

Тема доповіді

МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДОВИХ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ДЛЯ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ

*д.т.н., проф. Черненко П. О.
к.т.н., с.н.с. Мартинюк О. В.
Заславський А.І.*

Доповідає: Черненко Павло Олексійович

Актуальність задачі прогнозування електричного навантаження в умовах нового лібералізованого ринку електричної енергії



Прийнятий Закон України «Про ринок електричної енергії в Україні» передбачає впровадження лібералізованої конкурентної моделі ринку в електроенергетиці, а саме - **ринку двосторонніх договорів, на завтра, внутрішньодобого та балансуючого ринків електроенергії.**

Згідно Закону, усі учасники енергоринку будуть відповідальні за свій баланс – тобто повинні витримувати свій акцептований оператором системи передачі прогнозний графік навантаження чи генерації. Або, як варіант – утворити балансуючу групу і на договірних засадах визначити компанію, відповідальну за баланс групи. У випадку **відхилення акцептованого погодинного графіку** електричних навантажень (чи генерації) від реального, відповідальна за баланс **компанія повинна компенсувати збитки** оператору системи передачі, понесені ним на балансуючому ринку. Формально для електропостачальних компаній та споживачів це призведе до купівлі значно дорожчої електроенергії при заниженому прогнозі, або збитковому продажі її надлишків (при завищеному).

Тому, в нових умовах є **актуальним** вдосконалення моделей та засобів **прогнозування попиту на електроенергію**, і особливо – **на короткостроковий інтервал упередження (1-7 діб).**

Прогнози погодинних добових графіків електричного навантаження будуть потрібні:

- **енергопостачальним компаніям**, як стороні, що відповідальна за баланс усіх своїх споживачів;
- **окремим оптовим споживачам**, які напряду закупають електроенергію на ринку;
- **сервісним компаніям передачі і розподілу електроенергії** (оператор системи передачі і оператори систем розподілу) для забезпечення надійності енергосистеми, а також визначення обсягу закупівлі електроенергії, необхідної для компенсації її технологічних втрат в електромережі. Оскільки величина цих втрат, як відомо, прямо пов'язана з обсягом транспортування;

Для усіх суб'єктів нового енергоринку (окрім електростанцій за “зеленим” тарифом) не передбачено допусків по точності прогнозу і увесь небаланс акцептованого графіку має бути оплачений відповідальною стороною.

Загальний вигляд багатofакторної математичної моделі електричного навантаження ЕЕС

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{áàç} + P_{i,j}^{òðáíä} + P_{i,j}^{òãõí} + P_{i,j}^{ìáòâî} + P_{i,j}^{àñòð} + P_{i,j}^{çàë}$$

де:

$P_{i,j}$ - фактичне електричне навантаження енергосистеми j-ї години (j=1..24) i-го дня (i=1..N - загальна кількість днів передісторії);

$P_{i,j}^{баз}$ - базова компонента СЕН енергосистеми;

$P_{i,j}^{техн}$ - технологічна компонента СЕН енергосистеми, що описує вплив режимів роботи енергоємних підприємств;

$P_{i,j}^{метео}$ - метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища на електричне навантаження енергосистеми;

$P_{i,j}^{астр}$ - астрономічна компонента СЕН, що моделює залежність електричного навантаження від рівня природної освітленості.

$P_{i,j}^{зал}$ - залишкова компонента СЕН j-ї години i-го дня .

Виділення умовних сезонів за характером впливу температури повітря на СЕН

- умовно зимовий інтервал, який триває протягом опалювального сезону і характеризується від'ємним кореляційним зв'язком між температурою повітря й значенням СЕН;
- міжсезоння (частково квітень-травень, вересень-жовтень). Період після відключення та перед увімкненням централізованого опалення, що також характеризується оберненим впливом температури повітря на навантаження, проте має інші кількісні характеристики цього впливу в порівнянні з умовно-зимовим сезоном внаслідок зміни структури споживання;
- умовно літній (друга половина травня - перша половина вересня, залежно від температури повітря). Характеризується наявністю зони нечутливості навантаження до зміни температури в певних межах та прямою кореляційною залежністю при її перевищенні.

Етапи моделювання впливу температури повітря на середньодобове електричне навантаження ЕЕС

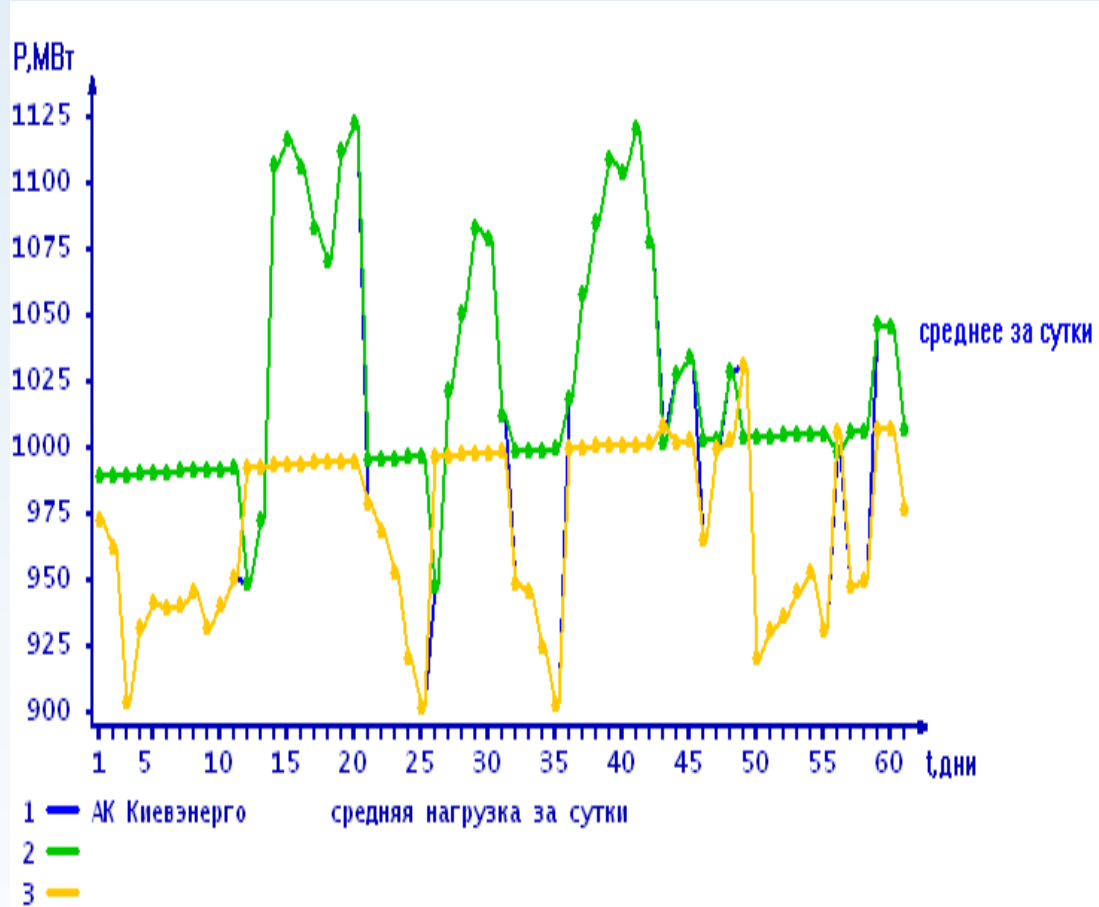


Рис. 1. Графік середньодобового навантаження ПАТ “Київенерго” за 01.06.2016-31.08.2016 (робочі дні).

