

УДК 621.311:681.3

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯ**

П.О. Черненко, докт.техн.наук, **О.В. Мартинюк**, канд.техн.наук,
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна.

У роботі наведено результати досліджень по вдосконаленню ієрархічної багатофакторної математичної моделі сумарного електричного навантаження (СЕН) енергооб'єднання для вирішення задачі короткострокового прогнозування. В математичну модель СЕН додатково введено астрономічну складову електричного навантаження, що пов'язана з реакцією СЕН на зміну інтенсивності природної освітленості. Описано алгоритм визначення астрономічної складової СЕН та наведено результати її розрахунку на прикладі даних АК «Київенерго». Додатково досліджувалося питання щодо автоматизованого вибору оптимальної довжини передісторії вихідної інформації для короткострокового прогнозування СЕН у різні періоди року. Бібл. 3, табл. 2, рис. 4.

Ключові слова: енергооб'єднання, електричне навантаження, короткострокове прогнозування, астрономічні та метеорологічні фактори, інтервал передісторії.

Перехід до перспективної моделі конкурентного ринку електроенергії, а саме ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії, обумовлює актуальність задачі підвищення точності та надійності короткострокового (від однієї до семи діб) прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН). Цю задачу доцільно вирішувати за рахунок удосконалення математичних моделей впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів. До цих факторів належать: метеорологічні (температура повітря, хмарність, сила вітру), астрономічні (час сходу/заходу сонця, світлова тривалість доби), технологічні (режими роботи енергоємних споживачів) і т.ін.

У більшості опублікованих робіт, присвячених вирішенню задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження, використовується незмінна величина інтервалу передісторії, що становить від 4 до 10 тижнів. При цьому, як правило, не враховуються зміни астрономічних факторів на інтервалі передісторії. Слід зазначити, що за термін в 10 тижнів коливання світлової тривалості доби в Україні, залежно від пори року, можуть перевищувати 4 години. Ці коливання спричиняють зміну астрономічної складової електричного навантаження, тобто складової, що обумовлена витратою електроенергії на штучне освітлення. За даними Держенергонагляду щодо галузевого електроспоживання витрати електроенергії на штучне освітлення в цілому по ОЕС України становлять близько 2,4 млн. кВт (10–12% усього електроспоживання). Таким чином, неврахування змін астрономічних факторів на інтервалі передісторії вносить систематичну похибку при прогнозуванні електричного навантаження. Особливо це стосується тих годин доби, для яких на інтервалі передісторії спостерігався перехід із світлої частини доби в темну і навпаки.

У даній роботі приділено увагу вдосконаленню попередньо розробленої ієрархічної багатофакторної математичної моделі електричного навантаження для вирішення задачі короткострокового прогнозування з метою більш коректного врахування впливу астрономічних і метеорологічних факторів. Додатково досліджувалося питання щодо вибору оптимальної довжини передісторії для різних інтервалів року.

Розроблена ієрархічна багатофакторна модель електричного навантаження енергосистеми передбачає адитивний розклад СЕН із виділенням наступних компонент:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{тиж} + P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{зал}, \quad (1)$$

де $P_{i,j}$ – фактичне електричне навантаження енергосистеми j -ї години ($j=1..24$) i -го дня ($i=1..N$ – загальна кількість днів передісторії); $P_{i,j}^{bas}$ – базова компонента СЕН енергосистеми j -ї години ($j=1..24$) i -го дня; $P_{i,j}^{тиж}$ – 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; $P_{i,j}^{зал}$ – залишкова компонента СЕН j -ї години i -го дня.

Розрахунок кожної із виділених складових зазначеної моделі детально описано в [2, 3]. Під час використання моделі (1) для короткострокового прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання на різних інтервалах року виявлено можливі напрями її подальшого вдосконалення. Один з них стосується вибору оптимальної для короткострокового прогнозування величини передісторії. Виявлено, що дисперсії вихідних даних СЕН та факторів, що на нього впливають, на передісторії залежать від її довжини та пори року, що розглядається. Також, залежно від пори року змінюється математична модель впливу зовнішніх факторів. До найбільш суттєвих сезонних особливостей СЕН енергооб'єднання України належать такі.

