

УДОСКОНАЛЕННЯ АЛГОРИТМУ ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ ПОВІТРЯ НА СУМАРНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ

П.О. Черненко, докт. техн. наук, В.В. Сичова
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,
e-mail: cher@ied.org.ua

На підставі проведених досліджень наведено три алгоритми, які дають змогу виділяти із сумарного електричного навантаження (СЕН) енергосистеми технологічну та температурну складові в кожній годині добового графіка, що забезпечує більшу точність результатів короткострокового прогнозування (КСП) СЕН енергосистеми. Розрахунки за трьома алгоритмами проведено за даними АК Київенерго. Проаналізовано показання датчиків температури повітря за чотирма джерелами з точки зору можливості їхнього застосування у процесі КСП. Бібл. 6, рис. 3, табл. 3.

Ключові слова: алгоритм, електричне навантаження, температура повітря, короткострокове прогнозування.

Вступ. Задля розв'язання більшості технологічних задач під час управління об'єднаною енергосистемою (ОЕС) України та планування режимів на всіх ієрархічних рівнях необхідна інформація щодо електричного навантаження з певним упередженням. Найбільш часто в службах режимів ОЕС і безпосередньо диспетчерами енергосистеми використовуються результати короткострокового прогнозування СЕН з горизонтом упередження у даний час від однієї до семи діб. Тому від точності та стабільності результатів короткострокового прогнозування СЕН істотно залежить ефективність управління ОЕС та економічність розв'язання технологічних задач.

Мета дослідження. Удосконалення алгоритму визначення впливу температури повітря на території енергосистеми (далі – температури повітря) на СЕН за рахунок визначення для кожної години добового графіка меж нечутливості: верхньої, яка відображає підвищення СЕН з підвищенням температури, та нижньої – навпаки, зниження СЕН у разі зниження температури.

Короткий огляд публікацій за темою статті. Незважаючи на довгий термін вирішення задачі короткострокового прогнозування СЕН і кількість опублікованих робіт у цьому напрямку, точність і стабільність результатів прогнозування підвищуються повільно і здебільшого не задовольняють вимогам експлуатаційних організацій. Цей факт пояснюється в основному тим, що розробники програмного забезпечення для прогнозування приділяють більше уваги удосконаленню операторів для прогнозування [1] і в меншій мірі забезпеченню повноти й достовірності вхідної інформації задля побудови більш удосконалених моделей зв'язку СЕН із внутрішніми (технологічними) та зовнішніми (метеорологічними, астрономічними) факторами. Кількісна оцінка точності результатів КСП залежить від повноти та точності вихідної інформації: внутрішньої (графіків СЕН енергоємних підприємств, СЕН та його погодинних значень за планових або аварійних відключень потужних споживачів електроенергії) та зовнішньої (метеорологічних факторів, які впливають на зміну СЕН в часі). Наприклад, наразі інформація щодо рівня хмарності вимірюється в балах і є суб'єктивною. Необхідно використовувати аксіометричні дані щодо сонячної радіації в одиницях вимірювання Вт/м² або Дж/м². Вимоги до коректної оцінки точності результатів КСП, а також інших видів прогнозування – оперативного, середньострокового й довгострокового – містяться у спеціальних стандартах, які за зацікавленості в них НЕК України повинні розроблятися спеціалістами в сфері прогнозування і вимірювання в науково-дослідних інститутах із залученням спеціалістів НЕК. На думку авторів, за дотримання вимог до повноти й точності вихідної інформації точність результатів КСП повинна бути в межах: для об'єднаної енергосистеми України – 1÷1,5%, для регіональних – 2÷2,5% і обласних – 3÷4%.

