

ВДОСКОНАЛЕННЯ РИНКОВОГО МЕХАНІЗМУ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Обґрунтовано рівні сегментації енергоринку, обрано релевантні критерії сегментування. Визначено нечіткі межі належності параметрів електроспоживання до якісних термів. Запропоновано гнучку систему диференційованих цін, яка реалізує зворотні зв'язки, що покращують режим роботи електроенергетичної системи

ринок електроенергії, критерії сегментування, нечітка модель сегментування, агрегування параметрів, система диференційованих цін

Вступ. Реформування та лібералізація ринку електричної енергії (ЕЕ) України актуалізують пошук ринкових механізмів підтримання перманентного балансу попиту і пропозиції ЕЕ за рахунок цілеспрямованого управління електронавантаженням на всіх рівнях електроенергетичної системи. За ринкових відносин мають превалювати економічні методи управління, проте, в енергетиці на сьогодні вони не є домінантними.

Аналіз досліджень та публікацій. В умовах трансформації ринку ЕЕ України у конкурентний ринок «двосторонніх договорів та балансуючого ринку» поточне узгодження електропостачання-електроспоживання в реальному часі здійснюватиметься за ціною, сформованою для кожного окремого споживача за ринковими принципами [1].

При цьому подальшого вдосконалення потребує як система сегментування [2] роздрібного ринку електроенергії (РРЕ), так і ціноутворення на ЕЕ [3]. Діючі тризонні системи диференційованих цін (СДЦ) [4] є загальними для всього енергоринку і не враховують індивідуальних техніко-економічних особливостей окремих споживачів електроенергії (СЕ). Наприклад, СЕ з 3-змінним режимом і відносно рівномірним графіком електричних навантажень (ГЕН) отримують економію в оплаті ЕЕ від самого факту переходу на СДЦ без будь-якого регулювання, натомість, у СЕ з одно- та двозмінним режимом роботи, витрати, пов'язані із здійсненням регулюючих дій, перевищують економію [3].

У [2] запропоновано будувати окремі СДЦ в функції трьох головних параметрів СЕ і чинити ціновий вплив на кожному рівні сегментації. Проте, за такої системи маркетингового регулювання не врахованими залишаються декілька інших досить важливих параметрів СЕ; а також невирішеною є проблема нечіткості при розмежуванні близьких за параметрами СЕ. Це свідчить про необхідність подальших пошуків ринкових методів та стимулів для зменшення нерівномірності добового електроспоживання.

Метою даної роботи є підвищення керованості режимів енергосистеми шляхом сегментування енергоринку за комплексними та інтегральними показниками важливості СЕ для ОЕС в умовах нечіткості розмежування споживачів та розроблення на цій основі гнучких систем диференційованих цін.

Викладення матеріалу та результати. Намагання якомога повніше охарактеризувати індивідуальні режими електроспоживання призводить до залучення великої кількості параметрів, при цьому один СЕ за різними параметрами може одночасно належати до кількох сегментів; крім того, така система сегментування і ціноутворення набуває певної складності й інерційності. Тому, для збереження необхідної динамічності, споріднені за специфікою та змістом параметри варто згрупувати, визначивши на основі цих груп критерії й рівні сегментування.

Сегментування PPE і розроблення СДЦ доцільно проводити за моделлю (рис.1), що являє впорядковану логічну сукупність виокремлених рівнів сегментації, сформованих за окремими вибраними критеріями. Кожний рівень сегментації складається із сформованих на ньому n сегментів, реакція яких на ціновий вплив реалізує зворотні зв'язки на покращення режиму об'єднаної енергосистеми (ОЕС).