- У літньому періоді електричне навантаження найбільш стабільне, під час спекотних днів спостерігається прямий кореляційний зв'язок з температурою навколишнього середовища. При цьому вплив температури на зміну СЕН більший у тих енергосистемах, де переважає комунально-побутове споживання електроенергії. Наприклад, для АК «Київенерго» збільшення навантаження під час спекотних днів ($T_{cp} \geq 28^{\circ}\text{C}$) може досягати 6–8%. Також мають місце коливання СЕН, спричинені традиційним сезоном відпусток (липень – серпень).
- У осінньому періоді спостерігається значний ріст СЕН. Серед факторів, що впливають на електричне навантаження в цей період, варто виділити технологічні, метеорологічні й астрономічні. До важливих технологічних факторів належать структурні зміни в промисловому навантаженні, зокрема, підключення підприємств, що переробляють сільськогосподарську продукцію (цукрові й консервні заводи, елеватори), початок навчального та опалювального сезонів. На осінньому інтервалі має місце зворотній кореляційний зв'язок між температурою навколишнього середовища й значенням СЕН, що залежить від наявності опалювального сезону.
- У зимовому періоді найбільш суттєво на СЕН впливає температура навколишнього середовища. Наприклад, під час сильних морозів у січні 2006 року добове споживання електроенергії в цілому по ОЕС України зросло на 13%. У регіонах, де переважає комунально-побутове навантаження (великі міста), ріст СЕН був ще значніший – до 16% у порівнянні із середньосічневими значеннями. В зимовому сезоні спостерігається оборотність впливу температури на СЕН з поправкою на річний тренд, що в тій чи іншій мірі присутній у кожному із розглянутих сезонів.
- Весняний період, за початок якого умовно прийнята точка необоротного спаду електричного навантаження (друга половина березня), є значною мірою дзеркальним відображенням осіннього. До особливостей даного періоду належить завершення опалювального сезону.

Враховуючи зазначені сезонні особливості зміни СЕН, при короткостроковому прогнозуванні доцільно використовувати змінну на річному інтервалі довжину передісторії, яка, з одного боку, забезпечувала б статистично прийнятну вибірку даних, а з іншого, обмежувала б вплив застарілих даних, що призводять до збільшення залишкової компоненти моделі (1).

Для автоматизованого вибору оптимальної довжини інтервалу передісторії застосовувався один із методів розпізнавання образів – метод порівняння із прототипом [1]. Методологія розпізнавання образів передбачає формування простору S^m відображень даних вибірки за рядом ознак (m – розмірність простору, що тотожна кількості ознак, за якими описується об'єкт). Кожному елементу вибірки $P_{i,j}$ ставиться у відповідність вектор його опису у поняттях ознак, $\text{Im}(P_{i,j}) = (s_1, s_2, \dots, s_m)$. Зазначений вектор можна розглядати як координати точки $P_{i,j}$ у m -мірному просторі ознак S^m . Рішення щодо класифікації об'єктів приймається внаслідок визначення степені їхньої близькості у просторі ознак S^m . У методі порівняння із прототипом за прототип обирається геометричний центр класу (або найближчий до центру об'єкт). Для класифікації невідомого об'єкта методом перебору знаходиться найближчий до нього прототип, і об'єкт таким чином належить до того ж класу, що й

прототип. За міру близькості, як правило, використовується евклідова відстань. Недоліками методу порівняння із прототипом вважається залежність результату розпізнавання від вибору метрики ознак, що суттєво впливає на просторову конфігурацію розподілу об'єктів. Таким чином, необхідно провести попередню роботу щодо аналізу багатовимірних структур експериментальних даних.

З огляду на наведені вище особливості зміни СЕН ОЕС України на річному інтервалі за ознаки методу, згідно з якими відбувалася класифікація добових графіків електричного навантаження, використовувалися такі: світлова тривалість доби (t , години), добове споживання електроенергії (W , МВт) та середньодобова температура повітря (T , $^{\circ}\text{C}$). У ознаці, що характеризує світлову тривалість дня, виділялося 4 класи: 9 ± 1 год, 11 ± 1 год, 13 ± 1 год, 15 ± 1 год. Кількість класів по значенню добового електроспоживання залежно від енергосистеми коливалася в межах від 3 до 5. При формуванні класів по ознаках допускалося виділення нерівномірних інтервалів. Зокрема, в річному циклі коливань середньодобової температури виділялося три діапазони, що відповідають трьом характерним періодам у році: $(-30^{\circ}\text{C} - (+)6^{\circ}\text{C}$ (опалювальний сезон), $7^{\circ}\text{C} - 15^{\circ}\text{C}$ (весняно-осінній сезон із вимкненням опалення), $16^{\circ}\text{C} - 35^{\circ}\text{C}$ (літній сезон). Таким чином, формувалася матриця класів ознак добових графіків СЕН обраної енергосистеми T , розмірністю $s_1 \times s_2 \times s_3$ із прототипом в геометричному центрі кожного класу. Для кожного добового графіку СЕН на річному інтервалі передісторії у просторі ознак розраховувалась $R_i = \min(R_i^k), \forall k = 1 \dots K$, де $K = s_1 \times s_2 \times s_3$ – кількість класів (елементів) матриці T , $R_i^k = \left| \overline{\text{Im}(P_{i,j}), \text{Im}_k} \right|$ – довжина вектора в просторі S^m , $\text{Im}(P_{i,j})$ – координати відображення добового графіку СЕН i -го дня, Im_k – координати прототипу k -го класу. Графіки СЕН із мінімальною до одного й того ж прототипу відстанню об'єднувалися в один клас k .