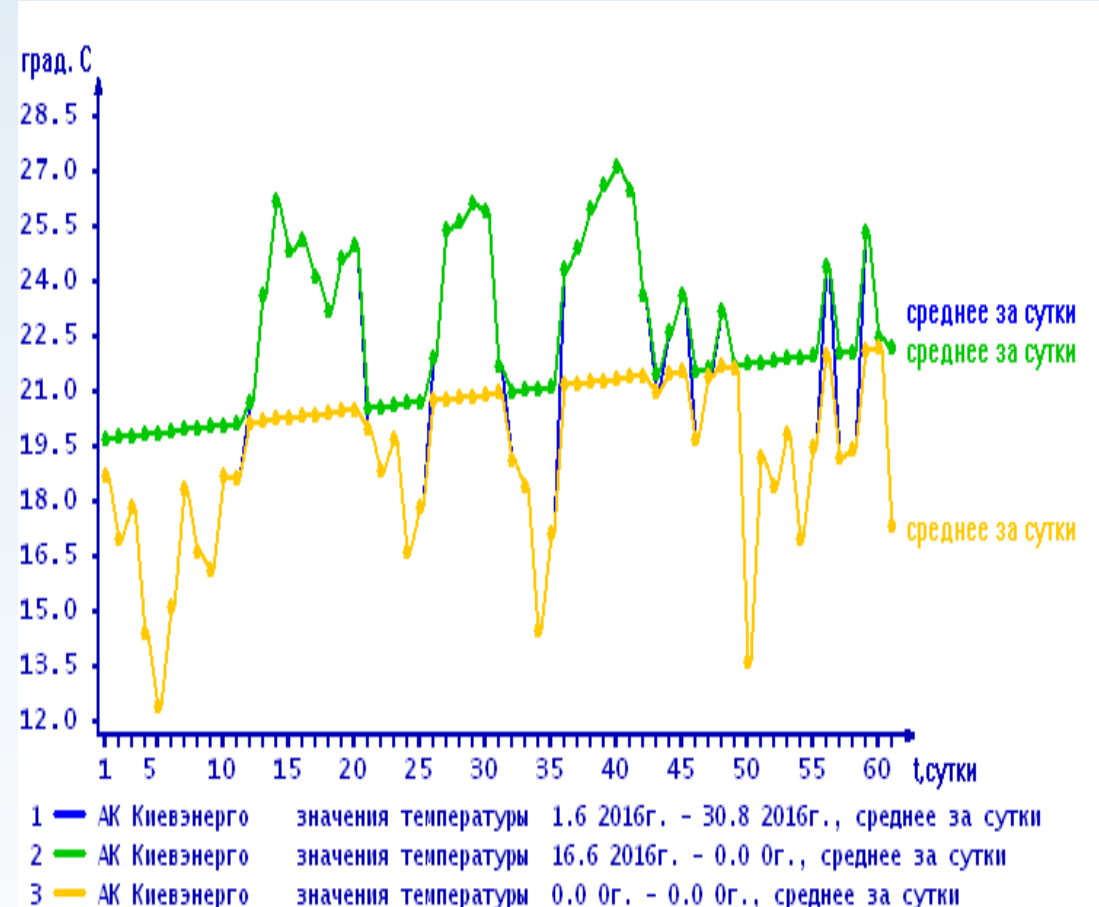
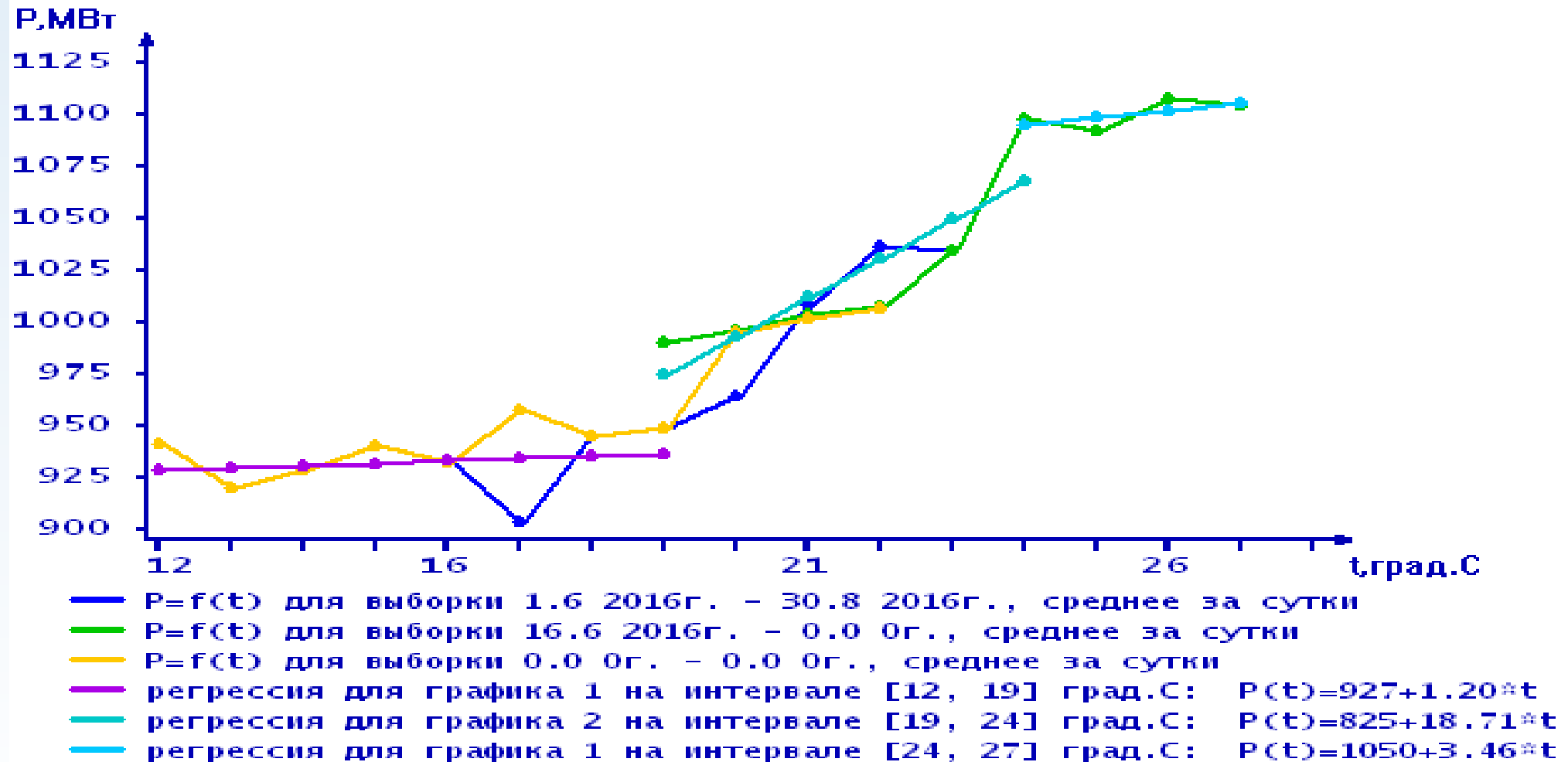


Рис. 2. Графік середньодобової температури повітря по м. Києву за 01.06.2016-31.08.2016 (робочі дні).

Інтервально-лінійне моделювання впливу температури повітря (залежно від її значення) на середньодобове електричне навантаження



Етапи моделювання впливу температури повітря на електричне навантаження ЕЕС о 16-й годині

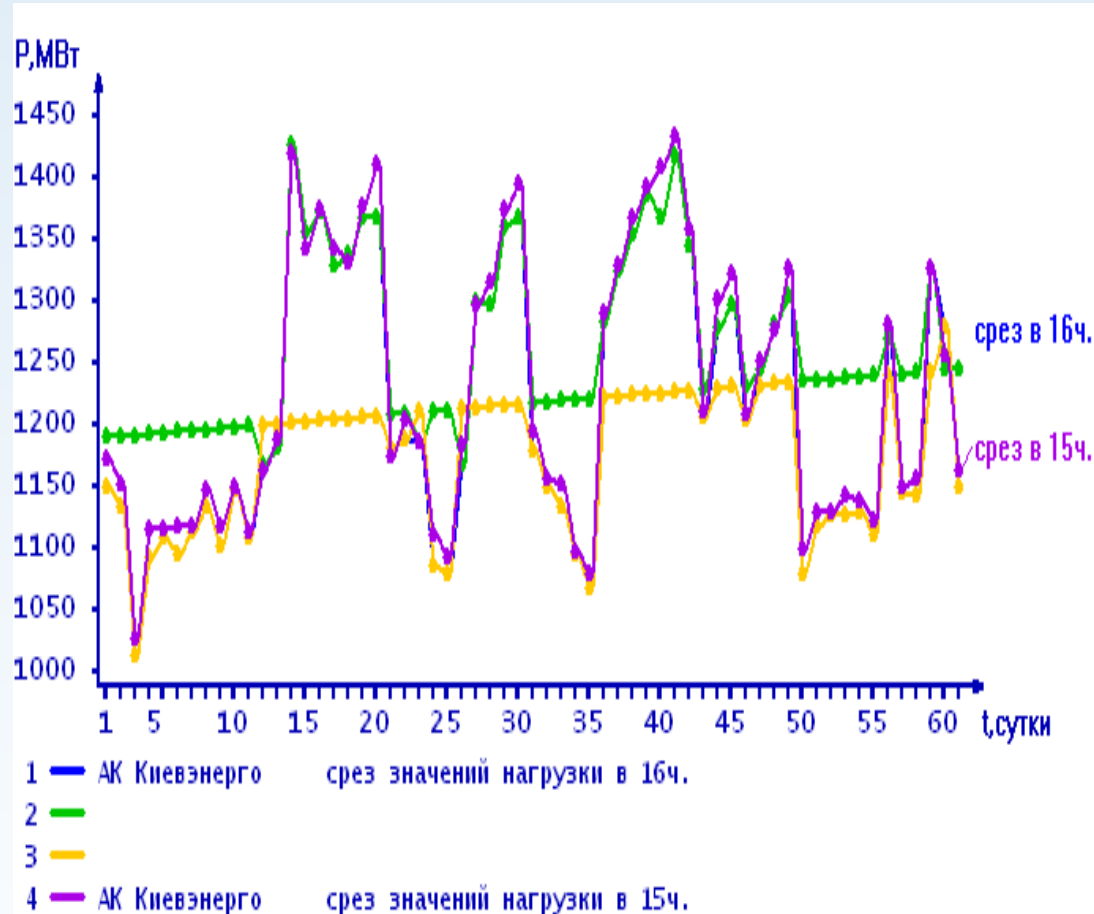


Рис. 1. Графік електричного навантаження ПАТ "Київенерго" о 16-й годині за 01.06.2016-31.08.2016 (робочі дні).