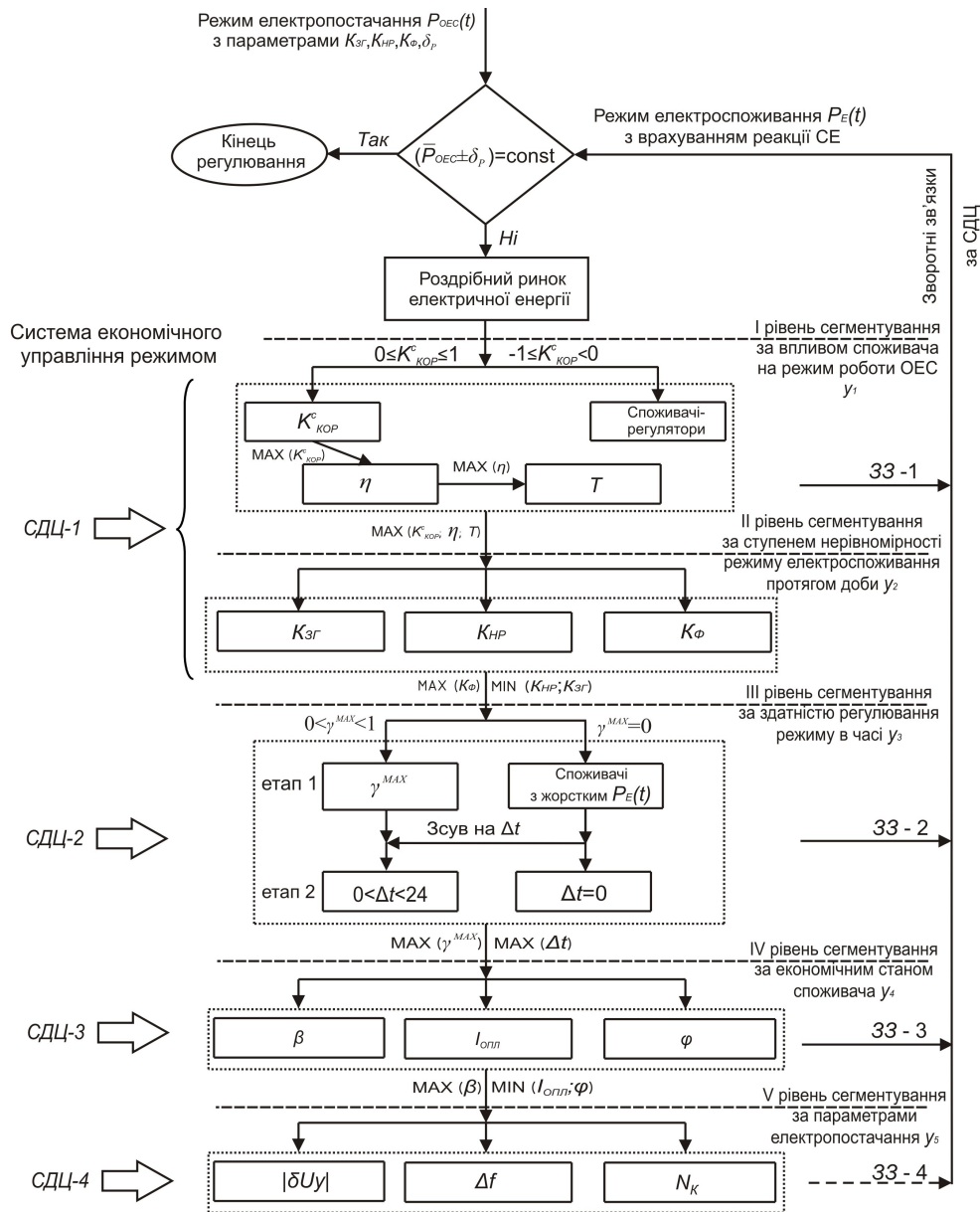


Рис.1. Система ринкового регулювання режиму $P_{OEC}(t)$ з рівнями сегментації PPE ($\pm \delta_P$ – допустиме відхилення потужності від середнього значення $\bar{P}_{OEC}$)