Процедура визначення оптимальної довжини і складу передісторії для вирішення задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження полягала в наступному: до добових графіків СЕН останніх двох тижнів, що передують прогнозованому дню, додавалися графіки СЕН тотожних із ними класів. Таким чином, наповнення інтервалу передісторії добовими графіками СЕН із схожими характеристиками зовнішніх факторів сприяло зменшенню залишкової компоненти математичної моделі (1).

Інший напрямок вдосконалення математичної моделі (1) стосується попередньої обробки вихідних даних СЕН $P_{i,j}$ енергосистеми з метою виділення і вилучення астрономічно-чутливої складової $P^{acmp}_{i,j}$ електричного навантаження

$$P'_{i,j} = P_{i,j} - P^{acmp}_{i,j} = P^{баз}_{i,j} + P^{тижж}_{i,j} + P^{метео}_{i,j} + P^{зал}_{i,j}. \quad (2)$$

Наведене удосконалення моделі СЕН необхідне, оскільки на обраному для прогнозування інтервалі передісторії складова електричного навантаження, що витрачається на штучне освітлення, $P^{acmp}_{i,j}$, зазнає змін внаслідок сезонних коливань світлової тривалості доби. При цьому вноситься систематична похибка в розрахунок прогнозних значень добових графіків СЕН енергосистеми на основі описаної моделі.

Основна ідея алгоритму розрахунку $P^{acmp}_{i,j}$ полягає у використанні залежності СЕН від рівня природної освітленості. Так, зокрема, на ступінь використання штучного освітлення впливає значення природної освітленості в приміщеннях E^{in} . Величина E^{in} залежить від освітленості поза приміщенням і коефіцієнта КПО (коефіцієнт природної освітленості), що визначається геометрією світлових прорізів і рядом інших, незалежних від природної освітленості E^{ext} факторів: $E^{in} = КПО \times E^{ext}$. При проектуванні будинків, залежно від призначення приміщень, регламентований коефіцієнт КПО варіюється в межах від 0,005 (для коридорів) до 0,025 (для дитячих кімнат). Залежно від типу робіт, що виконуються у приміщеннях, і відповідно до загального положення СНП-11-4-79 регламентована величина освітленості коливається в межах від 150 лк для робіт загального характеру до не менш 250 лк для робіт, що потребують великого зорового навантаження.

Припустимо, що усереднений по множині будинків коефіцієнт КПО дорівнює 0,01. Таким чином, величина природної вуличної освітленості, при якій не потрібне штучне освітлення, становить

$E^{ext} = 250/0,01 = 25000$ лк. Для порівняння: світловий потік, що падає на один квадратний метр поверхні в літній сонячний полудень, становить близько 100000 лк. Якщо природна освітленість стає меншою зазначеного критичного рівня, то населення використовує засоби штучного освітлення, що й спричиняє збільшення електричного навантаження в енергосистемі. Таким чином, необхідно визначити характер залежності між значенням природного освітлення та рівнем електричного навантаження.

Факторами, що визначають рівень природного освітлення, є положення сонячного диску над обрієм та рівень хмарності. Якщо знехтувати зміною кута нахилу сонячного диску внаслідок сезонних коливань (а за сонячної погоди навіть в зимовий період в денні години природної освітленості для широти України цілком достатньо), то положення сонця над обрієм в i -й день року безпосередньо залежить від часу його сходу/заходу в цей день.