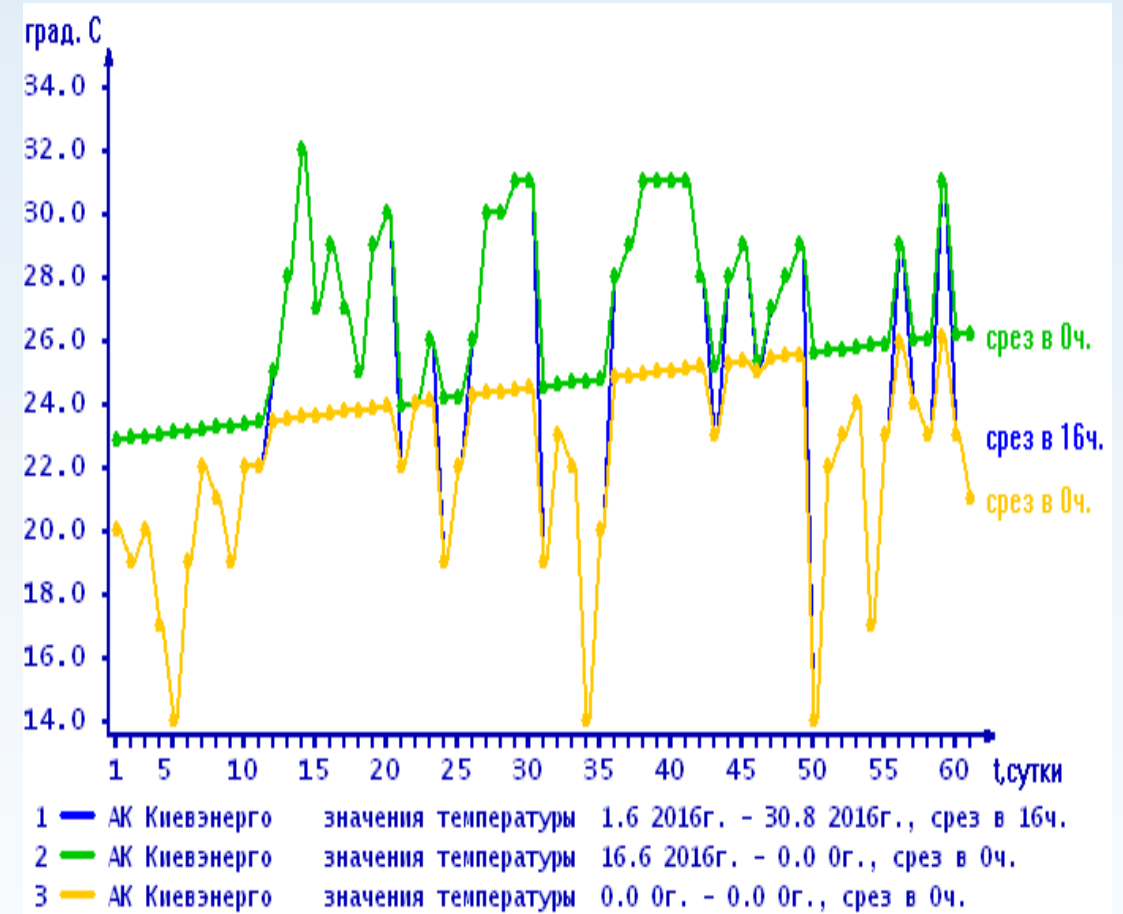
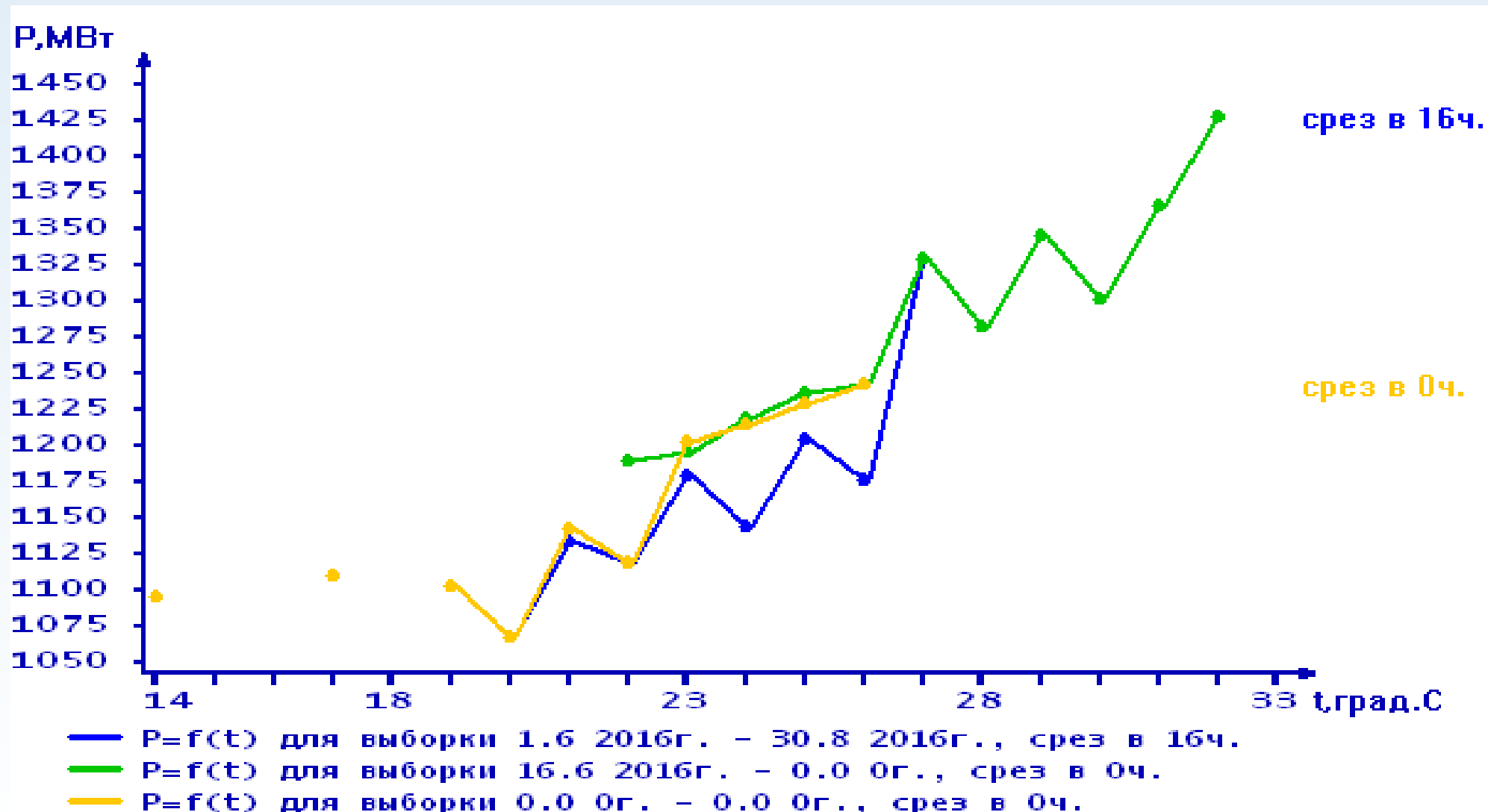


Рис. 2. Графік температури повітря по м. Києву о 16-й годині за 01.06.2016-31.08.2016 (робочі дні).

Інтервально-лінійне моделювання впливу температури повітря (залежно від її значення) на електричне навантаження 16-ї години



Поняття ефективної температури введено через затримку реакції електричного навантаження на зміну температури навколишнього повітря, пов'язаною з інерційністю процесів охолодження і нагріву будівель. Розрахунок ефективної температури виконується за формулою:

$$T_{ef}(n, j) = \frac{1}{L} \sum_{i=k}^{k+L} T_i$$

де k – початкове відставання в часі (з дискретністю в одну годину) відносно поточної j -ї години n -ї доби, L – загальна кількість погодинних значень температури, що беруть участь в розрахунку (ширина «вікна» значень температури повітря).