На I-му рівні СЕ поділяються за ступенем впливу їх графіка на ГЕН ОЕС. Ступінь впливу визначається, з одного боку, мірою збігу конфігурацій ГЕН окремого СЕ і ГЕН ОЕС, яку характеризує коефіцієнт взаємної кореляції $K_{КОР}^C$, а з іншого – коефіцієнтом ваги СЕ за потужністю $\eta = P_{CE,i}/P_{OEC,i}$ ($P_{CE,i}$ – рівень потужності певного СЕ в i -му інтервалі часу, $P_{OEC,i}$ – рівень загальної потужності ОЕС); слід зважати також на темпи зростання T електроспоживання. Наприклад, до першого сегменту включають СЕ, які обумовлюють наявну форму ГЕН ОЕС, а до другого – тих, ГЕН котрих знаходиться у «протифазі» (споживачі-регулятори); надалі з першого сегменту виокремлюють СЕ із найбільшою вагою

η за потужністю, серед яких першочергову увагу приділяють СЕ із значними темпами зростання обсягів споживання.

II-й рівень сегментації відповідає розподілу СЕ за ступенем нерівномірності власного режиму електроспоживання протягом доби. Нерівномірність ГЕН достатньо повно визначається коефіцієнтами: заповнення ГЕН $K_{зг}$, форми K_{ϕ} та нерівномірності $K_{нр}$ [3]. При цьому, першочергова увага приділяється споживачам із найбільш нерівномірним графіком.

III-й рівень сегментації СЕ – за здатністю регулювання режиму шляхом перенесення навантажень із пікових зон або адитивного зсуву ГЕН у часі.

На 1-му етапі **III-го** рівня сегментації (рис.1) виокремлюють СЕ, здатні зменшити енергоспоживання в піковій зоні ГЕН ОЕС: $\gamma^{MAX} = \Delta W^{MAX} / W^{MAX}$, де ΔW^{MAX} – потенційне зменшення «пікового» навантаження за рахунок цілеспрямованого регулювання режиму електроспоживання, W^{MAX} – початковий обсяг енергоспоживання в піковій зоні; з цих СЕ формується окремий підсегмент **III-го** рівня з $0 < \gamma^{MAX} < 1$. На 2-му етапі для даного підсегменту і для СЕ з $\gamma^{MAX} = 0$ проводяться дослідження можливостей зсуву ГЕН у часі на Δt .

IV-й рівень – за економічним станом СЕ, який визначається: ступенем економічної зацікавленості споживачів в управлінні попитом на ЕЕ $\beta = V_{EC} / V_C$, де V_{EC} – частка витрат на оплату ЕЕ в загальних витратах V_C ; рівнем сплати споживачів за ЕЕ $I_{опл} = I_{факт} / I_H$, де $I_{факт}$ – фактична плата споживачем за ЕЕ за певний проміжок часу, I_H – розмір необхідної оплати; динамікою ϕ сплати в часі (помісячно, поквартально тощо).

V-й рівень – за параметрами електропостачання, стосується тих СЕ, що мають низьку якість споживаної ЕЕ і надійність електропостачання та найбільш зацікавлені у цій компенсації спричинених цим збитків: δU_1 – усталене відхилення напруги від номінальної (відповідно ДСТУ 13109-97 нормально допустиме значення $\delta U_{y1} = \pm 5\%$ і гранично допустиме $\delta U_{y2} = \pm 10\%$), Δf – відхилення частоти напруги в електричній мережі (нормально допустиме значення $\pm 0,2$ Гц, гранично допустиме $\pm 0,4$ Гц), надійність електропостачання (визначається категорією споживача N_K , яка нормує періодичність та тривалість відключень).

Порівняльний аналіз різних СЕ та розподіл їх за сегментами зручно проводити, використовуючи замість багаточисельних характеристичних параметрів (наприклад, – 14 перелічених) лише кілька комплексних показників y_i (рис.2), які враховують специфіку кожного рівня, або, зрештою, – один інтегральний показник Y важливості споживача для ОЕС. Коректне агрегування параметрів і показників з урахуванням рівня їх значимості проведемо методом згортки з використанням ОWA-оператора Ягера [5], де вагами в згортці є коефіцієнти Фішберна [6].