При розрахунку астрономічної складової СЕН використовувалися наступні результати аналізу багаторічних архівів графіків електричного навантаження обласних енергосистем України: при малохмарній погоді зростання СЕН, що пов'язане з використанням засобів штучного освітлення, має місце за 60–70 хвилин до фактичного моменту заходу сонця по довготі обласного центру облenerго. При сонячній погоді за дві години до заходу сонця астрономічна складова в погодинних значеннях СЕН мінімальна. Через 20 хв. після заходу сонця рівень природної освітленості в приміщеннях однозначно вимагає використання штучного освітлення. Орієнтовний вихід на максимальне значення астрономічної компоненти СЕН має місце через 1 годину з моменту заходу сонця після увімкнення ламп вуличного освітлення. Таким чином, астрономічну складову погодинних значень добового графіку СЕН i -го дня року доцільно вираховувати лише для тих годин, що лежать в межах ± 1 год. відносно часу сходу/заходу в зазначений день, оскільки за межами вказаного інтервалу астрономічна складова СЕН практично незмінна.

Розраховувати астрономічну складову СЕН зазначених годин, пов'язуючи зміну природної освітленості із зміною СЕН енергосистеми в межах однієї доби, – підхід не коректний, оскільки відповідно до моделі (2) $P^{acmp}_{i,j}$ є лише однією із складових, що формують СЕН кожної години доби. Тому для моделювання астрономічної складової СЕН доцільно використовувати погодинні зрізи добових графіків електричного навантаження за тривалий період. Також слід зазначити, що математичні моделі $P^{acmp}_{i,j}$ для різних годин доби відрізнятимуться внаслідок різного складу задіяних освітлювальних приладів. Наприклад, для АК «Київенерго» доцільно виділити дві групи годин: умовно робочий час (9–10, 15–17 год.) та неробочий час (6–8, 18–22). Кожний із зазначених часових інтервалів характеризується спільним складом освітлювальних пристроїв, що обумовлює схожість впливу річних коливань часу сходу/заходу сонця на астрономічну складову СЕН у ті години, що належать одному й тому ж інтервалу. Таким чином, моделювання $P^{acmp}_{i,j}$ доцільно здійснювати на спільній для виділених інтервалів вибірці даних.

Моделювання астрономічної складової СЕН запропоновано здійснювати в такий спосіб.

1. Аналіз передісторії СЕН енергосистеми. Для визначення складової електричного навантаження окремої години j , що витрачається на штучне освітлення, $P^{acmp}_{i,j}$, необхідно обрати інтервал передісторії, у якому дана година попадала б у світлу та темну частину доби з рекомендованим переkritтям ± 1 год. з моменту сходу (заходу) сонця. На наступному етапі для СЕН обраного інтервалу передісторії застосовується описана вище процедура класифікації добових графіків електричного навантаження на основі методу розпізнавання образів. При цьому розширюється перелік ознак методу – крім наведених вище світової тривалості доби, добового електроспоживання та середньодобової температури також використовуються ознаки хмарності та електричного навантаження в періоди нічного провалу, ранкового та вечірнього максимумів СЕН енергооб'єднання. Введення додаткових ознак необхідне для усунення впливу хмарності та технологічних факторів, не врахованих моделлю (1). Сформовані класи однотипних добових графіків електричного навантаження $P^k_{i,j}$ (де $k = 1..K$ – кількість класів) використовуються для моделювання астрономічної складової погодинного СЕН окремо для двох частин доби (умовно робочого та не робочого часу).

2. Формування вибірок вихідних даних для моделювання астрономічної складової. В межах одного класу « k » СЕН (як правило того, що містить найбільшу кількість добових графіків) визначається день « x », в якому час сходу (заходу) сонця максимально наближений до години j . Формуються наступні архіви.

- Архів різниць СЕН: $\Delta P^k_{i,j} = P^k_{i,j} - P^k_{x,j}, \forall i \in 1..k_{sum}$, де $P^k_{x,j}$ – СЕН j -ї години x -дня класу « k », k_{sum} – загальна кількість добових графіків у класі « k ».
- Архів різниць часу: $\Delta T_{i,j} = T_i - j, \forall i \in 1..k_{sum}$, де T_i – час сходу (заходу) сонця i -ї доби року, добовий графік СЕН якої належить класу k .
- Архів значень хмарності класу « k »: $O^k_i, \forall i \in 1..k_{sum}$.

У випадку недостатнього об'єму даних у класі « k » ($k_{sum} \leq 10$) зазначені архіви формуються для наступного за об'ємом класу $m, m \neq k, m \in 1..K$ і т.п.

