

ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ КІНЦЕВИХ СПОЖИВАЧІВ В РДДБР

В статті досліджено цілі, завдання та методи середньострокового прогнозування електричного навантаження кінцевих споживачів. Розроблено індивідуальну прогнозну модель електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача, з урахуванням виробничих, технологічних та зовнішніх факторів, які впливають на режими електроспоживання. На підставі результатів досліджень зроблено висновок, що врахування у прогнозній моделі ряду факторів технологічного та виробничого характеру суттєво покращує якість прогнозування. Досліджено чинники, які мають бути враховані під час побудови індивідуальних прогнозних моделей електричного навантаження кінцевих споживачів у рамках вирішення завдань середньострокового прогнозування попиту на електроенергію в РДДБР.

Ключові слова: РДДБР, прогнозування електричного навантаження, кластеризація, експоненціальне згладжування.

Вступ.

Загальновідомо, що найбільш заощадливий режим вироблення електроенергії в об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України, яка ґрунтується переважно на генерувальних потужностях атомних (АЕС) і теплових електричних станцій (ТЕС), досягається за умови її рівномірного споживання в часі [1]. За незмінного навантаження найкращим чином використовуються технічні особливості електрогенерувального устаткування базових електричних станцій, забезпечуючи при цьому найзаощадніше використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) і найнижчий рівень шкідливих викидів до оточуючого середовища [2]. І така тенденція лише посилюється, зважаючи на збільшення наприкінці 2014 року частки електроенергії, що виробляється на АЕС, майже до 60% в загальному балансі енергоринку України [3].

Якщо ж забезпечити рівномірне споживання електроенергії з об'єктивних причин неможливо, то, за нерівномірного електричного навантаження, найбільшої економії можна досягти за умови точного виконання попередньо узгоджених режимів вироблення й споживання електричної енергії. Економічний ефект у цьому випадку досягається, в першу чергу, за рахунок оптимізації структури й обсягів генерувальних потужностей, які залучаються для покриття попиту на електричну енергію, і скорочення потужностей, що резервуються в ОЕС для покриття ймовірних відхилень електричного навантаження від узгоджених рівнів. Саме на таких принципах базується ринок двохсторонніх договорів і балансуєчий ринок (РДДБР), який сьогодні запроваджується в Україні.

Повномасштабний РДДБР охоплює кілька ринків [4]:

- ринок двохсторонніх договорів (РДД), де продавці й покупці укладають контракти на продаж/купівлю електроенергії на довгострокові періоди (місяць, рік тощо);
- ринок «на добу наперед» (РДН), де уточнюються графіки виробітку/споживання електроенергії наступної доби;
- балансуєчий ринок (БР), де в реальному часі узгоджуються поточні рівні попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію);
- ринок допоміжних послуг (РДП), де системний оператор надає допоміжні послуги з метою забезпечення сталості і надійної роботи ОЕС України та нормованої якості електричної енергії.

Довгостроковий прогнозований попит на електроенергію покривається в РДД і має базуватися на глибокому аналізі динаміки споживання електричної енергії за попередні періоди. РДН застосовується для уточнення очікуваного попиту на електричну потужність (електроенергію) наступної доби з розподілом за визначеними в РДДБР часовими інтервалами з метою своєчасного залучення необхідних для його покриття електрогенерувальних потужностей і має базуватися на середньострокових («на добу наперед») прогнозах параметрів режимів електроспоживання. В БР системний оператор (СО) контролює поточні значення параметрів виробітку й використання електричної потужності (електроенергії) суб'єктами РДДБР – сторонами договору в реальному часі та координує процеси виробництва й споживання електричної електроенергії, а також надає суб'єктам РДДБР допоміжні послуги для забезпечення безперебійного постачання електричної енергії нормованої якості, зокрема, закупаючи їх

у постачальників допоміжних послуг в РДП. Таким чином СО має можливість балансувати роботу ОЕС України в реальному часі [5].

Тут доречно зауважити, що майже всі інструменти керування попитом на електричну потужність (електроенергію) за нормальних режимів функціонування ОЕС знаходяться у кінцевих споживачів. Електричні станції при цьому змушені «слідувати» за споживачами, реагуючи на змінення їхнього попиту. А беручи до уваги, що технічні можливості генерувального устаткування щодо маневрування електричною потужністю часто-густо обмежені (і до того ж в Україні традиційно спостерігається дефіцит маневрених потужностей [6]), ефективність запровадження в Україні РДДБР напряду залежатиме від щільності взаємодії операторів РДДБР (а саме оператора РДН /ОРДН/ і СО) з кінцевими споживачами, в першу чергу через залучення останніх до керування попитом на електричну потужність (електроенергію) в РДДБР.