Параметрах відставання (k , L) розраховуються виходячи із максимуму коефіцієнта кореляції масивів ефективних температур і електричних навантажень ($T_{ef}(n, j)$ і $P(n, j)$) відповідного часового зрізу (J):

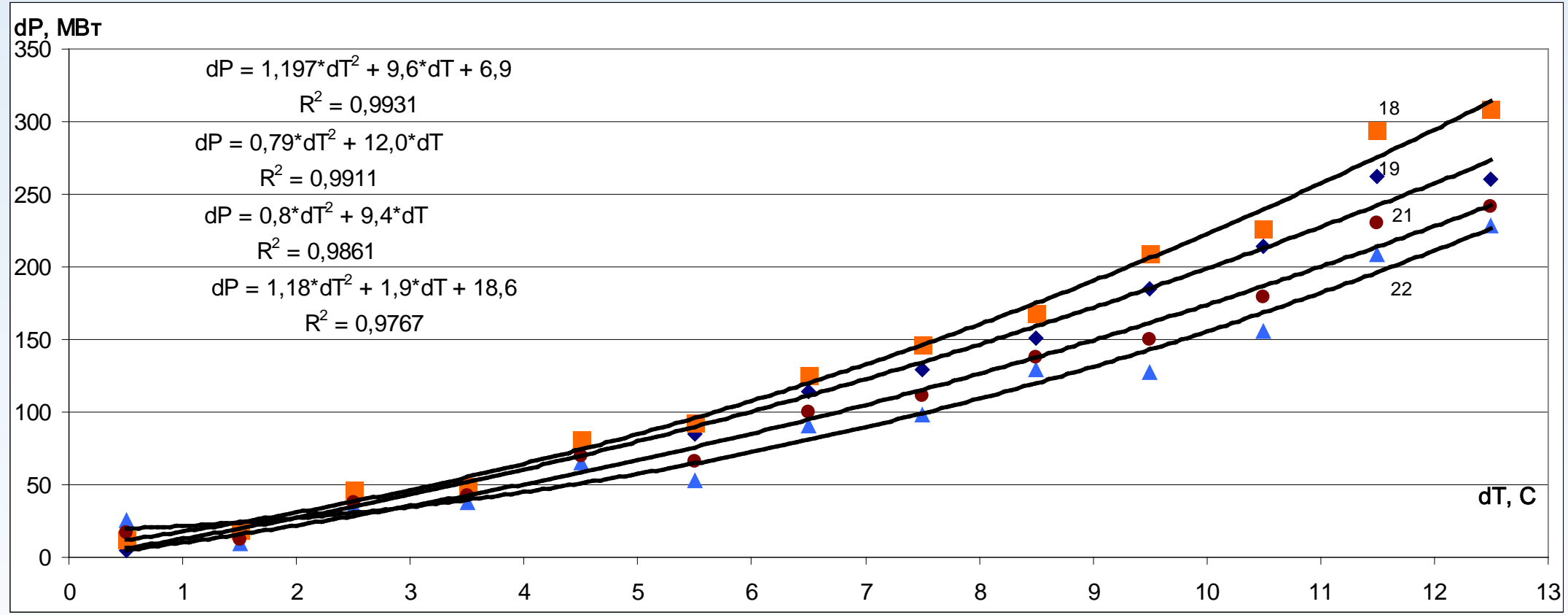
$$r = \frac{\sum_{n=1}^N ((P(n, j) - \bar{P}(j)) * (T_{ef}(n, j) - \bar{T}_{ef}(j)))}{\sqrt{\sum_{n=1}^N (P(n, j) - \bar{P}(j))^2 * \sum_{n=1}^N (T_{ef}(n, j) - \bar{T}_{ef}(j))^2}} \rightarrow \max(k, L)$$

$$\text{де } \bar{P}(j) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (P(n, j)), \quad \bar{T}_{ef}(j) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (T_{ef}(n, j))$$

При цьому використовуються наступні обмеження: $0 \leq k \leq 24; 1 \leq L \leq 48; k, L$ - натуральні числа.

Параметри k , L в загальному випадку можуть змінюватися залежно від обраного часового зрізу і сезону. Наприклад, отримані на даних ПАТ «Київенерго» значення: для літнього сезону - $k = 0, L = 12$, для зимового опалювального – $k = 0, L = 31$

Приклад поліноміальних погодинних моделей впливу температури повітря на СЕН ЕЕС для окремого (літнього) сезону



Загальний вигляд моделі: $d\bar{P}_{i,j}^k = f(dT^k)$

де $d\bar{P}_{i,j}^k = \bar{P}_{i,j}^k - \bar{P}_{i,j}^N$; $dT^k = T^k - T^N$ $\bar{P}_{i,j}^N$ - середнє значення електричного навантаження у дні i та години j , в які температура повітря була в діапазоні зони нечутливості ($T^N = 10 - 16$ °C); $\bar{P}_{i,j}^k$ - середнє навантаження, що відповідає температурі T^k в діапазоні $\pm 0,5$ °C, T^k - ефективна температура повітря.

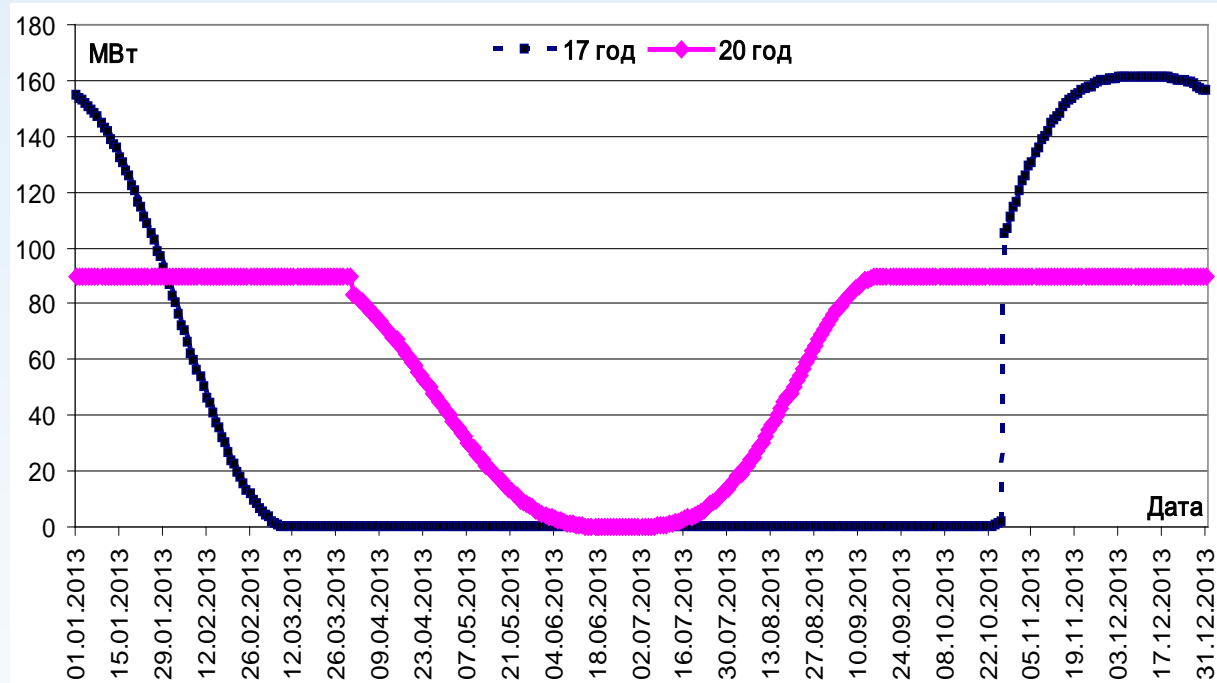


Рис. 1. Астрономічна складова СЕН 17-ї та 20-ї год. ПАТ «Дніпрообленерго».