3. Побудова математичної моделі $P^{acmp}_{i,j}$. Дані зазначених архівів використовуються для побудови поліноміальної багатофакторної регресійної залежності $\varphi(\Delta T_{i,j}, O^k_i)$ між відхиленнями СЕН ($\Delta P^k_{i,j}$), з однієї сторони, відхиленнями часу ($\Delta T_{i,j}$) й значеннями хмарності O^k_i – з іншої. Пошук оптимального виду регресійної залежності здійснюється за допомогою методу групового урахування аргументів із використанням критерію регулярності. Астрономічна складова СЕН j -ї години доби розраховується за допомогою отриманої залежності, зміщеної відносно свого мінімального на вибірці значення: $P^{acmp}_{i,j} = \varphi(\Delta T_{i,j}, O^k_i) - \min_{i=1..k_{sum}} (\varphi(\Delta T_{i,j}, O^k_i))$.

4. Виокремлення астрономічної складової СЕН на даних передісторії. Для кожної доби, що належить обраному інтервалу передісторії, розраховується різниця часу $\Delta T_{i,j} = T_i - j, \forall i \in 1..N$. Використовуючи ці дані, за допомогою отриманої вище регресійної залежності для кожного дня $i \in 1..N$ розраховується значення астрономічної складової $P^{acmp}_{i,j}$. На наступному етапі за допомогою формули (2) розраховуються значення СЕН, $P'_{i,j}$, очищені від впливу астрономічної складової.

Зазначені розрахунки повторюються для всіх годин доби, які на обраному для короткострокового прогнозування інтервалі передісторії знаходяться в діапазоні ± 1 год. з моменту сходу (заходу) сонця.

Слід зазначити особливості застосування алгоритму виділення астрономічної складової СЕН для енергосистем, що мають значну територіальну протяжність із заходу на схід. Такою є, зокрема, і об'єднана енергосистема України, що має довжину із заходу на схід більше 1300 км. Окремі її частини перебувають у різних часових поясах. Наприклад, різниця між заходом сонця в Донецьку та у Львові становить 1год. 3хв. При формуванні вихідних вибірок і архівів різниць згідно з наведеними вище п.1-2 алгоритму необхідно враховувати регіональний час сходу/заходу сонця. Таким чином, алгоритм виділення астрономічної складової $P^{acmp}_{i,j}$ найбільш ефективний на нижньому ієрархічному рівні (для енергооб'єднання України – це рівень облэнерго). Тому при моделюванні графіків сумарного елек-тричного навантаження енергооб'єднання уточнену математичну модель (2) доцільно використовувати лише в комбінації із ієрархічними методами короткострокового прогнозування СЕН [2].

Запропонована методика уточнення математичної моделі (2) апробувалася на даних АК «Київенерго». Для прикладу наведемо результати розрахунків астрономічної складової СЕН 16 та 17-ї годин. Як вхідні дані використовувалися: добові графіки СЕН АК Київенерго за 2008–2009 роки, значення середньодобової хмарності, річний графік сходу/заходу сонця по м. Києву.

Згідно з п. 1 наведеного алгоритму, необхідна вибірка даних СЕН АК Київенерго для визначення астрономічної складової 16 та 17 годин лежить у межах з 22.11.08 по 01.03.09 (що відповідає зміні світлової тривалості дня з 8 до 11 годин). Параметри вихідної вибірки СЕН: кількість діб – 100, середньоквадратичне відхилення СЕН за годинами: мінімальне – 5%, максимальне – 14%, середнє за 24 години – 8,9%. Для усунення впливу метеорологічних і технологічних факторів добові графіки СЕН групувались у класи за наступними ознаками: середньодобова температура, добове електроспоживання, СЕН о 4, 11 та 18 годинах та хмарність. Залежно від діапазону зміни ознак на передісторії для кожної з них визначалася власна кількість класів. В табл. 1 наведено максимальні і мінімальні на передісторії значення кожної ознаки, діаметр зміни параметру, що лежить в межах одного класу, а також значення-прототипи ознак обраного класу СЕН. Обраний для подальшого аналізу клас СЕН містить найбільшу серед інших кількість елементів – 7 добових графіків електричного навантаження, ознаки яких максимально наближені до наведених у таблиці прототипів.