Кваліфіковані кінцеві споживачі спроможні забезпечити узгоджене споживання електричної енергії, а також стати постачальниками широкого спектру допоміжних послуг, від маневрування навантаженням через оперативне керування власними режимами електроспоживання, зокрема з метою балансування попиту і пропозицій в РДДБР, до забезпечення енергоефективних режимів електроспоживання, впровадження енергозберігаючих технологій й обладнання тощо. Варто лише створити сприятливі умови, за яких кваліфіковані кінцеві споживачі залучалися б до керування власним попитом на електричну потужність (електроенергію) на економічних засадах.

Базовим інструментом формування інформаційного забезпечення завдань керування попитом на електричну потужність (електроенергію) в РДДБР мають стати сучасні повномасштабні автоматизовані системи контролю, обліку та керування енерговикористанням (АСКОЕ) [7], які ґрунтуються на передових інформаційних технологіях і спеціалізованому математичному забезпеченні. Зокрема, в РДДБР надзвичайної важливості набувають методи прогнозування електричного навантаження (електроспоживання) на середньострокові («на добу наперед») та короткострокові (до 60 хвилин) періоди. Завдання середньострокового прогнозування мають вирішуватися під час узгодження обсягів електроспоживання в РДН, а короткострокове прогнозування застосовується, в першу чергу, для оперативного керування попитом на електричну потужність (електроенергію) в БР [7]. Підвищення точності та достовірності прогнозних оцінок сприятиме підвищенню вірогідності їхнього виконання (чим якісніший прогноз – тим легше його виконати), що врешті решт має забезпечити заощадження ПЕР і скорочення шкідливих викидів.

Результати попередніх досліджень [8-10] доводять, що задачу середньострокового прогнозування в РДДБР доцільно розв'язувати шляхом удосконалення математичних моделей та методів прогнозування із застосуванням кластеризації та врахування впливу на режими електроспоживання кінцевих споживачів ряду факторів, зокрема виробничого і технологічного характеру. Слід зауважити, що у більшості опублікованих робіт, присвячених проблемам прогнозування електричного навантаження, зокрема в [12], практично відсутня інформація щодо врахування при розв'язанні завдань прогнозування надзвичайно важливих параметрів виробничих процесів кінцевих споживачів. Під час прогнозування, зокрема, не враховуються планові ремонти електротехнічного устаткування, зміни у налаштуваннях технологічних ліній, а також коливання обсягів виробництва на інтервалі передісторії. Разом з тим, такі коливання спричиняють змінення тенденцій часових рядів значень електричного навантаження кінцевих споживачів. Проведені дослідження доводять, що неврахування вищезазначених факторів, а також результатів стохастичного керування режимами електроспоживання на інтервалі передісторії, що здійснюється, наприклад, в пікові години доби з метою заощадження коштів в умовах застосування диференційованих тарифів на електричну енергію, привносить додаткову помилку до результатів прогнозування.

Мета і завдання.

Метою роботи є удосконалення ієрархічної багатофакторної математичної моделі електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача з метою підвищення точності середньострокового прогнозування шляхом врахування впливу технологічних, виробничих, режимних та інших факторів на індивідуальні режими електроспоживання.

Матеріал та результати досліджень.

Під час аналізу даних було використано 2688 початкових значень усередненого за 30-хвилинні інтервали електричного навантаження підприємства цементної промисловості, що використовує сухий спосіб виробництва цементу. Часовий ряд значень електричного навантаження підприємства наведено на рис.1.

Аналіз характеру змінення електричного навантаження показує, що на досліджуваному періоді підприємство перейшло від режиму повного завантаження виробництва до режиму підтримки функціонування підприємства в зимовий період, для якого характерно лише забезпечення відповідних умов зберігання технологічного устаткування у виробничих цехах, а також споживання електричної

енергії на господарські потреби. Тому є доцільним розбиття часового ряду на окремі відрізки, що характеризуються специфічними характеристиками.

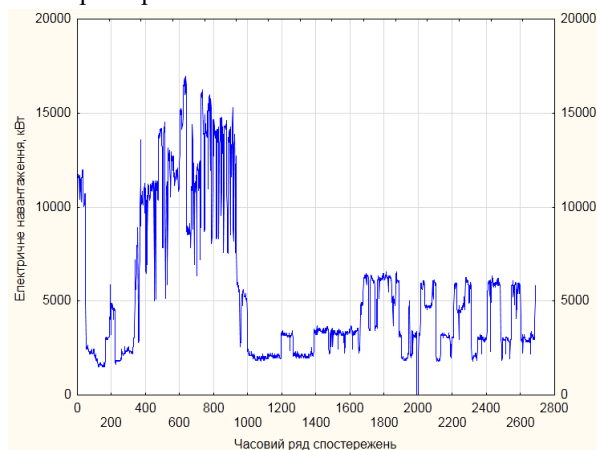


Рис.1. Часовий ряд значень електричного навантаження кінцевого споживача

Попередні дослідження показують, що для середньострокового прогнозування електричного навантаження найчастіше застосовуються експоненціальне згладжування [8,9], інтегрована модель авторегресії – плаваючого середнього ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) [16] та нейронні мережі [17]. Для прогнозування електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача було обрано метод експоненціального згладжування, який дозволяє суттєво скоротити терміни обчислень та налаштувань самої моделі. Власне прогнозування здійснювалося за допомогою програмного пакета STATISTICA [9] через простоту завантаження даних, високу швидкість обчислень та добру інтерпретацію результатів прогнозування.