Введемо для характеристичних параметрів СЕ ранги пріоритетності за рівнем їх значимості r_i для ОЕС. Для цього розташуємо параметри кожного шару на рис.2 в порядку зменшення їх значимості $r_1 \geq r_2 \geq \dots \geq r_m$. Тоді кожному r_i визначимо за правилом Фішберна:

$$r_i = \frac{2(m - i + 1)}{(m + 1)m}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (1)$$

де m – кількість параметрів в комплексних y_i та інтегральному Y показниках.

Прийнято, що при визначенні належності СЕ до певного сегменту ступінь впливу y_1 ГЕН споживача на ГЕН ОЕС та ступінь нерівномірності y_2 режиму електроспоживання протягом доби є домінантними показниками ($r_i = 1/2; 2/3$); здатність регулювання y_3 режиму у часі та економічний стан y_4 споживача – додатковими ($r_i = 1/3; 1/4$); якість ЕЕ та надійність електропостачання y_5 – інформативними ($r_i = 1/6$).

На **I-му** кроці (рис.2) проводиться агрегування характеристичних параметрів у комплексні показники, наприклад, параметри $K_{кор}^C$, η , T з відповідними значимостями за Фішберном $r_{x1} = 1/2 > r_{x2} = 1/3 > r_{x3} = 1/6$ замінюються одним показником y_1 і т.д.

Параметри $|\delta U_y|$, Δf та N_K безпосередньо не пов'язані із регулюванням режиму електроспоживання СЕ і тому виокремлені в окремий згортку y_5 для подальшого врахування при розробленні СДЦ.

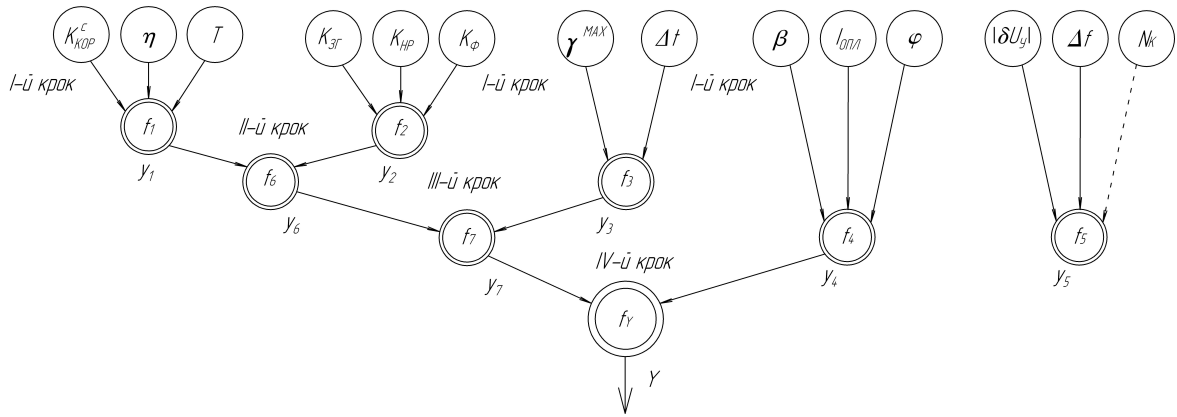


Рис. 2. Структура агрегування параметрів СЕ та комплексних показників y_j до єдиного інтегрального показника Y

Оскільки межі зміни 14 параметрів різняться, то перед агрегуванням їх слід нормалізувати шляхом зведення до однієї шкали [1; 2]. Кількісне значення комплексних показників y_j I -го кроку агрегування ($y_1 \dots y_5$) розрахуємо за допомогою функцій згортки:

$$y_j = \sum_{i=1}^m r_{xi} \left[\sum_{k=1}^s \alpha_k \mu_k(X_i) \right], \quad (2)$$

