стационарного режима энергообъединения при недостатке телеизмерений // Электричество. — 1985. — № 12. — С. 12—15.

31. Черненко П.А. Оперативное прогнозирование электропотребления энергообъединения // Сборник докладов ЕЛЕНЕРГО'88 "Проблемы на развитого и експлоатацията на електроенергийните системи" том IV. Варна, 1988. — С. 6—14.

32. Черненко П.А. Краткосрочное и оперативное прогнозирование суммарных электрических нагрузок энергообъединения // Сб. научных трудов "Автоматизация и релейная защита в энергосистемах". — Киев: Ин-т электродинамики, 1992. — С. 37—42.

33. Черненко П.А. Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. Енергоефективність. — 2000. — С. 99—104.

34. Черненко П.А. Прогнозирование электрических нагрузок с учетом регулирования электропотребления // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ. — 2004. — № 2 (8). — С. 149—150.

35. Черненко П.А., Волхонский А.С. Оперативное определение потерь мощности с идентификацией пассивных параметров ЛЭП 750 кВ // Техн. электродинамика. Тем. вып. "Проблемы сучасної електротехніки". — 2004. — Ч. 2. — С. 33—36.

36. Черненко П.А., Волхонский А.С. Оперативное определение зависимости потерь на корону от напряжения в высоковольтных линиях // Новини енергетики. — 2005. — № 12. — С. 32—38.

37. Черненко П.А., Заславский А.И. Обработка и отображение данных о нагрузке энергосистемы и влияющих на нее факторах // Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. — Киев, 1994. — С. 116—124.

38. Черненко П.А., Заславский А.И. Методы повышения достоверности телеизмеряемых параметров режима электроэнергетических систем // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. Електродинаміка. — 2001. — С. 109—114.

39. Черненко П.А., Кузнецов Г.Г. Определение информативности и краткосрочное прогнозирование периодически нестационарных случайных процессов в электроэнергетических системах // Препринт-157. — Киев, ИЭД АН УССР, 1977. — 38 с.

40. Черненко П.А., Чухно В.И. Методы и алгоритмы оперативного анализа стационарных режимов электроэнергетических систем с учетом изменения во времени узловых нагрузок // Препринт-391. Киев, ИЭД АН УССР, 1984. — 43 с.

41. Avramenko V.N., Voropai N.I., Stroeve V.A. Mathematical models and transient analysis in power system control // Sov. Tech. Rev. A. Energy, Vol. 6, 1992. — P. 67—115.

Надійшла 02.04.2007