

3. Передбачена можливість вибору однієї з моделей електричної мережі: модель заданого опору системи, модель заданого струму та модель заданої напруги. Як показав досвід експлуатації, застосування моделі заданої напруги, а особливо заданого струму дозволяє оптимально без перевантаження експлуатувати вихідні кола напруги та струму спеціального випробувального пристрою.

4. Спеціальний функціональний блок "Гармоніки" дає змогу дослідити вплив вищих гармонічних складових, субгармонік або аперіодичної складової на роботу дистанційного захисту.

5. Передбачена можливість перевірки дистанційних захистів реальними цифрограмами, отриманими з цифрових пристроїв РЗА, що експлуатуються в енергосистемах.

6. Для перевірки характеристик дистанційного захисту передбачений функціональний блок "Імпедансна площина", за допомогою якого можлива перевірка дистанційного захисту за множиною точок, що дозволяє за один цикл здійснити перевірку всіх зон спрацювання дистанційного захисту і істотно зменшити час перевірки.

7. Зони спрацювання окремих ступенів дистанційного захисту можна побудувати самостійно, використовуючи розроблений редактор, або прочитати відповідні характеристики цих зон у міжнародному форматі RIO, що забезпечує універсальність використання цього модуля.

8. Моделі асинхронного ходу та хитань в енергосистемі дозволяють перевірити роботу модуля блокування дистанційних захистів від хитань.

9. Передбачена можливість формування бібліотеки модулів перевірки дистанційних захистів, що дозволяє використати їх для перевірки таких самих та подібних дистанційних захистів на інших об'єктах енергосистем.

1. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. *Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей, Энергомашвин*, 2003. – 535 с. 2. Баран П.М., Кідиба В.П., Шмагала В.М., Пришляк Я.Д. *Спеціальне програмне забезпечення цифрової тестової системи для перевірки пристроїв релейного захисту та автоматики // Енергетика та електрифікація*. – К., 2006. – № 6. – С. 25–32. 3. Кідиба В.П., Шелепеня Т.М. *Захист ліній електропередавання*. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту "Львівська політехніка", 2004. – 185 с.

УДК 621.311:681.3

З.М. Бахор, О.В. Данилюк, Б.І. Дурняк, А.Б. Козовий
Національний університет "Львівська політехніка"
кафедра ЕСМ

ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЕС

© Бахор З.М., Данилюк О.В., Дурняк Б.І., Козовий А.Б., 2013

Запропоновано адитивну модель з виділенням базової регулярної складової та випадкової складової для короткострокового прогнозування навантаження електричних станцій.

Ключові слова: електрична мережа, адитивна модель, прогноз навантаження.

The additive model with separation of a basic regular component and a random component for short-term forecasting of loading an power plant is offered.

Key words: electrical network, additive model, prognosis of loading.

Постановка проблеми

Під час керування режимами ЕЕС розв'язують низку важливих задач, однією з яких є короткострокове прогнозування навантаження ЕЕС з випередженням від однієї доби до тижня. Якість отриманого прогнозу навантаження, його точність визначають ефективність керування

режимами ЕЕС і має прямий зв'язок з затратами на вироблення електроенергії та її вартість, оскільки є підставою для планування режимів роботи ЕЕС, вибору генеруючих агрегатів ЕС, розроблення графіків їх роботи, враховуючи добовий графік навантаження ЕЕС, формування обортового резерву генеруючої потужності.

Розроблення моделей прогнозування навантаження ЕЕС є складною задачею, бо зміна навантаження має випадковий характер, залежить від тривалості світлої частини доби, від метеорологічних факторів: температури повітря, хмарності, сили вітру, які визначають сезонні коливання та добову нерівномірність графіків навантаження [1, 2, 3]. Також це відповідальна задача, бо помилка прогнозування як в більший, так і в менший бік приводить до додаткових фінансових затрат, тому під час розроблення моделі прогнозування на перше місце виходить забезпечення необхідної точності та надійності результатів прогнозу, яка впливає на економічність завантаження генеруючого обладнання.