У більшості робіт, які присвячено КСП, відмічається, що серед метеорологічних факторів найбільший вплив на електричне навантаження здійснює температура повітря. Так, у роботі [2] задля врахування цього впливу використовуються сезонні криві і за базове навантаження пропонується використовувати усереднений графік за липень місяць літнього періоду. На теперішній час суттєвих змін в кліматі планети і різких перепадів температури повітря в різні періоди року, застосування се-

зонних кривих, на погляд авторів, є недоцільним. В зв'язку з тим, що зміна в часі температури повітря є більш нестационарним випадковим процесом, ніж СЕН, такий підхід може призвести до появи великих похибок під час КСП СЕН. У роботі [2] відсутня коректна математична модель зв'язку електричного навантаження з температурою повітря, яка враховувала б склад навантаження та його зміну в кожну годину добового графіка. Вплив температури повітря на економічність роботи енергосистеми розглянуто у роботі [3] на тривалих інтервалах часу (місяця, року), тому цей вплив не можна врахувати у процесі КСП. Більш удосконалену математичну модель зв'язку СЕН з температурою повітря з використанням «ефективної» температури наведено у [4]. Задля побудови більш-менш точної математичної моделі зв'язку електричного навантаження з температурою повітря необхідна погодинна інформація щодо такої температури. Тому використання неповної інформації у вигляді мінімального, максимального і середньодобового значень не може забезпечити необхідну для експлуатації точність результатів КСП, навіть за використання як сучасного оператора прогнозування – нейронних мереж [5]. З наведеного короткого огляду робіт можна зробити висновок, що тема цієї роботи, в якій викладається три більш удосконалених алгоритми визначення впливу температури повітря на СЕН, що дають змогу враховувати погодинний склад навантаження, є актуальною.

Опис математичної моделі і алгоритмів. У роботі використовується наступна математична модель (1), яка включає в себе три складові. В ній відсутня залишкова складова, як у роботі [4], тому що її складно враховувати під час КСП

$$P_{ij} = P_{ij}^T + P_{ij}^t + P_{ij}^a, \quad (1)$$

де i – порядковий номер доби від 1 до n – об'єм вибірки; j – порядковий номер години ($1 \div 24$); P_{ij} – фактичне значення електричного навантаження; P_{ij}^T – технологічна складова електричного навантаження СЕН, що залежить від зміни технологічних процесів у часі, а також містить неявний вплив метеорологічних факторів, які не враховано у даній математичній моделі; P_{ij}^t – температурна складова електричного навантаження, що залежить від зміни температури повітря; P_{ij}^a – астрономічна складова електричного навантаження, що характеризує вплив кількості штучного освітлення в періоди вечірнього максимуму електричного навантаження.

У даній роботі задля поділу СЕН на технологічну і температурну складові розроблено три алгоритми, які приводяться в послідовності їхнього поступового удосконалення за трьома критеріями.

1. Відповідність реальному процесу, тобто з підвищенням температури повітря СЕН підвищується на літньому інтервалі часу. Зі зниженням температури на інших річних інтервалах СЕН підвищується.

2. Наявність двох меж «зони нечутливості», в яких знаходяться значення СЕН, що нечутливі до зміни температури повітря.

3. Значення похибки визначення температурної складової повинні бути вищими за 2.5%.

Перший алгоритм засновано на виділенні температурної складової СЕН відносно базового значення СЕН, за яке прийнято модельоване середнє значення СЕН, що відповідає середній температурі повітря годинного зрізу.

Розрахунок проводиться окремо для кожного годинного зрізу. Спочатку визначається середнє значення температури по годинному зрізу t_{cp} . Пошук рівняння залежності $P=f(t)$ відбувається за допомогою поліноміальної регресії з підбором оптимальної степені та моделі

$$P = \sum_{i=0}^m a_i t^i, \quad (2)$$

де i змінюється від 0 до оптимальної степені m ; a_i – коефіцієнти поліноміального рівняння.

Ці коефіцієнти визначаються в такій послідовності: за допомогою матричного методу формується система алгебраїчних рівнянь (3). Оскільки матриця вхідних параметрів (значень температури повітря) $X = \{[1], [t], [t^2] \dots [t^m]\}$ частіш за все є прямокутною, потрібно застосувати матричні перетворення рівняння (3), тоді шукані коефіцієнти визначаються за рівнянням (4).

$$XA = Y; \quad (3)$$

$$X^T X A = (X^T Y). \quad (4)$$

Задля підвищення універсальності методу розрахунку системи рівнянь (3), а саме, уникнення випадків, коли матриця $X^T X$ не має оберненої, отримана система алгебраїчних рівнянь розв'язується за допомогою методу Гауса. Аналіз попередніх розрахунків показав, що достатнім є підбір степеня

від 2 до 10. У такому разі для кожного степеня відбувається вибір оптимальної моделі. За цільову функцію, тобто вибір оптимальної моделі, прийнято мінімум середньої відносної похибки (МАРЕ).