З метою виявлення сезонної складової часового ряду електричного навантаження попередньо було виконано спектральний аналіз Фур'є. Для оцінки точності результатів прогнозування застосовано середню абсолютну відсоткову помилку прогнозування MAPE (Mean Absolute Percentage Error) [9]. Результати прогнозування за методом експоненціального згладжування наведено на рис.2.

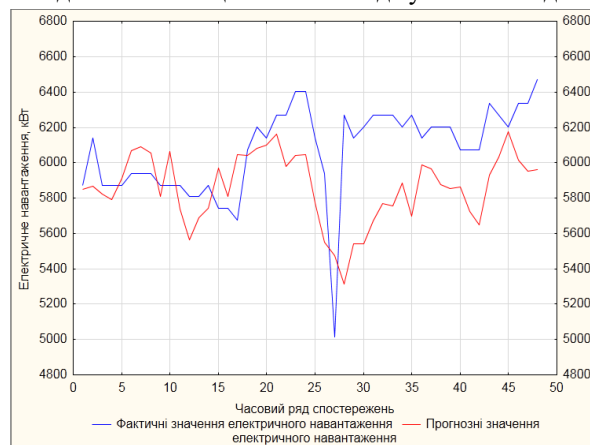


Рис.2. Порівняння прогнозних та фактичних значень електричного навантаження підприємства на добовому інтервалі часу

Візуальний аналіз показує, що результати прогнозування не є задовільними. Середня абсолютна відсоткова помилка прогнозування склала 16,63%. Для визначення цільового значення MAPE звернемося до світового досвіду. В енергосистемі Великобританії, наприклад, під час прогнозування електричного навантаження на наступну добу приймають помилку прогнозування на рівні 2% [15]. Тому актуальним є пошук шляхів уточнення прогнозних оцінок.

В [14] йдеться про застосування двох підходів, за допомогою яких можна підвищити точність прогнозу:

- кластеризація і подальше прогнозування;
- консенсус-прогноз.

Застосування кластеризації, тобто розбиття часового ряду на гомогенні відрізки, в завданнях прогнозування було вперше запропоновано Russel Fogler в 1974 році [15]. Прогнозування часових рядів в [14] запропоновано здійснювати в два етапи:

1. Кластеризація.
2. Прогнозування всередині кластера.

Такий підхід є комбінацією двох моделей: перша модель визначає власне кластер, друга – реалізує прогнозування всередині кластера. На сьогоднішній день такий підхід є надзвичайно поширеним.

За результатами кластерного аналізу за методом k – середніх [10, 11] зроблено висновки щодо доцільності розбиття наявного часового ряду значень електричного навантаження підприємства протягом досліджуваного періоду на три кластери із такими характеристиками:

- кластер 1 із середнім значенням 12053 кВт*год;
- кластер 2 із середнім значенням 5963 кВт*год;
- кластер 3 із середнім значенням 3102 кВт*год.

Результати кластерного аналізу наведено в табл.1 і на рис.3. Проте, не можна стверджувати, що і в подальшому буде доцільним розбиття часового ряду на 3 кластери. Адже можливі зміни режиму роботи підприємства, технологічного процесу, кліматичних параметрів тощо. Тому слід виконувати періодичні дослідження, спрямовані на визначення раціонального числа кластерів для наявної передісторії параметрів режимів електроспоживання досліджуваного кінцевого споживача.

Таблиця 1

Результати кластерного аналізу досліджуваного часового ряду

Змінна кластеру (доба)	Кластер	Відстань до центроїду
1	1	1266,31
2	3	514,04
3	3	1022,02
4	3	905,69
-	-	-----
54	2	669,33
55	3	1213,83
56	3	735,58

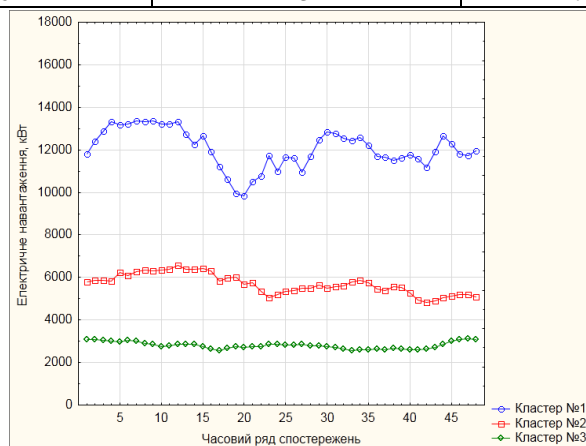


Рис.3. Розбиття на кластери часового ряду значень електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача

Для визначення кластеру, на основі передісторії якого буде формуватися середньостроковий прогноз, було проаналізовано графік електричного навантаження підприємства наприкінці досліджуваного періоду (рис.4). За результатами аналізу зроблено висновок щодо віднесення параметрів режимів електроспоживання наступної доби до кластеру 2.