Таблиця 1

Параметри ознаки	Темп. °C	Добове електро- спож., МВт*год	СЕН, МВт			Хмарність, бали	Час заходу сонця, год:хв
			в 4 год,	в 11 год	в 18 год		
Мінімум	-15	23805	763	914	1168	1	15:54
Максимум	9,7	35051	987	1733	1787	2	18:00
Радіус класу	2,5	1406	28	102	78	0,5	1:03
Кількість класів	5	4	4	4	4	2	1
Обраний прототип	-2,5	33645	959	1630	1709	2	16.57

Добові графіки СЕН АК Київенерго, що належать обраному класу, наведено на рис. 1.

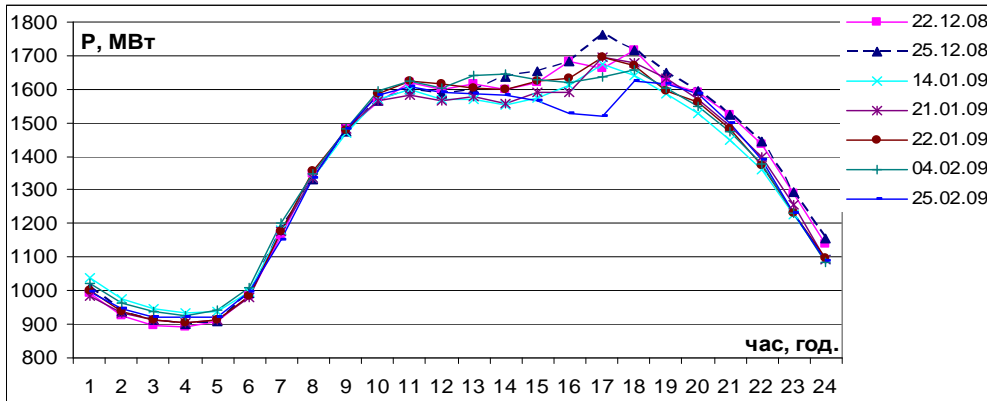


Рис. 1

Середньоквадратичні погодинні відхилення значень СЕН у межах класу такі: мінімальне – 0%, максимальне – 4%, середнє за 24 години – 1,6%. При цьому, як видно з рис. 1, максимальна дисперсія погодинних значень СЕН має місце о 16-й та 17-й год., тобто у ті години, астрономічна складова СЕН яких зазнає на передісторії найбільших змін. Низькі значення дисперсії погодинних зрізів електричного навантаження підтверджують доцільність групування вихідних графіків СЕН за наведеними вище ознаками з метою усунення впливу всіх інших факторів, окрім астрономічних.

Сформовані згідно з алгоритмом п.2 архіви відхилень СЕН ($\Delta P^k_{i,j}$) та часу ($\Delta T_{i,j}$) для 16-ї та 17-ї години об'єднувалися в єдину вибірку. За її значеннями побудована регресійна залежність $\Delta P^k_{i,j} = \varphi(\Delta T_{i,j})$ у вигляді поліному 3-ї степені виду $\varphi(\Delta T_{i,j}) = \sum_{h=0}^{h=3} (a_h * \Delta T^h_{i,j})$, що показана на рис.2.

Розраховані згідно з п. 4 значення астрономічної складової СЕН для 16-ї та 17-ї години АК «Київенерго» для всього інтервалу передісторії показано на рис. 3.