Після отримання оптимальної регресійної залежності електричного навантаження від температури повітря за середнім значенням температури t_{cp} досліджуваного годинного зрізу визначається середнє значення СЕН P_{cp} . Надалі отримані значення P_{cp} й t_{cp} використовуються як базові задля побудови масивів відхилень ΔP й Δt , тобто відхилень фактичних значень СЕН і температури повітря від базових значень відповідно. З отриманих масивів ΔP й Δt виключаються пари значень відхилень із різними знаками, тобто такі, що суперечать гіпотезі щодо прямого кореляційного зв'язку навантаження та температури для досліджуваного інтервалу року.

Задля більш точного формування регресійної залежності зміни СЕН від зміни температури повітря відносно їхніх середніх значень $\Delta P=f(\Delta t)$ здійснюється сортування масивів ΔP й Δt на дві групи залежно від знака відхилення Δt , та будуються два окремі рівняння залежності $\Delta P=f(+\Delta t)$ та $\Delta P=f(-\Delta t)$. Це дає змогу врахувати особливості в характері реакції СЕН на зниження чи підвищення температури повітря.

Побудова залежностей $\Delta P=f(+\Delta t)$ та $\Delta P=f(-\Delta t)$ відбувається також за допомогою методу Гауса. Вони матимуть вигляд

$$\Delta P = \sum_{i=0}^m a_i \cdot (\pm \Delta t)^i . \quad (5)$$

У такому разі задля підвищення точності апроксимації можливе врахування середньої температури попередньої доби, тоді залежність $\Delta P=(\Delta t; t_{cp})$ формується за допомогою оптимальної множинної нелінійної регресії

$$\Delta P = a_0 + \sum_i^{2m} (a_i \cdot (\pm \Delta t)^i + b_i t_{cp}^i) . \quad (6)$$

Задля отримання модельованого значення навантаження апроксимоване значення ΔP (температурна складова) додається до базового значення навантаження P_{cp} .

Апробація першого та інших алгоритмів проводилася за даними робочих діб (з вівторка по четвер) АК Київенерго з 01.06 по 31.08.2015 (39 значень для кожної години доби). Розрахунки, проведені за першим алгоритмом задовольняють вимозі критерію 1. В табл. 1 наведено значення похибок моделювання певних годин добового графіку, які задовольняють критерію 3. Але даний алгоритм має наступні недоліки.

Таблиця 1

№ год	1	5	11	14	17	21	22
$\delta, \%$	2,17	1,52	0,98	1,77	1,65	2,03	2,01

1. Відсутність можливості врахування «зони нечутливості».

2. Оскільки для кожної години добового графіку модельоване середнє значення СЕН P_{cp} є базовим, тобто $P_{ij}^T = \text{const}$, то у разі використання даного алгоритму втрачається здатність його врахувати коливання технологічної складової СЕН під впливом внутрішніх факторів (зміни складу навантаження і технологічних режимів споживачів електроенергії), а також зовнішніх (неврахованих в моделі (1) метеорологічних факторів: швидкості і напрямку вітру, хмарності, наявності різних опадів).

З метою усунення перелічених недоліків було розроблено другий алгоритм, який спирається на ретельний аналіз й вибір базових графіків навантаження та температури повітря для кожного типу дня тижня. На рис. 1 наведено базові добові графіки СЕН та температури за вказаний раніше літній період часу для кожного типу дня тижня. Але недоліком цього алгоритму є те, що він більш реагує на зміну величини навантаження, ніж на зміну температури, навіть якщо навантаження наближене до верхньої межі «зони нечутливості». Це відображається в наявності похибок під час розрахунку температурної складової навантаження, що наочно ілюструють наведені на рис. 2 графіки його відокремлених технологічної й температурної складових, та в більших значеннях похибок о 1, 5, 21 годинах, які наведено у табл. 2. Дефект алгоритму 2 можна усунути фрагментарною побудовою базових графіків навантаження і температури. Робота в цьому напрямку виконується шляхом розробки