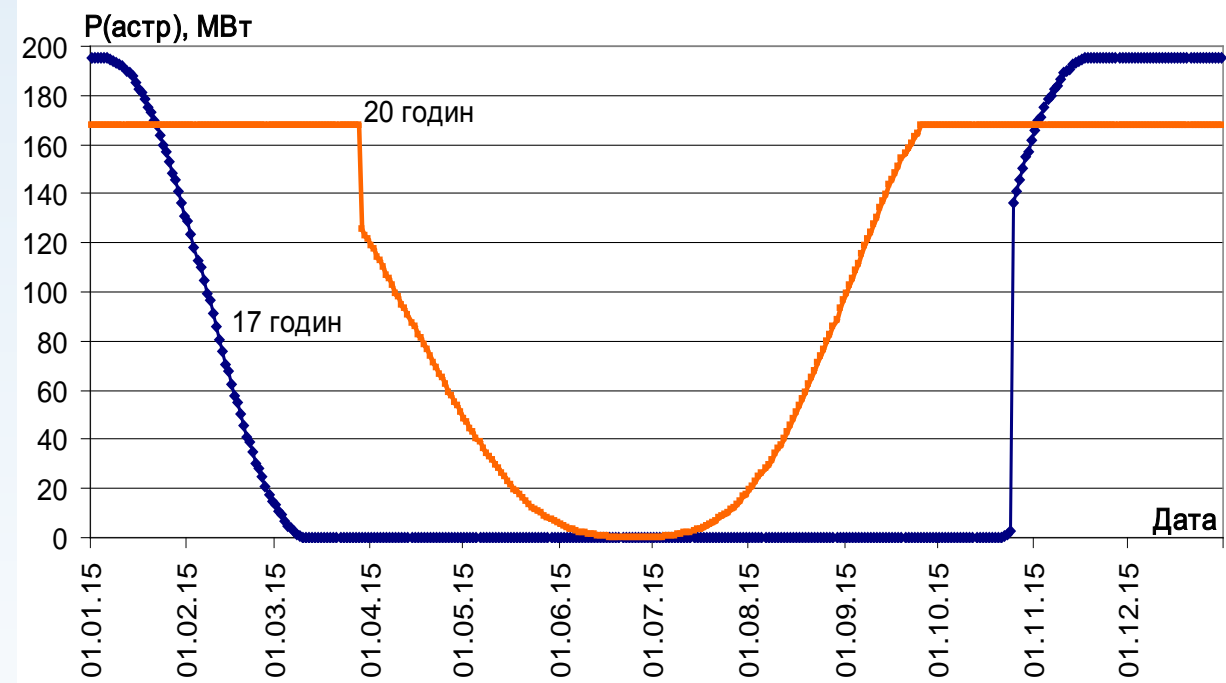
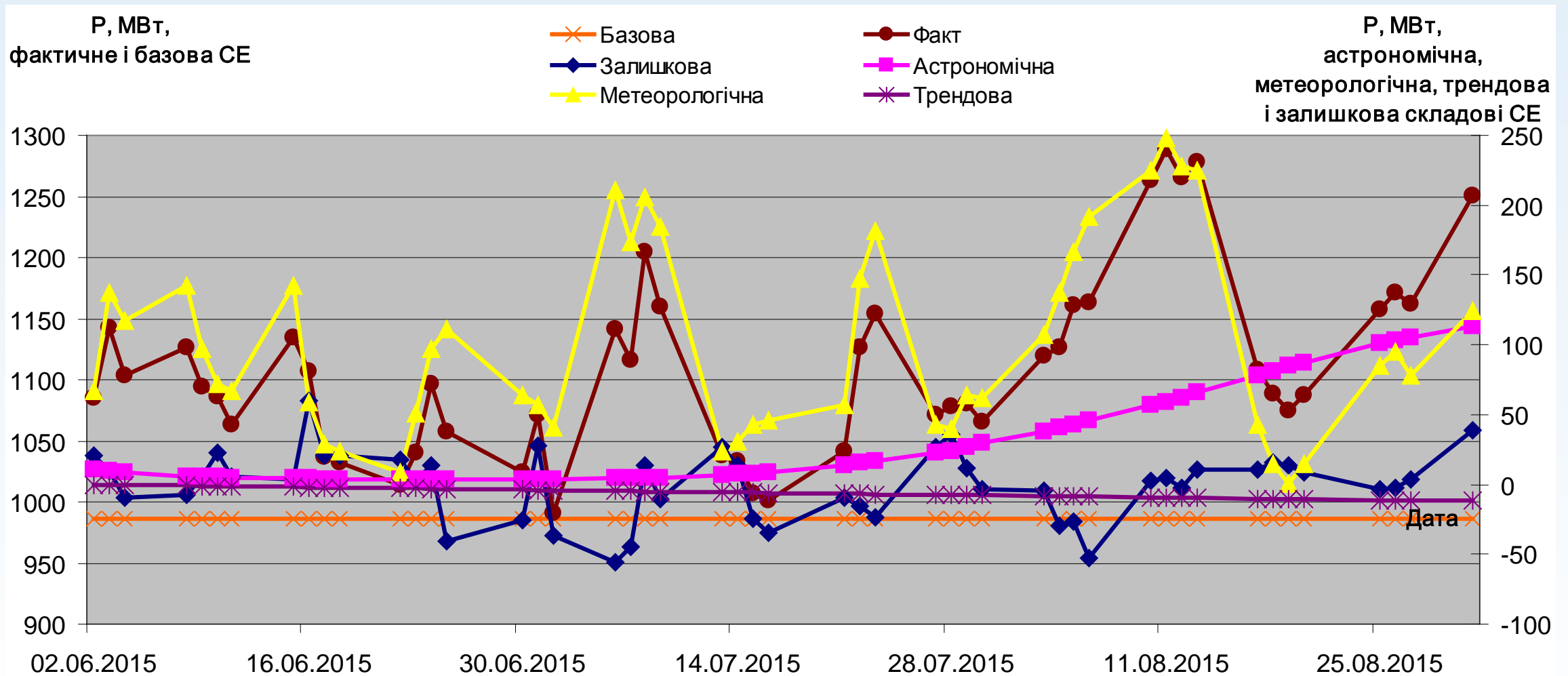
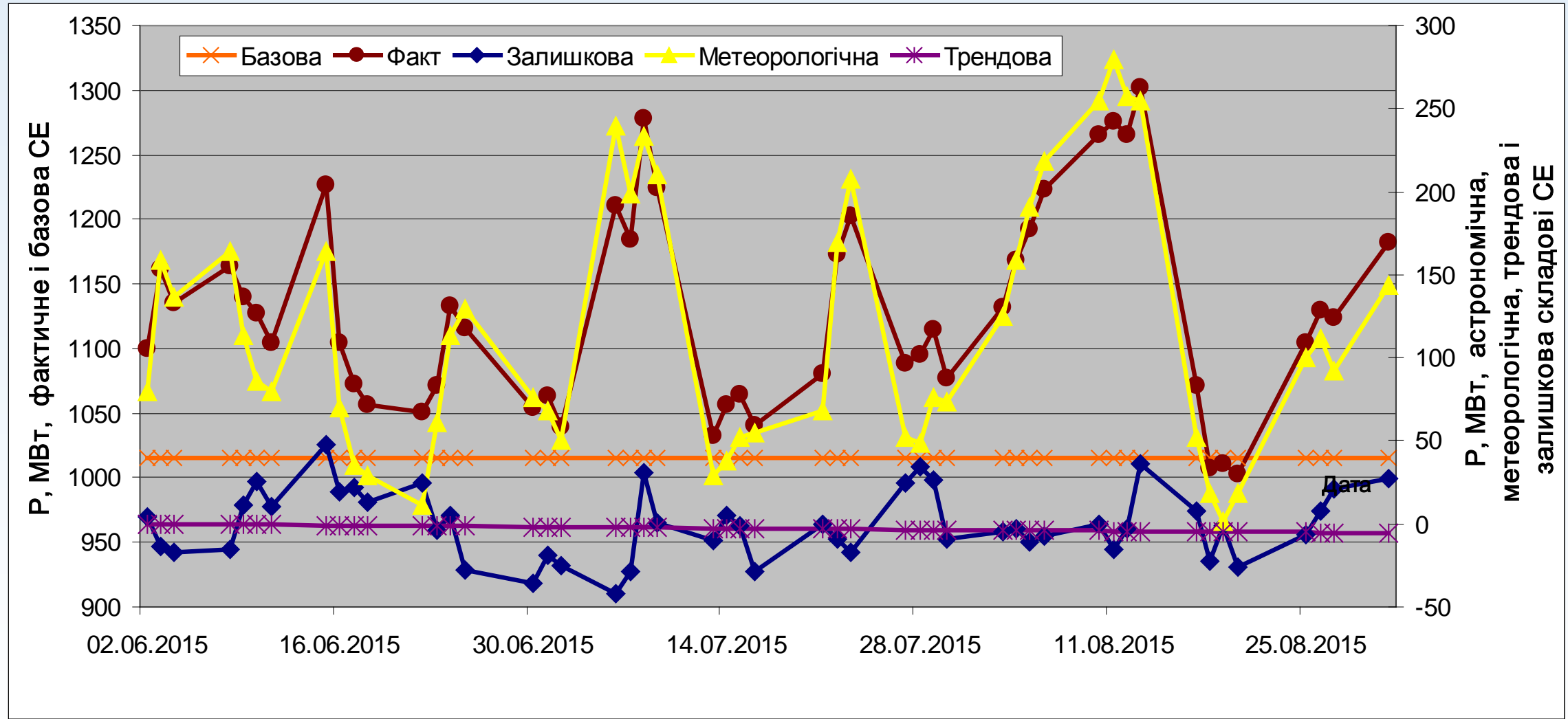


Рис. 2. Астрономічна складова СЕН 17-ї та 20-ї год. ПАТ «Київенерго».