Аналіз часового ряду електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача після кластеризації (кластер 2) дозволяє зробити ряд висновків. За результатами спектрального аналізу Фур'є виявлено, що ряд містить яскраво виражену сезонну компоненту тривалістю 24 інтервали. Також спостерігаються цикли в межах доби тривалістю 8 та 12 інтервалів, що зумовлено характером технологічного режиму. Цикл в межах тижня тривалістю 168 інтервалів проявляється слабо, оскільки підприємство працює без вихідних. Крім того, ряд містить «провали», які виникли внаслідок виведення в ремонт частини електротехнічного устаткування підприємства. З метою усунення нерегулярних складових в процесі оброблення вихідних даних «провали» було згладжено зі збереженням добового циклу. Під час ідентифікації моделі, оцінювання її параметрів і перевірки на адекватність за допомогою аналізу залишкової компоненти [13] було зроблено висновок щодо доцільності застосування сезонної моделі.

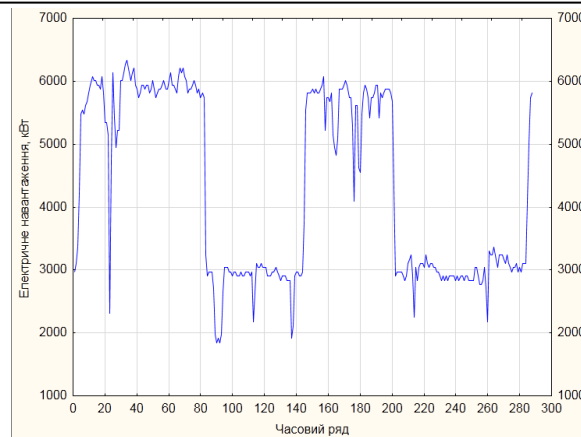


Рис.4. Тенденція часового ряду значень електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача

Середня абсолютна відсоткова помилка прогнозування на досліджуваному часовому ряду значень електричного навантаження підприємства після виконання кластеризації склала 15,3%. Результати порівняння прогнозних і фактичних значень наведено на рис.5.

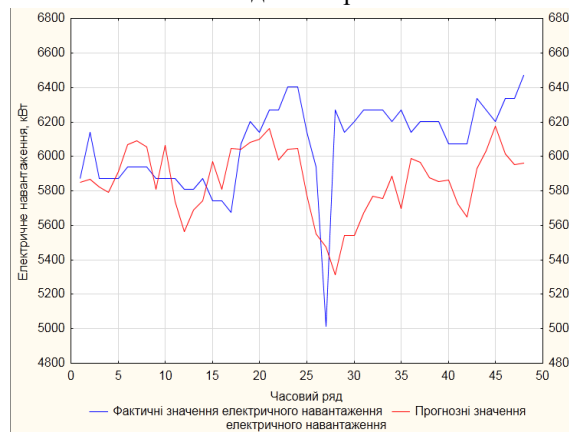


Рис.5. Порівняння прогнозних та фактичних значень електричного навантаження підприємства на добовому інтервалі часу після виконання кластеризації

Звичайно, такі результати прогнозування також не є задовільними. Але їх можна пояснити неврахуванням технологічних параметрів режимів роботи підприємства на досліджуваному періоді.

Розглянемо графік електричного навантаження підприємства з 2496 по 2736 значення, додавши до досліджуваного часового ряду 48 прогнозованих (на базі кластеру 2) значень електричного навантаження підприємства на наступну добу, із подальшим їх порівнянням з фактичним навантаженням (рис.6).

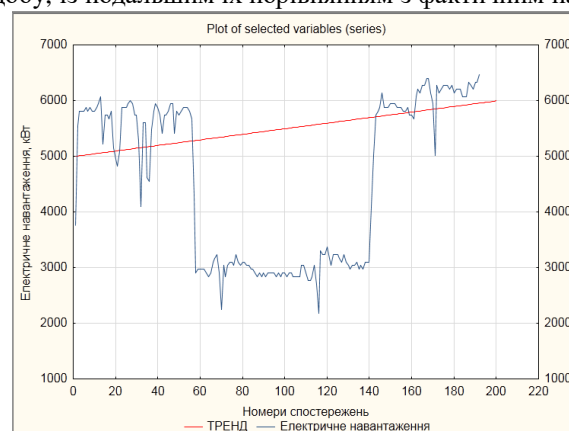


Рис.6. Графік електричного навантаження досліджуваного кінцевого споживача на інтервалі з 2496 по 2736 значення часового ряду

Як видно з рис.6, віднесення графіка навантаження в період з 2688 по 2736 значення часового ряду до кластеру 2 в цілому виявилось вірним рішенням і здійснювалося лише на підставі статистичної обробки часового ряду, без урахування зміни технологічного режиму роботи підприємства наступної доби. Але спостерігається зростання загального рівня електричного навантаження, яке проявляється у наявності лінійного тренду (рис.6). Також помітний провал посеред робочого дня, що не відтворено прогнозною моделлю.