Аналіз результатів останніх досліджень

В електроенергетиці короткостроковому прогнозуванню навантаження ЕЕС приділяється значна увага і сьогодні існує значна кількість моделей і методів прогнозування. За останні роки, поряд з відомими методами прогнозування (регресійними, кореляційними, спектрального аналізу, експоненціального згладжування, побудованих на фільтрах Кальмана, передавальних функціях Бокса-Дженкінса та інших) [1, 6, 7] появилися нові методи на основі штучних нейронних мереж [5, 8]. Найбільшого поширення отримали лінійні регресійні моделі та моделі з виділенням базової, регулярної складової та випадкової складової, яка залежить від погодних умов [6, 7]. Це зумовлено стійкими тенденціями навантаження ЕЕС. Задовільні результати прогнозування навантаження дають і моделі на основі штучних нейронних мереж [8]. Багаторічний досвід прогнозування навантаження електроенергетичних систем вказує на те, що немає універсального методу, який може бути придатним для всіх ЕЕС. Відома позиція – скільки є електроенергетичних систем стільки ж буде і способів прогнозування. Це є однією з причин появи значної кількості моделей прогнозування навантаження ЕЕС.

Мета та задачі досліджень

За результатами аналізу ретроспективних даних – часових рядів добових графіків навантаження електричних станцій ЕЕС необхідно було розробити модель для короткострокового прогнозування потужності навантаження електричних станцій ЕЕС з врахуванням метеофакторів з випередженням на добу та оцінити точність і надійність результатів прогнозу.

Виклад основного матеріалу

Вхідними даними для розроблення моделі прогнозування були добові графіки навантаження електричних станцій ЕЕС та усереднене значення температури повітря в регіоні, охопленому ЕЕС, представлені у вигляді часових рядів. Випадкові функції зміни навантаження та температури повітря в часі розглядалися в перерізах діб (робочі дні тижня, вихідні субота і неділя, святкові вихідні та святкові робочі дні) та в перерізах годин доби як випадкові величини, які представлені статистичними рядами – добовими графіками навантаження.

Враховуючи характер зміни ретроінформації та проведені дослідження, була прийнята адитивна модель прогнозування навантаження ЕС на наступну $d+1$ (d – поточна доба) добу

$$P_{d+1,i} = K1_c P_{d+1,i}^{\sigma} + P_{d+1,i}^{\varepsilon}, \quad (1)$$

де $P_{d+1,i}^{\sigma}$ – базова складова значення потужності навантаження на i -ту годину ($i=1\dots 24$) прогнозованої доби тижня; $K1_c$ – коефіцієнт, який враховує сезонну (зима, весна, літо, осінь) циклічність навантаження ЕС; $P_{d+1,i}^{\varepsilon}$ – випадкова складова навантаження на i -ту годину прогнозованої доби.

Базову складову визначаємо за однойменними ретродобами за формулою

$$P_{d+1,i}^{\sigma} = \bar{P}_i + K_{PTi} (T_{d+1,i} - \bar{T}_i),$$

де \bar{P}_i – середнє арифметичне значення потужності навантаження за i -ті години однойменних дїб тижня на прийнятому інтервалі передїсторїї; K_{PTi} – коефіцієнт регресїї; $T_{d+1,i}$ – прогноз температури повітря на i -ту годину доби, для якої виконуємо прогнозування навантаження; \bar{T}_i – середнє арифметичне значення температури повітря за i -ті години однойменних дїб тижня на прийнятому інтервалі передїсторїї.