де m – кількість характеристичних параметрів X_i ; r_{xi} – значимість i -го параметра в згортці; s – кількість вузлових точок згідно числу нечітких термів, $s=5$; α_k – k -та вузлова точка i -го параметра ($k = \overline{1, s}$), в якій значення функцій належності відповідає серединам інтервалів з $\mu_k=1$ ($\alpha_L=1,1$, $\alpha_{LM}=1,3$, $\alpha_M=1,5$, $\alpha_{MH}=1,7$, $\alpha_H=1,9$); $\mu_k(X_i)$ – значення k -ї функції належності параметра. Оцінку значень параметрів здійснюємо за 5 термами значимості споживача для ОЕС: L – “low”, LM – “lower then medium”, M – “medium”, MH – “higher then medium”, H – “high”. Розрахунок трапецієподібних функцій належності $\mu_k(X_i)$ для нечітких термів L - H вхідних змінних виконуємо згідно [7].

Агрегування показників на II , III кроках (рис.2) проводиться аналогічним чином.

На останньому, IV -му кроці визначається інтегральний показник Y :

$$Y = \sum_{j=1}^m r_{yj} \left[\sum_{k=1}^s \alpha_k \mu_k(y_j) \right]. \quad (3)$$

Відповідно до рис.1 розглянемо запропоновані критерії сегментування на прикладі СЕ з різними, найбільш характерними, режимами роботи (одно-, дво- і тризмінним), ГЕН яких наведено на рис.3, а основні характеристики – у табл.1.

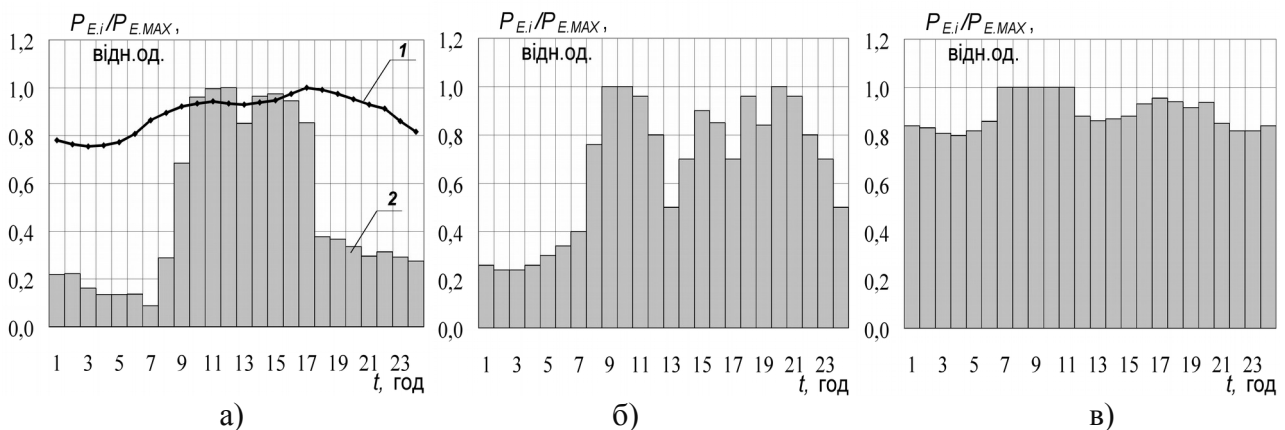


Рис. 3. Динаміка електроспоживання протягом зимової доби: а) крива 1 – графік ОЕС України, 2 – машинобудівного однозмінного СЕ-1; б) машинобудівного двозмінного СЕ-2; в) чавунно-ливарного заводу (СЕ-3 з тризмінним режимом роботи)

Порівняльний аналіз зміни оплат ЕЕ залежно від Δt (рис.4) показав, що мінімум оплат відповідає наступним зсувам: для СЕ-1 $\Delta t_1=10$ год, для СЕ-2 $\Delta t_2=8$ год, для СЕ-3 $\Delta t_3=6$ год. Виходячи з ймовірної реакції СЕ на запропоновану СДЦ-1 (зворотний зв'язок 33-1 на рис.1), можна очікувати регулювання ГЕН шляхом зміщення на ці Δt_i , за яких реалізується найбільш вигідний для СЕ і бажаний для ОЕС режим. У разі здійснення СЕ-1, СЕ-2, СЕ-3 такого регулювання відповідні коефіцієнти кореляції набудуть від'ємних значень $K_{КОР,1}^C = -0,945$, $K_{КОР,2}^C = -0,661$, $K_{КОР,3}^C = -0,48$ і всі три СЕ перейдуть до сегменту споживачів-регуляторів (рис.1). Використаємо для сегментування віднайдені Δt_i і занесемо їх до табл.1.