З метою усунення зазначених невідповідностей було вжито заходів з підвищення адекватності прогновної моделі:

1. З метою формування бази даних (БД) передісторії враховано запланований режим роботи підприємства наступної доби. Також, на цьому етапі, реалізовано кластеризацію із розбиттям часового ряду на 3 кластери, що дозволило скоротити час оброблення даних.

2. Враховано лінійне зростання навантаження підприємства (рис.6). Після отримання інформації від підприємства про те, що воно буде плавно переходити до режиму повного завантаження, було скориговано прогнозну модель – додано лінійний тренд. Це призвело до зменшення MAPE до 7,21%.

3. Виконано кореляційний аналіз впливу режимів роботи потужних струмоприймачів на характер загального електричного навантаження підприємства. За результатами кореляційного аналізу в прогнозній моделі враховано вплив цементного та вугільного млинів, коефіцієнт кореляції для яких $r > 0,5$ (кореляційну матрицю наведено в табл.2). Це призвело до зменшення MAPE до 5,8 %.

Таблиця 2

Результати кореляційного аналізу графіків навантаження потужних струмоприймачів та загального графіку електричного навантаження підприємства

Змінні	Середнє значення	Середнє квадр. відхилення	Загальне навантаження	Цементний млин	Вугільний млин
Загальне навантаження	31335,32	5898,89	1	0,65	0,68
Цементний млин	3850,35	2592,08	0,65	1	0,87
Вугільний млин	797,19	665,42	0,68	0,87	1

4. Виконано сезонну декомпозицію часового ряду (табл.3) [9]. За результатами сезонної декомпозиції виділено чотири компоненти: сезонну компоненту (позначається St, де t – момент часу), тренд (Tt), циклічну компоненту (Ct), залишкову (випадкову, нерегулярну) компоненту (It). З метою виявлення зв'язку навантаження підприємства з погодними умовами виконано кореляційний аналіз сформованого із залишкової компоненти нового часового ряду (кореляційну матрицю наведено в табл.4). За результатами аналізу побудовано регресійну модель залишкової компоненти, що дозволило врахувати вплив погодних умов на характер навантаження підприємства. Це призвело до зменшення MAPE до 5,51 %.

Таблиця 3

Результати сезонної декомпозиція часового ряду

Номер результату	Електричне навантаження, кВт	Ковзне середнє	Різниця	Сезонна складова	Скоригов. ряд	Згладжений тренд циклічний ряд	Залишкова компонента
1	4950			-104,78	5054,78	6388,15	-1333,37
2	6930			-106,10	7036,10	6447,87	588,23
---	---	---	---	---	---	---	---
13	7788	6118,75	1669,25	176,29	7611,71	7362,55	249,16
14	7986	6039,00	1947,00	292,65	7693,35	7629,31	64,04
---	---	---	---	---	---	---	---
671	5940			-593,57	6533,57	6286,74	246,82
672	5412			-544,27	5956,27	6301,03	-344,76

5. До результатів прогнозування внесено поправку у зв'язку із запланованим ремонтом електротехнічного устаткування. Також враховано інформацію щодо планової зупинки цементного млину з метою перевірки його технічного стану в період із 12.00 до 13.00 прогновної доби (рис.6), що не було враховано у базовій моделі. Це дозволило знизити MAPE до 4,86%. Результати прогнозування та фактичного навантаження наведено на рис. 7.

Результати кореляційного аналізу залежності залишкової компоненти від погодних умов

Змінні	Середнє значення	Середнє квадр. відхилення.	Температура	Атмосферний тиск	Вологість	Залишкова компонента
Температура	0,74	2,89	1	-0,415	-0,920	0,075
Атмосферний тиск	740,06	2,54	-0,415	1	0,081	0,138
Вологість	85,31	8,90	-0,920	0,081	1	-0,154
Залишкова компонента	246,35	5898,89	0,075	0,138	-0,154	1