Випадкова складова в адитивних моделях прогнозування потужності навантаження ЕЕС здебільшого враховує тижневу циклічність навантаження, вплив на навантаження тривалості світлої частини доби (час сходу та заходу сонця), а також метеофакторів – температури повітря, хмарності. У моделі (1) врахована тижнева циклічність потужності навантаження та вплив на навантаження температури повітря. Вираз для визначення випадкової складової моделі прогнозування потужності навантаження має вигляд

$$P_{d+1,i}^g = K2 \cdot P_{d+1,i}^{mix} + P_{d+1,i}^{\Delta T},$$

де $P_{d+1,i}^{mix}$ – значення тижневої компоненти потужності навантаження на i -ту годину прогнозованої доби; $K2$ – ваговий коефіцієнт, який є функцією інтервалу часу доби (від 0.00 год. до 8.00 год. – один інтервал; від 9.00 год до 23.00 год – другий інтервал); $P_{d+1,i}^{\Delta T}$ – значення температурної компоненти потужності навантаження на i -ту годину прогнозованої доби.

Визначення прогнозованих значень тижневої компоненти потужності навантаження базується на використанні комбінації кореляційних коефіцієнтів, отриманих для i -х годин однойменних передпрогнозних і прогнозних ретродїб, та кореляційних коефіцієнтів вчорашньої доби ($d-1$). Такий підхід дозволив врахувати не тільки тижневу циклічність потужності навантаження ЕС, але й зміни тривалості світлової частини доби, а точніше динаміку зміни в часі добових мінімумів і максимумів навантаження. У разі вихідних святкових днів, які не збігаються з суботою та недїлею, замість кореляційних коефіцієнтів, отриманих для i -х годин однойменних передпрогнозних і прогнозних ретродїб, використовувалися кореляційні коефіцієнти святкових дїб річної ретроспекції.

Температурну компоненту випадкової складової потужності навантаження ЕС на i -ту годину прогнозованої доби визначаємо за значеннями потужностей навантаження вчорашньої доби $P_{d-1,i}$ та температурним коефіцієнтом $K_{\Delta T}$ за формулою

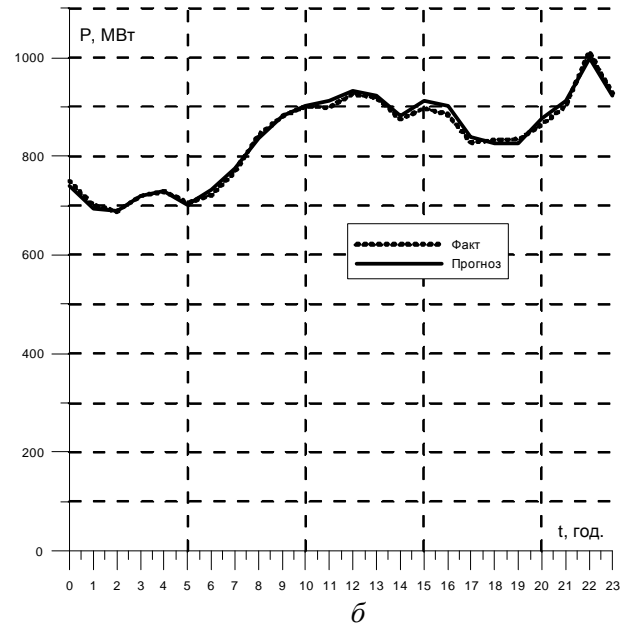
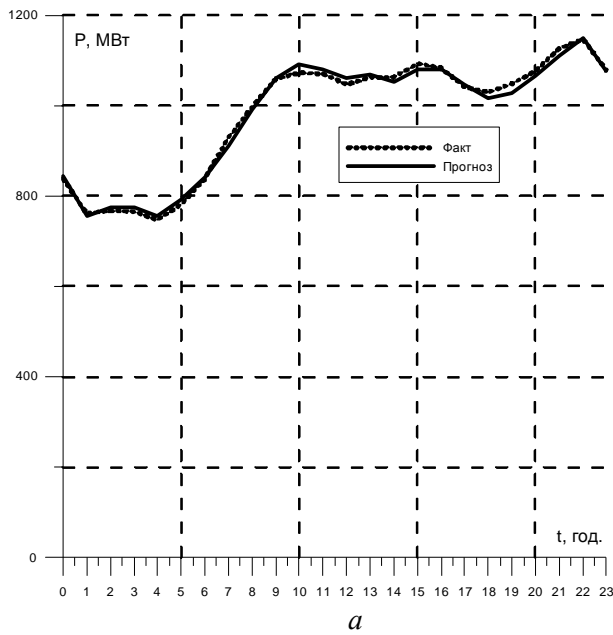
$$P_{d+1,i}^{\Delta T} = K_{\Delta T} \cdot P_{d-1,i}.$$