Таблиця 2

№ год	1	5	11	14	17	21	22
$\delta, \%$	2,7	2,8	2,3	2,1	2,1	2,7	2,1

алгоритму й програмного забезпечення формування за заданим критерієм базового графіка навантаження по його фрагментах із архіву графіків навантаження. Ця робота завершується, але для її апробації потрібен час.

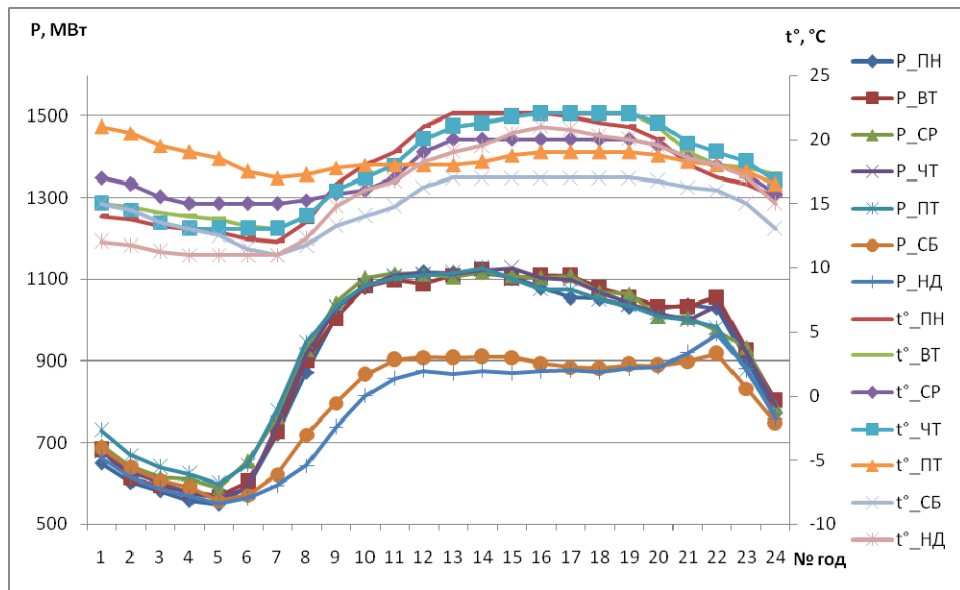


Рис. 1

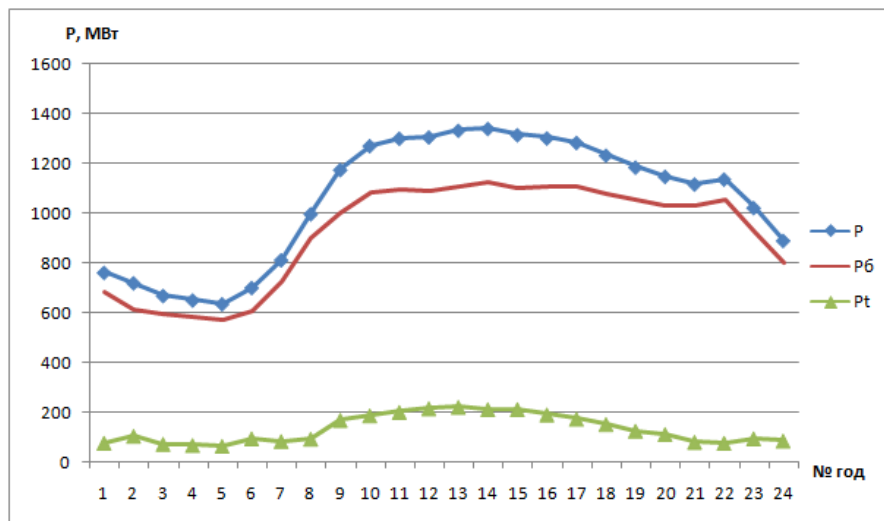


Рис. 2

Тому був розроблений третій алгоритм, який на підставі аналізу погодинних значень навантаження та температури дає змогу в адаптивному режимі формувати верхню та нижню межі «зони нечутливості». Для кожного годинного зрізу розрахунки ведуться у відхиленнях окремо задля значень вище та нижче «зони нечутливості» з відповідними значеннями навантажень і температур повітря. Отримані масиви даних перевіряються на відповідність гіпотезі щодо прямого кореляційного зв'язку для літнього інтервалу часу. Залежність між відхиленням температури та температурною складовою СЕН має вигляд: $\Delta P_i = f(\Delta t_i; \Delta t_{c_i}; \Delta t_{c_{i-1}})$, де $\Delta t_{c_i}; \Delta t_{c_{i-1}}$ – відхилення середньодобових температур даного i та попереднього $i-1$ днів від відповідних значень в точках меж «зони нечутливості». Розрахунки виконано за допомогою множинної нелінійної регресії з вибором оптимального степеня полінома.

Після виділення температурної складової СЕН розраховується технологічна складова електричного навантаження як різниці між фактичним значенням навантаження та температурною складовою навантаження

$$P_{ij}^T = P_{ij} - P_{ij}^t. \quad (7)$$

Якщо значення СЕН знаходиться в межах «зони нечутливості», то значення технологічної складової дорівнює фактичному значенню СЕН. У табл. 3 наведено значення фактичного навантаження (P), фактичної температури повітря (t), відхилення її від граничних значень температур (Δt), температурна складова (Pt) та технологічна складова (P_T) для 5, 14 та 17 годин.