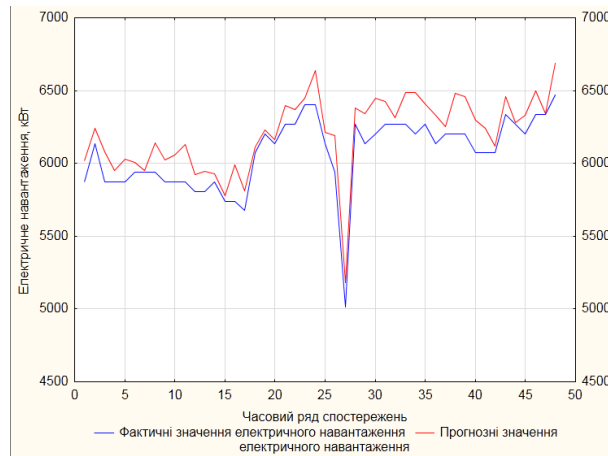


Рис.7. Порівняння прогнозних та фактичних значень електричного навантаження підприємства на добовому інтервалі часу після коригування прогнозної моделі

Таким чином, шляхом послідовного врахування окремих технологічних, виробничих, режимних та зовнішніх факторів, що чинять вплив на характер режимів електроспоживання кінцевого споживача, та відповідного коригування параметрів прогнозної моделі на досліджуваному часовому ряді значень електричного навантаження середню абсолютну відсоткову помилку прогнозування зменшено більше ніж втричі: з 16,63% до 4,86%. Значення MAPE і величину її зменшення на кожному етапі коригування прогнозної моделі наведено в табл.5 і на рис. 8.

Таблиця 5

Динаміка зменшення середньої абсолютної відсоткової помилки прогнозування електричного навантаження досліджуваного підприємства за результатами коригування параметрів прогнозної моделі

Етапи коригування прогнозної моделі	MAPE, %	Зменшення помилки прогнозування, %
Експоненціальне згладжування	16,63	0
Прогнозування на базі передісторії 2 кластеру	15,30	1,33
Врахування лінійного тренду зростання навантаження	7,21	8,09
Врахування впливу потужних струмоприймачів	5,80	1,41
Врахування погодних умов	5,51	0,29
Внесення поправок у зв'язку із виведенням в ремонт електричного устаткування	4,86	0,65
Результуюче зменшення помилки		10,44 %

Слід зазначити, що підприємством під час розрахунків за спожиту електричну енергію застосовується одноставковий тариф, диференційований за зонами доби, в результаті чого в досліджуваному часовому ряді значень електричного навантаження наявна додаткова випадкова складова, що зумовлена стохастичним керуванням споживачами-регуляторами з метою економії коштів і яку не було враховано під час побудови регресійної моделі. Тому, з метою підвищення точності середньострокового прогнозування, слід прагнути до упорядкованого застосування методів управління режимами електроспоживання підприємства на плановій основі. Такий підхід дозволить врахувати в

прогнозній моделі планові керуючі впливи під час управління електричним навантаженням підприємства, що сприятиме підвищенню точності прогнозних оцінок.

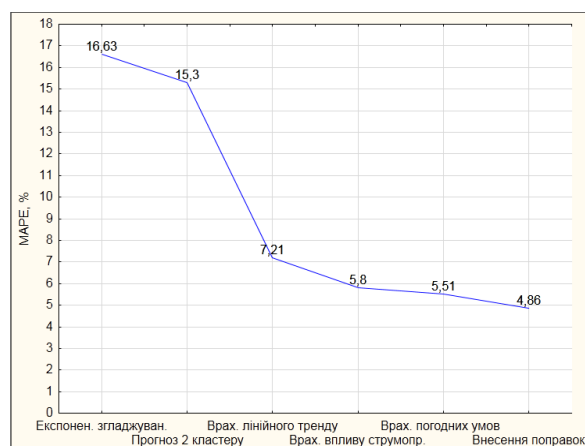


Рис.8. Динаміка зменшення середньої абсолютної відсоткової помилки прогнозування електричного навантаження досліджуваного підприємства за результатами коригування параметрів прогнозної моделі

Висновки.

За результатами проведених досліджень можна зробити ряд висновків.

1. На режими електроспоживання кінцевих споживачів електричної енергії чинять вплив ряд факторів, зокрема виробничого і технологічного характеру, переважна більшість яких є передбачуваними, а відтак їхній вплив можна врахувати, зокрема під час середньострокового прогнозування електричного навантаження на наступну добу шляхом коригування (уточнення) прогнозних моделей.

2. Існуючі класичні методи прогнозування базуються на виявленні тенденцій часових рядів на інтервалі передісторії і не враховують вищезазначені фактори. В результаті прогнози, що побудовано в такий спосіб, добре збігаються з фактичним електроспоживанням в разі «нормальної» поведінки об'єкту прогнозування, і різко відхиляються від загальної тенденції в разі виникнення одного чи декількох вищезазначених факторів.