Температурний коефіцієнт є нелїнійною функцією різниці температур на прогнозовану добу та вчорашньої доби $K_{\Delta T} = f(\Delta T)$, де $\Delta T_i = T_{d+1,i} - T_{d-1,i}$, яка встановлена для різних пїр року.

Як приклад на рисунку наведено графіки потужностей навантаження ЕС прогнозованого (Проноз) та фактичного (Факт).

Оцінювання моделі прогнозування потужності навантаження електричних станцій ЕЕС з випередженням на добу було виконане за точністю та надїйністю прогнозування. Точність оцінювалася абсолютною та відносною похибками прогнозування за i годину. Надїйність прогнозування оцінювалася кількістю годин, для яких точність прогнозування становила 5 % і менше, а також кількістю годин, для яких абсолютна похибка прогнозування не перевищувала 50 МВт, враховуючи з допустиму похибку регулювання ЕЕС [9].

Від загальної кількості 8704 год, для яких було проведено аналіз результатів прогнозу для 7860 год (90,3 %) відносна похибка прогнозування потужності навантаження ЕС не перевищувала 5 % . Для 7948 год (91,3 %) прогноз навантаження ЕС відрізнявся від фактичного навантаження менше ніж на 50 МВт. При цьому для 362 год добового максимуму навантаження похибка прогнозування не перевищувала 50 МВт 343 год (94,8 %), а похибка прогнозування добового мінімуму – 360 дїб (99,4 %).



Графіки потужностей навантаження ЕС прогнозованого (Прогноз) та фактичного (Факт):
 а – для робочої доби тижня (п'ятниці); б – для вихідної доби (неділя)

Висновки

Розроблена адитивна модель з виділенням базової регулярної складової та випадкової складової для короткострокового прогнозування навантаження електричних станцій ЕЕС з випередженням на добу забезпечує прогноз потужності навантаження ЕС даної ЕЕС з задовільною точністю та надійністю.

1. Бэнн Д.В., Фармер Е.Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки: Пер. с англ. – М. Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.. 2. Титов Н.Н. Оперативный прогноз графика энергетической нагрузки с учетом метеофакторов // Электрические сети и системы. – 2004. – № 5–6. – С. 16–18. 3. Макоклюев Б.И., Еч В.Ф. Учет влияния метеорологических факторов при прогнозировании электропотребления энергообъединений // Энергетик. – 2004. – № 8. – С. 15–17. 4. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование нагрузки узлов электроэнергетической системы с использованием инверсии искусственной нейронной сети // Электричество. – 2007. – № 6. – С. 7–13. 5. Бодянский Е.В., Попов С.В., Рыбальченко Т.В., Титов Н.Н. Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии на основе многослойной нейро-фази сети // Энергоменеджмент та енергоспоживання. – 2008. – № 9. – С. 37–43. 6. Hippert H.S., Pedreira C.E., Souza R.C. Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation // IEEE Trans. PÀS. – 2001. – Vol. 16, № 1. 7. Papalexopoulos A.D., Hesterberg T.C. A regression-based approach to short-term system load forecasting // IEEE Trans. PAS. – 1990. – Vol. 5, № 4. 8. Park J.H., Park Y.M., Lee K.Y. Composite modeling for adaptive short-term load forecasting // IEEE Trans. PAS. – 1991. – Vol. 6, № 2. 9. Олєфир Д.А. Внедрение автоматизированных систем диспетчерского управления в ОЭС Украины // Электрические сети и системы. – 2004. – № 1–2. – С. 6–11.