Таблиця 3

№	5					14					17				
	P	t	Δt	Pt	P_T	P	t	Δt	Pt	P_T	P	t	Δt	Pt	P_T
1	552	13	-2	-37	552	1187	22,5			1187	1167	24			1167
2	605	15,8			605	1241	26,3			1241	1277	27,3			1277
3	547	13	-2	-40	547	1146	23,3	-0,8	-19	1146	1216	23,8			1216
4	583	12,8	-2,3	-5	583	1165	24			1165	1128	23,3	-0,8	-39	1128
5	574	13,8	-1,3	-14	574	1139	21,3	-2,8	-26	1139	1122	22	-2	-45	1122
6	636	20	2	52	584	1339	28,3	2	126	1213	1283	29	1	113	1170
7	618	17,8			618	1347	29,5	3,25	134	1213	1357	31,3	3,25	187	1170
8	683	22,5	4,5	99	584	1409	31	4,75	196	1213	1336	29,8	1,75	166	1170
9	569	13,8	-1,3	-19	569	1126	21,3	-2,8	-39	1126	1108	22	-2	-61	1108
10	588	15			588	1117	20	-4	-48	1117	1108	20	-4	-59	1108
11	566	13	-2	-22	566	1123	21,3	-2,8	-42	1123	1099	22	-2	-66	1099
12	587	16,8			587	1156	20,8	-3,3	-9	1156	1145	23	-1	-22	1145
13	711	20,8	2,75	127	584	1426	32,3	6	213	1213	1331	32,8	4,75	161	1170
14	729	19,8	1,75	145	584	1440	31,3	5	227	1213	1417	32	4	247	1170
15	603	13,8			603	1102	18,3	-5,8	-63	1102	1073	19	-5	-94	1073
16	582	20			582	1192	27			1192	1170	28			1170
17	593	14,5			593	1213	26,3			1213	1183	26,8			1183
18	615	16,5			615	1191	24,5			1191	1179	26			1179
	"зн"				15-18					24-26,25					24-28
	$\delta+\%$				0,00005					0,01					0,002
	$\delta-\%$				0,97					0,12					0,57

Позначення у табл. 3: «зн» – діапазон «зони нечутливості»; $\delta+\%$ – відносна похибка (МАРЕ) значень, що лежать вище межі «зони нечутливості»; $\delta-\%$ – відносна похибка (МАРЕ) значень, що лежать нижче межі «зони нечутливості». Нецілі значення температури повітря отримано шляхом інтерполяції. Від'ємні значення температурної складової СЕН отримано за температур нижче нижньої межі «зони нечутливості».