3. З метою підвищення якості прогнозування необхідно, окрім часових рядів значень електричного навантаження (електроспоживання) кінцевих споживачів на інтервалі передісторії, володіти інформацією, зокрема виробничого і технологічного характеру, врахування якої під час прогнозування сприятиме підвищенню точності й достовірності прогнозних оцінок. До такої інформації належить:

- виробничі плани підприємств;
- технологічні карти виробництв;
- планові режими роботи потужних струмоприймачів;
- плани проведення ремонтних, профілактичних та інших робіт;
- інші фактори, що впливають на режими електроспоживання кінцевих споживачів електричної енергії.

4. З метою підвищення якості середньострокового прогнозування необхідно також упорядкувати і враховувати в прогнозних моделях стратегії керування поточними режимами електроспоживання кінцевих споживачів, які здійснюються, зокрема, з метою економії плати за електричну енергію в умовах диференційованої вартості електричної енергії.

Таким чином можна стверджувати, що для ефективного керування попитом на електричну потужність (електроенергію) в РДДБР кваліфікованими кінцевими споживачами мають застосовуватися індивідуальні прогнозні моделі, які додатково враховують ряд факторів, зокрема виробничого і технологічного характеру, що зумовлюють передбачувану поведінку цього кінцевого споживача в конкретних умовах. Крім того, для підвищення точності й достовірності прогнозних оцінок, необхідно упорядкування і планування поведінки конкретного кінцевого споживача, і врахування її під час побудови індивідуальних прогнозних моделей.

Список літератури

1. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуєчого ринку // Енерг. та електрифікація, 2010. – №2 – С.42 – 52.

2. Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуєчого ринку // Праці Інституту

електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Видання наукове. – Київ, 2011 р. – С.121 – 130.

3. Споживання та виробіток електроенергії ОЕС України за січень 2015 [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://eircenter.com/multimedia/infografika/2015/02/05/spozhivannya-ta-virobitok-elektroenergiyi-oes-ukrayini-za-sichen-2015/>

4. Про засади функціонування ринку електричної енергії України / Закон України // Офіційний сайт Верховної Ради України, 24.10.2013 [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/663-vii>

5. Застосування деривативів на ринку електроенергії / Н.Л.Іващук, О.В.Іващук, О.Л.Соловей. Жешівський Університет, Національний університет «Львівська політехніка», Інститут прикладних проблем механіки і математики НАН України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу http://www.rusnauka.com/8_NMIW_2008/Economics/28309.doc.htm

6. Праховник А. В. Інтегроване ресурсне планування енергозабезпечення / А. В. Праховник, О.В.Кулик [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://escosys.narod.ru/2006_5/art_09.doc.

7. Коцар О.В. Застосування АСКОВЕ для керування режимами електроспоживання в умовах функціонування ринку двохсторонніх договорів та балансуєчого ринку // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Видання наукове. – Київ, 2010 р. – С.97 – 102.

8. Праховник А.В., Розен В.П., Дегтярев В.В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. - М.: Недра. - 1985. – 232с.

9. Боровиков В.П., Ивченко Г.И. Прогнозирование в системе STATISTICA в среде Windows. Основы теории и интенсивная практика на компьютере // Учеб. пособие – Москва, 2000 – 384с.

10. Підвищення точності прогнозування навантаження споживачів електричної енергії / П.М.Галабійський, студент I курсу магістратури; наук.керівник О.В.Коцар, канд.техн.наук, доцент // Матеріали VI Міжн. наук.-техн. Конф. «Енергетика. Екологія. Людина – 2014», 21-23 травня 2014 року – Київ. – С. 45 – 52.

11. Кластеризация: метод k-средних [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.statistica.ru/theory/klasterizatsiya-metod-k-srednikh/>

12. Черненко П. О., Мартинюк О. В, Заславський А. І. Моделювання і прогнозування електроспоживання та екстремальних значень електричного навантаження енергооб'єднання. – Енергетика та електрифікація. – 2009. – №11. – С. 24–34.

13. Прогнозирование в STATISTICA [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.statsoft.ru/solutions/tasks/forecast/>

14. Чугуева И. Два способа повысить точность прогноза [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.mbureau.ru/blog/dva-sposoba-povysit-tochnost-prognoza>

A pattern recognition model for forecasting [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://www.wsdot.wa.gov/research/reports/fullreports/288.2.pdf>

15. Бокс Дж., Дженкинс Г. Анализ временных рядов. Прогноз и управление // В 2 т.– М.: Мир, 1974 – 608с.

16. Нейронные сети STATISTICA [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.statsoft.ru/tv/screen-video/neural-networks/>

17. K-means [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://znaimo.com.ua/K-means>

O. Kotsar, Y. Rasko, P. Galabitskiy

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

INCREASING THE RELIABILITY OF LOAD FORECASTING IN BCM&BM

The article investigates the goals, objectives and methods of the midterm electric load forecasting of final consumers. An individual electrical load forecasting model is developed for the investigated final consumer. Proposed model includes the production, processing and external factors affecting the modes of power consumption. Based on the results of study concluded that the inclusion of a number of factors of forecasting model of technological and industrial character significantly improves the quality of forecasting. Were investigated the factors that must be considered when building forecasting models of electrical load of individual final consumers for solving tasks of midterm forecasting of electrical demand in BCM&BM.