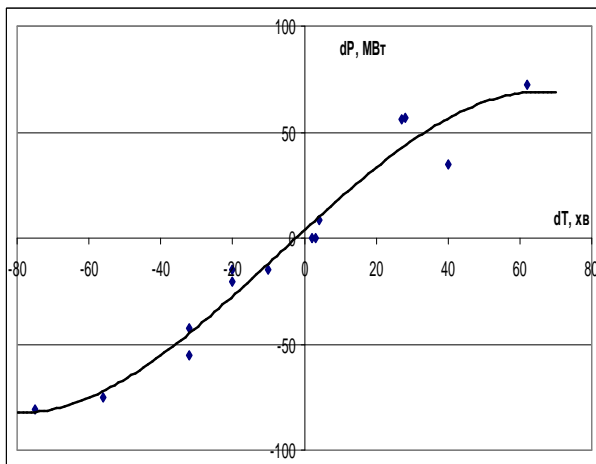


Рис. 2

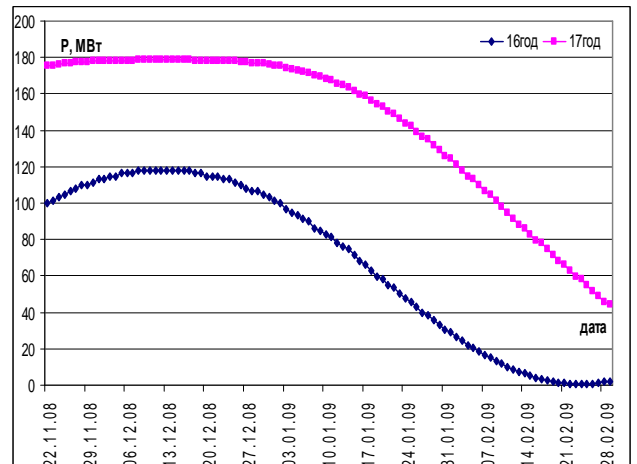


Рис. 3

Розраховані коефіцієнти поліному апроксимації a_0, a_1, a_2, a_3 становлять відповідно 3.74, 1.56, 0.002, -0.0001. Про високу апроксимаційну здатність підбраного поліному свідчить значення коефіцієнта детермінованості $r^2 = \frac{\sum_{i=1}^{14} (\Delta P^k_{i,j} - \Delta \bar{P}^k_{i,j})^2 - \sum_{i=1}^{14} (\Delta P^k_{i,j} - \Delta P'^k_{i,j})^2}{\sum_{i=1}^{14} (\Delta P^k_{i,j} - \Delta \bar{P}^k_{i,j})^2} = 0.96$, де $\Delta \bar{P}^k_{i,j}$, $\Delta P'^k_{i,j}$ –

відповідно середні та апроксимовані значення даних у вибірці.

Відповідно до рис. 2, компонента електричного навантаження, що пов'язана із використанням штучного освітлення, мінімальна за півтори годин до заходу сонця, досягає свого максимуму за годину після заходу і в подальшому залишається практично незмінною.

Використовуючи показані на рис. 3 значення та формулу (2), астрономічна складова СЕН вилучається на всьому інтервалі передісторії. Очищені таким чином, а також вихідні значення електричного навантаження о 16-ї год. показано на рис. 4.

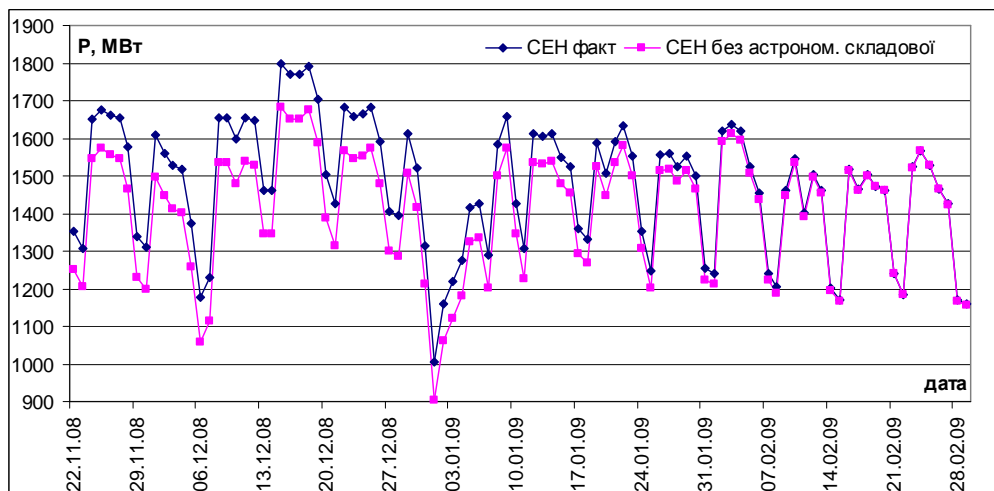


Рис. 4

Таблиця 2

16 год.				
	макс, МВт	мін., МВт	середнє, МВт.	ср.кв.відхилення, МВт./%
$P_{i,j}$	1799	1374	1581	92,5 / 5,9
$P'_{i,j}$	1681	1258	1516	70,5 / 4,6
17 год.				
$P_{i,j}$	1845	1428	1627	101,3 / 6,2
$P'_{i,j}$	1666	1289	1486	75,8 / 5,1

Параметри вихідної вибірки СЕН ($P_{i,j}$) та вибірки СЕН, очищеної від астрономічної складової ($P'_{i,j}$), наведено в табл. 2.