Аналіз джерел інформації щодо температури повітря. Під час досліджень виявлено, що вибір каліброваного джерела інформації щодо температури повітря є суттєвим для побудови адекватної залежності СЕН від температури повітря. Досліджено чотири джерела інформації – Д1, Д2, Д3 й Д4. Перші три датчика мають протиріччя із даними щодо навантаження. Перший датчик розташований на відкритому просторі м. Києва, тому його показання температури є заниженими особливо в нічні години. У другому та третьому датчиках, що розміщені в східному і західному районах міста Києва відповідно, виявлено ефект накопичення тепла, в зв'язку з чим їхні покази спотворюються, особливо у вечірні години доби. Покази температури повітря четвертого датчика виявилися найбільш коректними та краще синхронізовані зі значеннями навантаження, тобто у разі підвищення температури вище «зони нечутливості» значення навантаження теж підвищується, за зниження температури нижче «зони нечутливості» – навпаки. Але ці значення було отримано із дискретністю в 3 години, тому їхні погодинні значення отримано за допомогою метода інтерполяції. Для прикладу, на рис. 3 наведено графіки температури повітря із досліджуваних джерел та СЕН за 03.06.2015, де явно вира-

жено піки значень температури повітря о 20 та 21 годині на графіках Д2 й Д3 відповідно, що є мало-ймовірним в реальних умовах. Графік Д1 має різкі спади температури в нічні години.

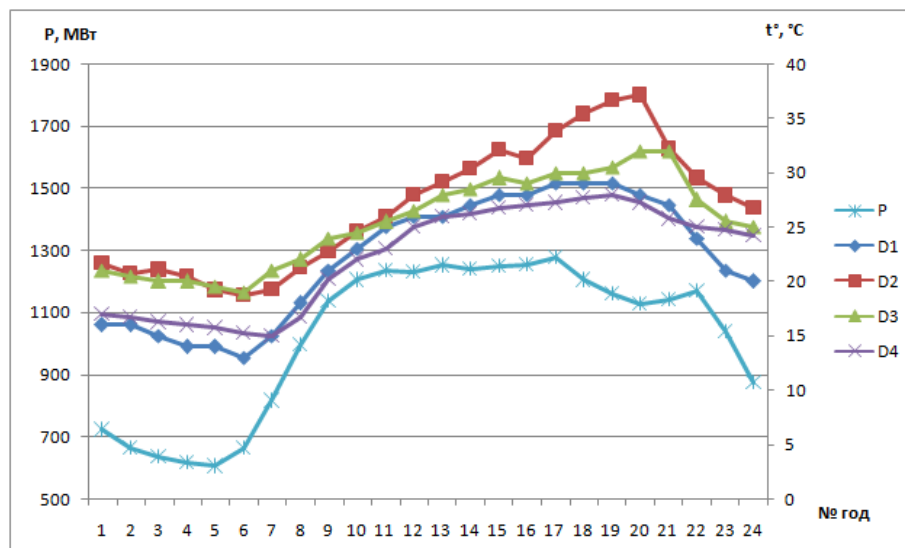


Рис. 3

Кількісна проблема джерел інформації щодо температури повітря. Існує не лише проблема наявності достовірної інформації щодо температури повітря, а й в кількості джерел. Електричне навантаження розташовано по території м. Києва нерівномірно. Тому використовувати задля оцінки впливу температури на навантаження неправильно тільки по одному джерелу інформації. Так наприклад, ще в 80-ті роки минулого століття в Парижі було розташовано 7 метеостанцій, за більш свіжими даними їхня кількість збільшилася вдвічі. Треба відмітити, що територія Києва майже в 8 разів більша за територію Парижа [6]. Тому задля побудови більш точної моделі потрібне збільшення кількості каліброваних джерел інформації щодо температури повітря.

Висновки.

Розроблений третій алгоритм декомпозиції графіків сумарного електричного навантаження на дві складові – температурну та технологічну з врахуванням верхньої і нижньої межі зон нечутливості і зміни складу навантаження в часі – дає змогу більш точно оцінити вплив температури повітря на електричне навантаження в кожній годині добового графіка, що дає можливість підвищити точність короткострокового прогнозування СЕН.