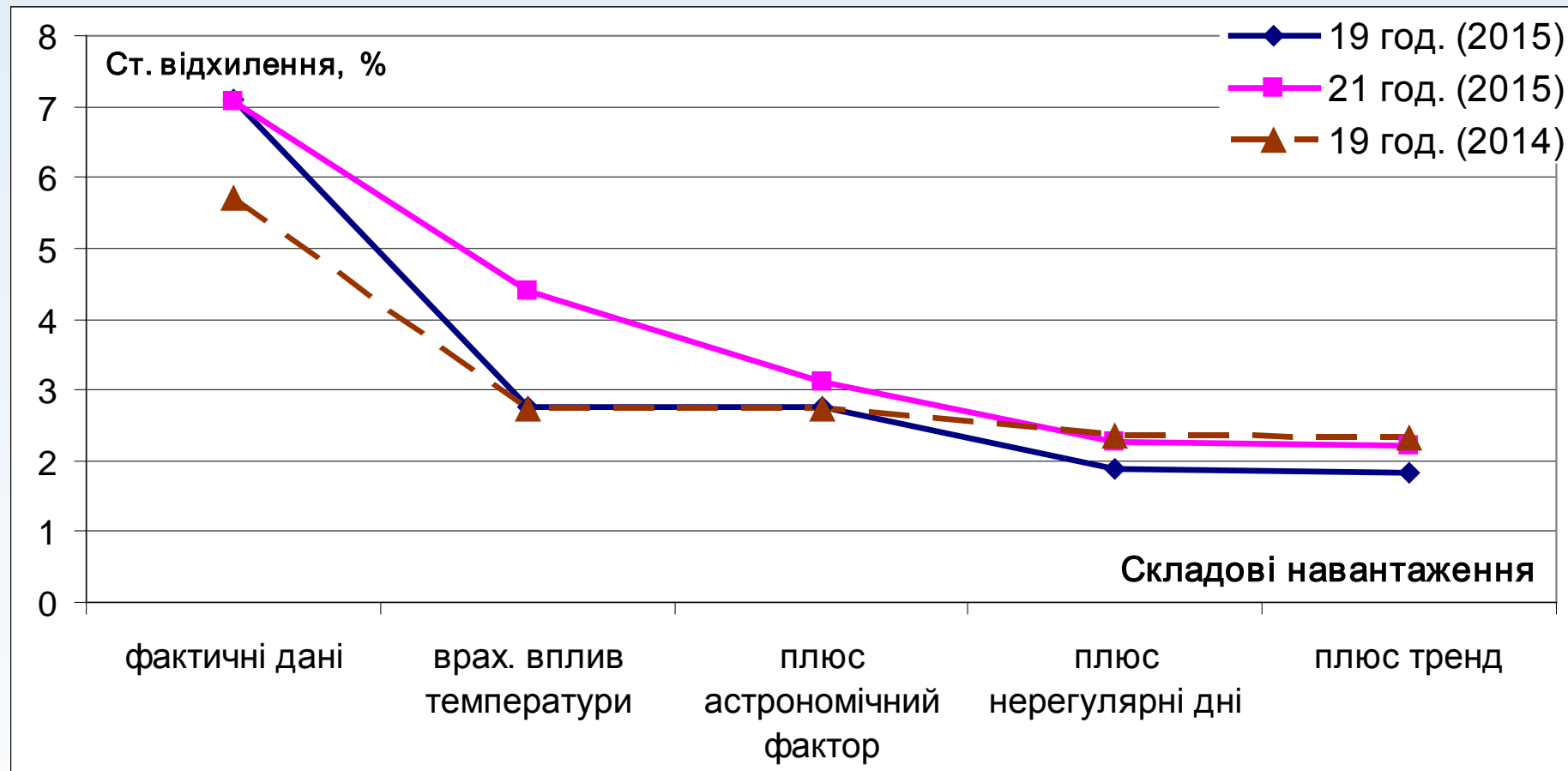
Вихідний ряд електричного навантаження ПАТ “Київенерго” та його декомпозиція з використанням адитивної багатofакторної моделі СЕН ЕЕС (21 година)



Вихідний ряд електричного навантаження ПАТ “Київенерго” та його декомпозиція з використанням адитивної багатofакторної моделі СЕН ЕЕС (19 година)

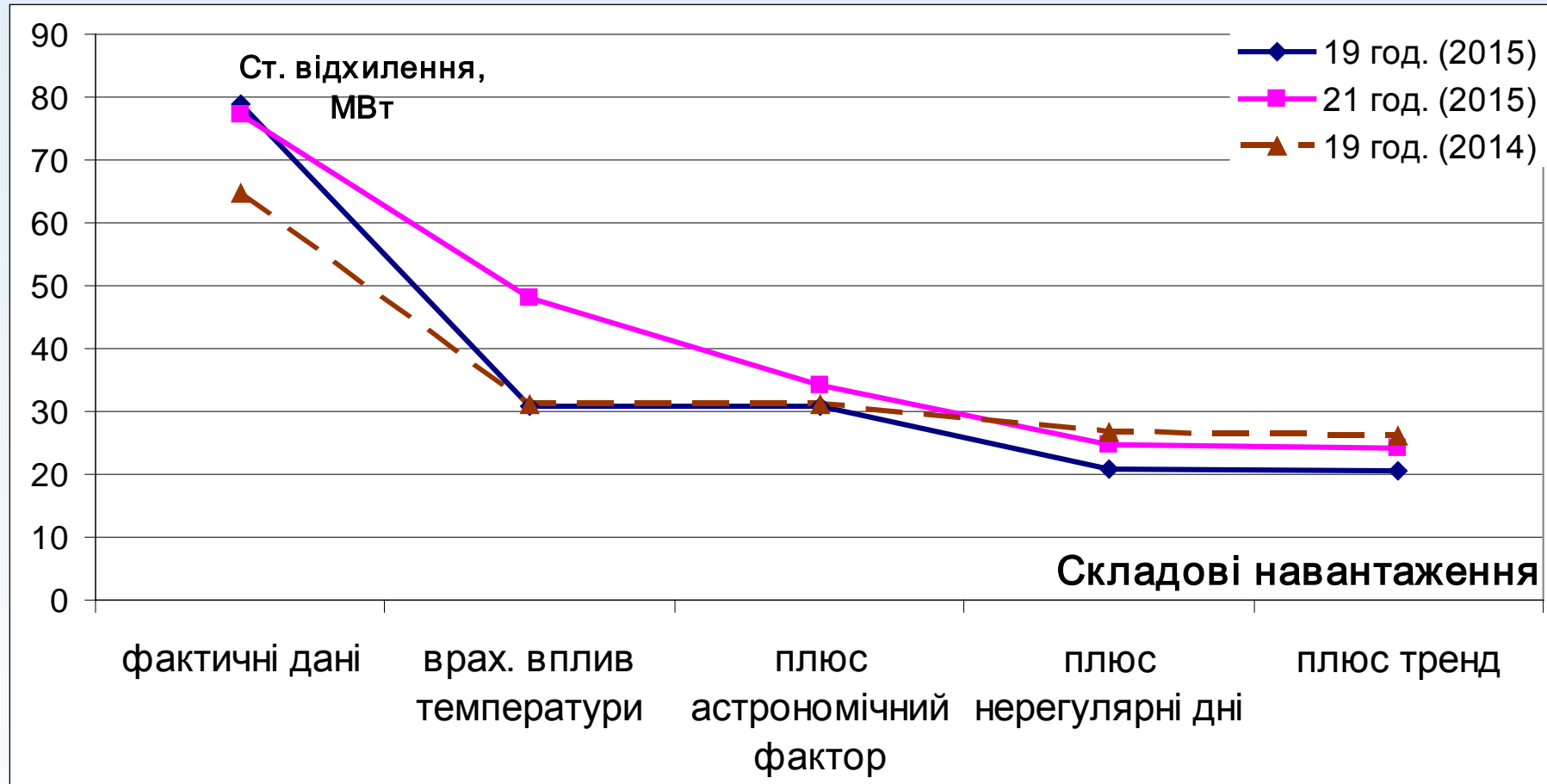


15 Зниження стандартного відхилення (%) вихідного ряду значень електричного навантаження ЕЕС при удосконаленні математичної моделі СЕН



Практичні розрахунки на даних ПАТ «Київенерго» за умовно літній сезон 2014-2015 років показали, що виділення зазначених регулярних складових дозволяє зменшити усереднене стандартне погодинне відхилення навантаження з 70-80 МВт до 20-25 МВт, що становить 1,25-1,5% від загального споживання потужності ЕЕС в зазначений період залежно від години доби.