При розрахунку відносного середньоквадратичного відхилення у відсотках використовувалися значення середнього СЕН АК «Київенерго» відповідно для 16-ї та 17-ї години за період з 22.11.08 по 01.03.09р.

Таким чином, уточнення математичної моделі електричного навантаження (2) за рахунок виокремлення астрономічно-чутливої складової СЕН дозволяє зменшити дисперсію вихідної вибірки даних АК «Київенерго» на 22–25%. Це, у свою чергу, призводить до зменшення похибки короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження окремих годин доби.

Висновки.

1. Внаслідок сезонних особливостей зміни СЕН на річному інтервалі для вирішення задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження доцільно використовувати змінну довжину передісторії, яка, з одного боку, забезпечувала б статистично прийнятну вибірку даних, а з іншого, обмежувала б вплив застарілих даних. Запропонований для автоматизованого вибору оптимальної довжини інтервалу передісторії метод розпізнавання образів дозволив зменшити залишкову компоненту математичної моделі СЕН і таким чином підвищити точність його короткострокового прогнозування.

2. Неврахування коливання світлової тривалості доби на інтервалі передісторії вносить систематичну похибку при прогнозуванні електричного навантаження. Удосконалення математичної моделі електричного навантаження за рахунок виокремлення астрономічно-чутливої складової СЕН дозволяє суттєво зменшити дисперсію вихідної вибірки даних енергосистеми та знизити похибку короткострокового прогнозування електричного навантаження.

1. Симанков В.С., Луценко Е.В. Адаптивное управление сложными системами на основе теории распознавания образов. – Краснодар: ТУ КубГТУ. – 1999. – 318с.

2. Черненко П.А. Идентификация параметров, моделирование и многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения. // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – Ч. 3. – С. 57 – 64.

3. Черненко П.О., Мартинюк О.В. Багаторівневе короткострокове прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 2. – С. 74–80.

УДК 621.311:681.3

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

П.А. Черненко, докт.тех.наук, А.В. Мартинюк, канд.техн.наук,

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.

В работе приведены результаты исследований по усовершенствованию иерархической многофакторной математической модели суммарной электрической нагрузки (СЭН) для решения задачи краткосрочного прогнозирования. В математическую модель СЭН дополнительно введено астрономическую составляющую электрической нагрузки, связанную с реакцией СЭН на изменение интенсивности естественного освещения. Описан алгоритм определения астрономической составляющей СЭН и приведены результаты ее расчетов по данным АК «Киевэнерго». Дополнительно исследовались вопросы автоматизированного выбора оптимальной длины предыстории исходной информации для краткосрочного прогнозирования СЭН в различные периоды года. Библ. 3, табл. 2, рис. 4.

Ключевые слова: энергообъединение, электрическая нагрузка, краткосрочное прогнозирование, астрономические и метеорологические факторы, интервал предистории.

ENHANCING THE EFFECTIVENESS OF SHORT-TERM FORECASTING OF ELECTRIC LOAD OF UNITED POWER SYSTEM

P.Chernenko, O.Martyniuk,

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.

This paper deals with the improvement of hierarchical multivariate mathematical model of the total electrical load (TEL) for solving short-term load forecasting. In the mathematical model of the TEL additionally introduced an astronomical component of the electrical load associated with the reaction of TEL on changes in the intensity of natural light. The algorithm for determining the astronomical component of TEL, and the results of calculations according to the JSC "Kyivenergo" are described. Additionally investigated questions about automatically choosing the optimal length of history of information for short-term load forecasting on different intervals of the year. The correctness of the proposed mathematical models applied to data of united power system of Ukraine using a three-level program developed by the multivariate forecasting of electrical load. References 3, tables 2, figures 4.

Keywords: united power system, electric load, short-term forecasting, astronomical factors, optimal length of history.

1. Simankov V., Lutsenko E. Adaptive control of complex systems based on pattern recognition theory. – Краснодар: ТУ КубГТУ. – 1999. – 318 p. (Rus)

2. Chernenko P. Parameter identification, modeling and multi-level interconnected forecasting of electric load of united power system // Tekhnichna elektrodynamika. Tematychnyi vypusk "Problemy suchasnoi elektrotekhniki". – 2010. – Vol. 3. – Pp. 57-64. (Rus)

3. Chernenko P., Martyniuk O. Multi-level short-term forecasting of electric load of united power system // Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu. – 2011. – №.2. – Pp. 74–80. (Ukr)

Надійшла 14.10.2011

Received 14.10.2011