На підставі дослідження показів чотирьох датчиків температури, які розташовано в різних районах Києва, виявлено проблему достовірності інформації щодо температури повітря під час побудови моделі зв'язку СЕН з температурою повітря та недоцільність використання тільки одного, навіть каліброваного, датчика температури.

Роботу виконано за рахунок коштів бюджетної програми «Система-б», КПКВК 6541030.

1. Bunn D.H., Farmer. E.D. Comparative models for electrical load forecasting. New York: Wiley, 1985. 232 p.
2. Макоклюев Б.И. Учет влияния метеорологических факторов при прогнозировании электропотребления энергообъединений. *Энергетик*. 2004. № 6. С. 15-16.
3. Зуева В. Н. Регрессионные методы прогнозирования графика нагрузки электрооборудования. *Научный журнал Кубанского государственного аграрного университета*. 2017. № 126 (02). С. 1-12. URL: <http://ej.kubagro.ru/2017/02/pdf/08.pdf> (дата звернення 31.07.2020).
4. Черненко П.О., Мартинюк О.В. Декомпозиция добового графика електричного навантаження енергосистеми та моделювання його складових під час короткострокового прогнозування. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 6. С. 86-94.
5. Wei Zhao, Tao-tao Dai, Lian-cheng Wang, Ke Lu, Nan Chen. Short-term Load Forecasting Considering Meteorological Factors and Electric Vehicles. IOP Conference Series: *Materials Science and Engineering*. Singapore, 14 – 16 September, 2018. Vol. 439. Part 1. Pp. 941-946.
6. List of national capitals. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_national_capitals (дата звернення 31.07.2020)

IMPROVING THE ALGORITHM FOR DETERMINING THE EFFECT OF AIR TEMPERATURE ON THE OVERALL ELECTRICAL LOAD OF THE POWER SYSTEM TO IMPROVE THE ACCURACY OF SHORT-TERM FORECASTING

P.O. Chernenko, V.V. Sychova

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

56, Peremohy Ave., Kyiv, 03057, Ukraine,

e-mail: cher@ied.org.ua

Based on the research, the article presents three algorithms that allow to select from the overall electrical load (OEL) of the power system technological and temperature components in each hour of the daily schedule, which provides greater accuracy of short-term forecasting (STF) OEL of the power system. Calculations by three algorithms were performed according to Kyivenerho. The analysis of reading temperature sensors on four sources from the point of view of possibility of their application at STF is carried out. References 6, figures 3, tables 3.

Keywords: improvement, algorithm, electric load, air temperature, short-term forecasting.

1. Bunn D.H., Farmer. E.D. Comparative models for electrical load forecasting. New York: Wiley, 1985. 232 p.
2. Makoklyuev B.I. Accounting for the effects of meteorological factors in predicting the energy consumption of power systems. *Energetik*, 2004. No 6. Pp. 15-16. (Rus)
3. Zueva V.N. Regression methods for predicting the load graph of electrical equipment. *Nauchnyj zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2017. No 126 (02). Pp. 1-12.
URL: <http://ej.kubagro.ru/2017/02/pdf/08.pdf> (accessed at 31.07.2020) (Rus)
4. Chernenko P. O., Martinyuk O.V. Decomposition of the daily schedule of electrical load of the power system and modeling of its components during short-term forecasting. *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*. 2017. No 6. Pp. 86-94. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vvpi_2017_6_15. (accessed at 30.07.2020) (Ukr)
5. Wei Zhao, Tao-tao Dai, Lian-cheng Wang, Ke Lu, Nan Chen. Short-term Load Forecasting Considering Meteorological Factors and Electric Vehicles. IOP Conference Series: *Materials Science and Engineering*. Singapore, 14 – 16 September, 2018. Vol. 439. Part 1. Pp. 941-946.
6. List of national capitals. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_national_capitals (accessed at 30.07.2020)

Надійшла 07.09.2020

Остаточний варіант 05.11.2020