Keywords: BCM&BM, electric load forecasting, clustering, exponential smoothing.

1. A.Prakhovnik, O.Kotsar. Managing of power consumption modes in terms of introduction of bilateral contracts market and balancing market of Ukraine // Energetic and Electrification, 2010. – №2 – p.42 – 52.

2. O.Kotsar. Managing of power consumption modes of end users in terms of introduction of bilateral contracts market and balancing market of Ukraine // Proceedings of the Institute of Electrodynamics National

Academy of Sciences of Ukraine. Scientific Papers. Special Issue. Scientific publication. – Kyiv, 2011 p. – p.121 – 130.

3. Consumption and generation of power of UES of Ukraine for January 2015 [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://eircenter.com/multimedia/infografika/2015/02/05/spozhivannya-ta-virobitok-elektroenergiyi-oes-ukrayini-za-sichen-2015/>

4. About bases of functioning electricity market of Ukrain Law of Ukraine // Official site of the Verkhovna Rada of Ukraine, 24.10.2013 [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/663-vii>

5. The use of derivatives in the electricity market / N.Ivashyk, O.Ivashyk, O.Solovei. Rzeszow University, National University «Lviv Polytechnic», Institute of Applied Problems of Mechanics and Mathematics, NAS Ukraine [electronic resource] – Mode of access to the resource: http://www.rusnauka.com/8_NMIW_2008/Economics/28309.doc.htm

6. A.Prakhovnik. Integrated resource planning of power supply / A.Prakhovnik, O.Kylik [electronic resource] - Mode of access to the resource: http://esco-ecosys.narod.ru/2006_5/art_09.doc.

7. O.Kotsar. Application of AMR for managing of power consumption modes in terms of functioning of bilateral contracts market and balancing market // Proceedings of the Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine. Scientific Papers. Special Issue. Scientific publication. – Kyiv, 2010 p. – p.97 – 102.

8. Prakhovnyk A.V., Rozen V.P., Dehtiarev V.V. Energy Saving Modes of Power Supply of Mining Enterprises. – M.: Nedra. – 1985. – 232p.p.

9. V.Borovik, G.Ivchenko. Forecasting in system STATISTICA for Windows. Basic theory and intensive practice in the computer // Textbook – Moscow, 2000 – 384p.

10. Improving the accuracy of forecasting load of electricity consumers / P.Galabitskiy, O.Kotsar// Materials of VI international scientific-technical conferences. «Energy. Ecology. Human – 2014», 21-23 may 2014 – Kyiv. – p. 45 – 52.

11. Clustering: k-means method [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://www.statistica.ru/theory/klasterizatsiya-metod-k-srednikh/>

12. P.Chernenko, O.Martinyuk, A.Zaslavskiy. Modeling and forecasting of power consumption and extreme values of electric load of energy association. // Energetic and Electrification. – 2009. – №11. – p. 24–34.

13. Forecasting in STATISTICA [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://www.statsoft.ru/solutions/tasks/forecast/>

14. I.Chygyeva. Two ways to improve the accuracy of forecasting [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://www.mbureau.ru/blog/dva-sposoba-povysit-tochnost-prognoza>

15. A pattern recognition model for forecasting [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://www.wsdot.wa.gov/research/reports/fullreports/288.2.pdf>

16. G.Box, G.Jenkins. Time series analysis. Forecast and Control // В 2 т.– М.: Мир, 1974 – 608с.

17. Neural Networks STATISTICA [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://www.statsoft.ru/tv/screen-video/neural-networks/>

18. K-means [electronic resource] - Mode of access to the resource: <http://znaimo.com.ua/K-means>

УДК 621.317.38

О.В. Коцарь, канд. техн. наук, доцент, **Ю.А. Расько**, **П.М. Галабицкий**

**Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»
ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ В РДДБР**

В статье исследованы цели, задачи и методы среднесрочного прогнозирования электрической нагрузки конечных потребителей. Разработана индивидуальная прогнозная модель электрической нагрузки исследуемого конечного потребителя с учетом производственных, технологических и внешних факторов, влияющих на режимы электропотребления. На основании результатов исследований сделан вывод, что учет в прогнозной модели ряда факторов технологического и производственного характера существенно улучшает качество прогнозирования. Исследованы факторы, которые должны быть учтены при построении индивидуальных прогнозных моделей электрической нагрузки конечных потребителей в рамках решения задач среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию в РДДБР.

Ключевые слова: РДДБР, прогнозирование электрической нагрузки, кластеризация, экспоненциальное сглаживание.

Надійшла 29.04.2015

Received 29.04.2015