Зниження стандартного відхилення (МВт) вихідного ряду значень електричного навантаження ЕЕС при удосконаленні математичної моделі СЕН



Практичні розрахунки на даних ПАТ «Київенерго» за умовно літній сезон 2014-2015 років показали, що виділення зазначених регулярних складових дозволяє зменшити усереднене стандартне погодинне відхилення навантаження з 70-80 МВт до 20-25 МВт, що становить 1,25-1,5% від загального споживання потужності ЕЕС в зазначений період залежно від години доби.

Висновки

1. В процесі прогнозування сумарного електричного навантаження ЕЕС слід виділити два етапи:

1.1 Розклад добового графіку СЕН на складові і побудова математичних моделей зв'язку електричного навантаження з факторами, що на нього впливають.

1.2. Синтез прогнозованого графіку згідно прогнозних значень зовнішніх факторів.

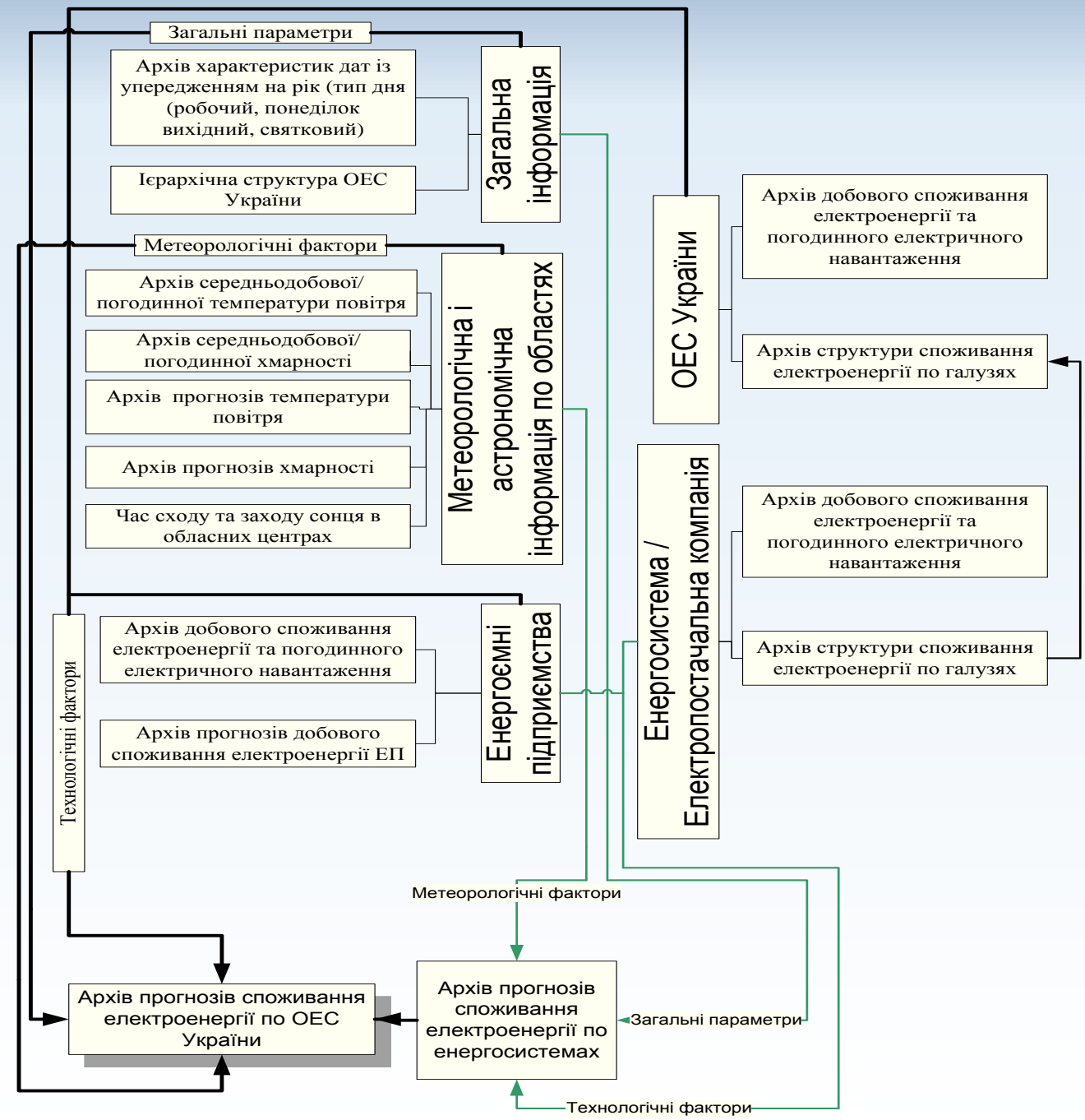
2. Математичне моделювання впливу температури повітря на всьому річному інтервалі часу супроводжується додатковими похибками, які пов'язані із зміною структури споживання електроенергії. Для забезпечення вищої точності і стабільності результатів прогнозування доцільно будувати такі моделі на спеціальним чином виділених часових відрізках річного інтервалу. Кількість та тривалість інтервалів визначаються характером впливу температури повітря на навантаження.

3. Необхідно дотримуватись чіткої послідовності виділення складових математичної моделі електричного навантаження ЕЕС для короткострокового прогнозування.

ДЯКУЮ ЗА УВАГУ

Thank you for your attention

Структура бази даних



Гістограми добового електроспоживання та температури повітря по м. Києву за 2002-2016 роки



Рис.1. Гістограма розподілу значень добового електроспоживання ПАТ “Київенерго”.

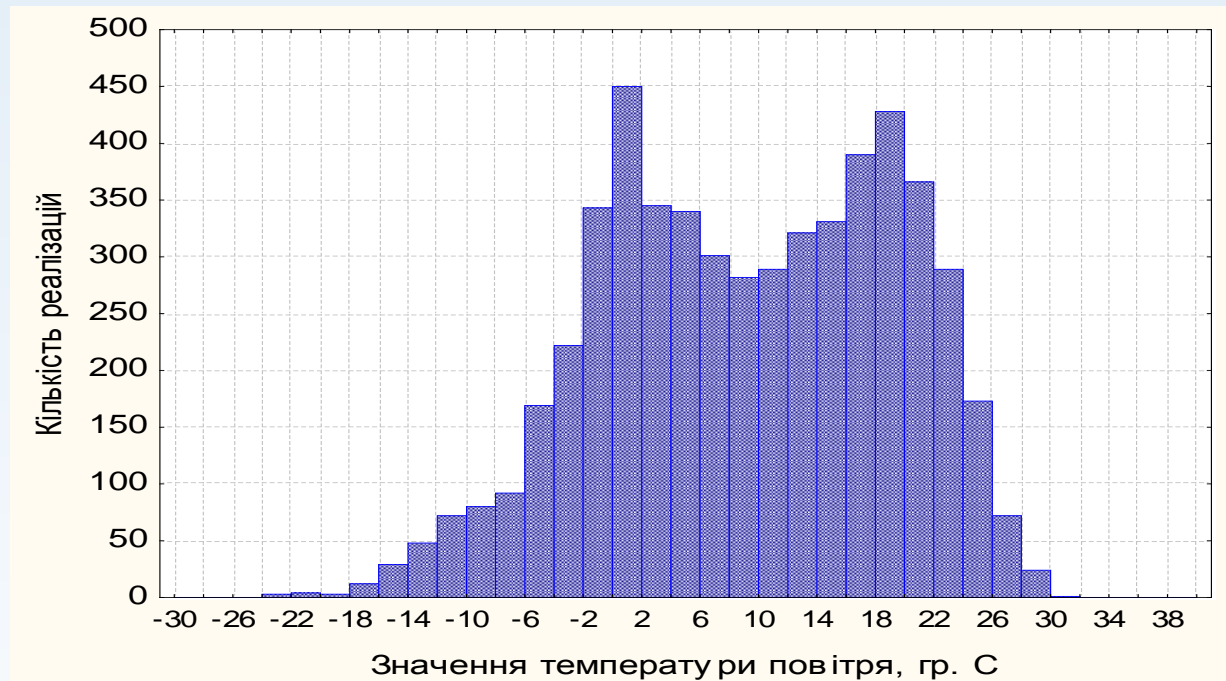


Рис.2. Гістограма розподілу значень середньодобової температури по м. Києву.

Аналіз даних довготривалої передісторії ПАТ «Київенерго» за 2002-2016 роки

Статистичні характеристики вибірок сумарного електричного навантаження (СЕН) ПАТ «Київенерго» і середньодобової температури ($T_{сд}$) повітря по м. Києву.

Х-ка	СЕН, МВт	СЕ, МВтгод	$T_{сд}, ^\circ C$
ср. знач.	1030	24726	9,3
макс.	2076	41091	30,4
мін.	376	11701	-23,4
СКВ	293	4924	10,0

Екстремальні значення навантаження відповідали:

$P_{\text{мін}} = 376$ МВт було зафіксовано 30.06.2002 о 5-й ранку (післясвяткова неділя при $T_{\text{ср}} = 16.2$);
 $P_{\text{макс}} = 2076$ МВт було зафіксовано 30.01.2014 о 18-й годині (четвер) за середньодобової температури $T_{\text{ср}} = -19.5$).

Використання довготривалої (багаторічної) передісторії в порівнянні із однорічним інтервалом дозволяє розширити діапазон зміни температури повітря при її моделюванні. Наприклад з (-)16 – (+) 27 для середньодобової температури 2016 року до (-)23,4 – (+) 30,4) при 15-ти річній вибірці. А також суттєво покращити достовірність таких моделей завдяки більшій статистичній вибірці при посезонному моделюванні.

Переваги використання довготривалої передісторії при прогнозування електричного навантаження енергосистем

- розширення діапазону врахування впливу метеорологічних факторів та підвищення ефективності їх моделювання;
- уточнення трендової складової електричного навантаження. Використання даних довготривалої передісторії дозволяє відслідковувати «повільні» тенденції, вплив змін в структурі електроспоживання, економічних і демографічних чинників;
- збільшення обсягу даних для підвищення ефективності моделювання впливу астрономічного фактору;
- підвищення якості моделювання навантаження нерегулярних, святкових днів;
- можливість побудови комплексу моделей, що відповідають різним характеристикам впливу метеорологічних факторів залежно від сезону на річному інтервалі.

Кореляційний зв'язок між погодинним електричним навантаженням і “ефективною” температурою повітря

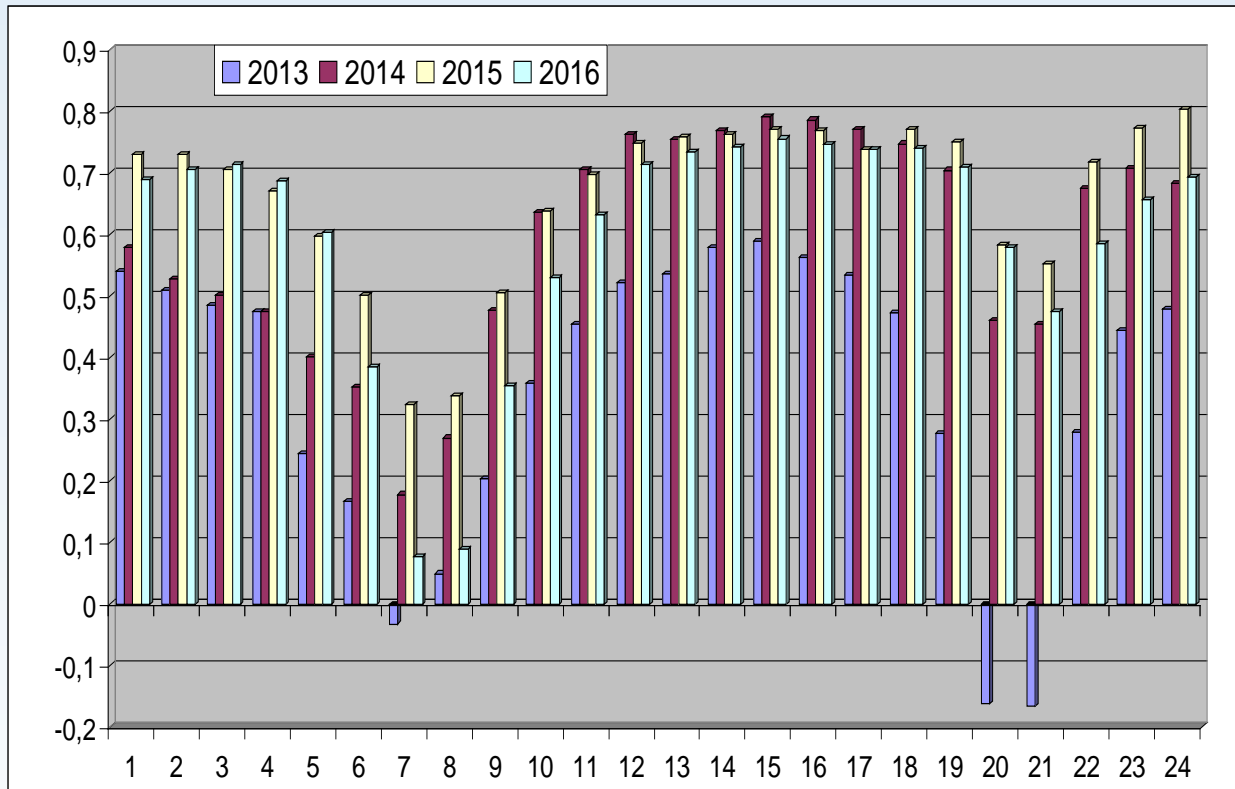


Рис. 1. Коефіцієнт кореляції між ефективною температурою і погодинними значеннями електричного навантаження ПАТ “Київенерго”, розрахований для літніх періодів 2013-2016 років.

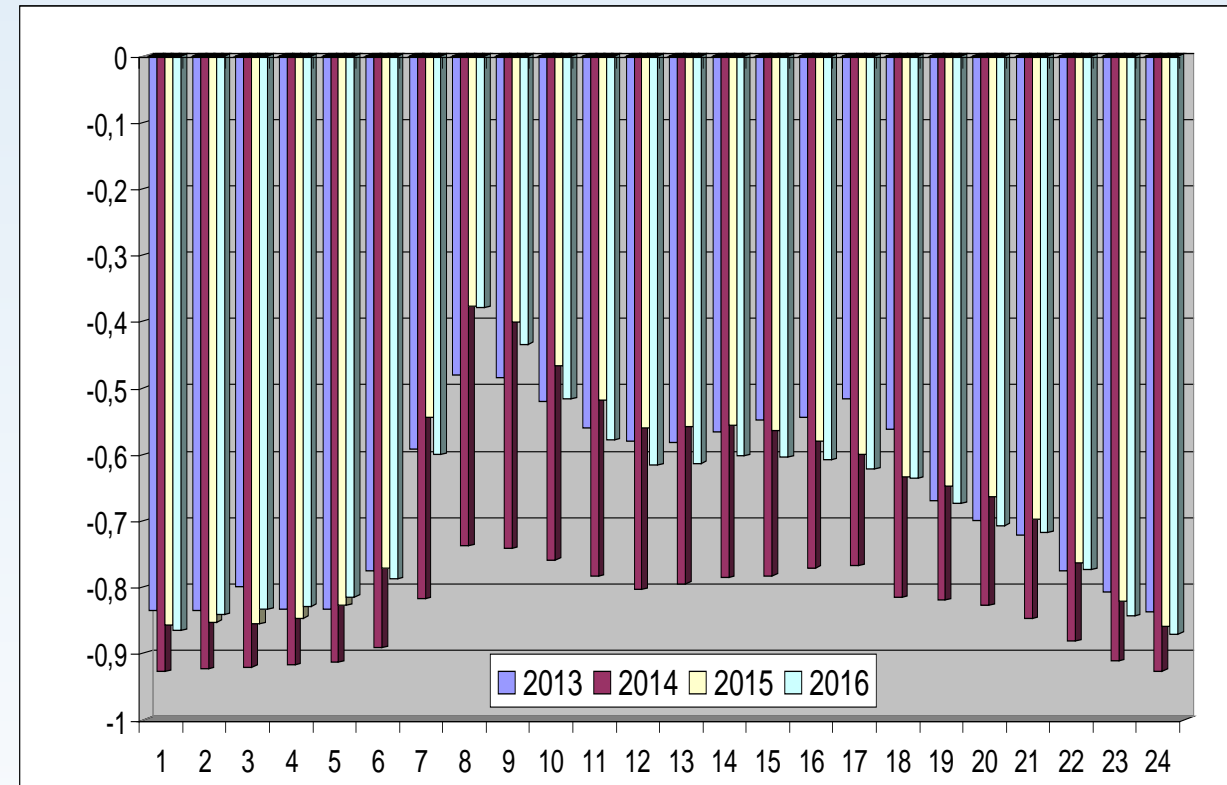


Рис. 2. Коефіцієнт кореляції між ефективною температурою і погодинними значеннями електричного навантаження ПАТ “Київенерго”, розрахований для зимових періодів 2013-2016 років.