Таблиця 1

Основні характеристики електроспоживання обраних СЕ

№ з/п СЕ	$K_{КОР}^C$	η , %	T , відн.од.	$K_{ЗГ}$	$K_{НР}$	K_{Φ}	γ^{MAX}	Δt , год	β	$I_{ОПЛ}$, %	φ	$ \delta U_y $, %	Δf , Гц	N_K
1	0,679	2,01	1,8	0,495	0,088	1,211	0,7	10	0,1	100	1	9	0,4	II
2	0,869	1,64	1,47	0,665	0,24	1,082	0,5	8	0,15	98	1	7	0,3	II
3	0,606	1,05	0,93	0,894	0,8	1,003	0,15	6	0,5	90	3/4	4	0,2	I

З основних характеристик кожного СЕ визначимо комплексні показники – критерії сегментування:

– за 1-й критерій слугує комплексний показник y_1 , який функціонально залежить від трьох характеристичних параметрів 1-го рівня сегментації

$$y_1 = f_1(K_{КОР}^C, \eta, T)$$

і найбільш повно характеризує режим СЕ з точки зору його впливу на ГЕН ОЕС.

З формули (2) отримаємо значення y_1 для СЕ-1:

$$y_{1,1} = r_1 \cdot \alpha_{MH} \cdot \mu_{MH}(K_{КОР}^C) + r_2 (\alpha_{MH} \cdot \mu_{MH}(\eta) + \alpha_H \cdot \mu_H(\eta)) + r_3 \cdot \alpha_{MH} \cdot \mu_{MH}(T) = 0,5 \cdot 1,7 \cdot 1 + 0,333 \cdot (0,46 \cdot 1,7 + 0,54 \cdot 1,9) + 0,167 \cdot 1,7 \cdot 1 = 1,736.$$

Для споживачів СЕ-2, СЕ-3 відповідні y_1 визначено аналогічно: $y_{1,2}=1,779$; $y_{1,3}=1,51$;

– за 2-й критерій застосуємо комплексний показник y_2 , який характеризує ступінь нерівномірності режиму електроспоживання протягом доби: $y_2 = f_2(K_{ЗГ}, K_{НР}, K_{\Phi})$;

– 3-м критерієм за здатністю регулювання режиму в часі слугуватиме комплексний показник $y_3 = f_3(\gamma^{MAX}, \Delta t)$;

– за 4-й критерій економічного стану споживача приймемо комплексний показник $y_4 = f_4(\beta, I_{ОПЛ}, \varphi)$;

– за 5-й критерій обрано y_5 в функції технічних параметрів електропостачання (якість ЕЕ та надійність електропостачання): $y_5 = f_5(|\delta U_y|, \Delta f, N_K)$.

За комплексними показниками кожний СЕ може бути віднесений відразу до кількох сегментних рівнів. Для уникнення такої неоднозначності та спрощення процесу сегментування на 1-му етапі варто згрупувати СЕ за інтегральним показником Y важливості споживача для ОЕС. Виконуючи згідно з рис.2 послідовні згортки характеристичних параметрів СЕ та комплексних показників y_j , отримаємо показник Y , який інтегрує в собі 11 характеристичних параметрів з урахуванням їх значимостей для ОЕС:

$$Y = f_Y(K_{КОР}^C; \eta; T; K_{ЗГ}; K_{НР}; K_{\Phi}; \gamma^{MAX}; \Delta t; \beta; I_{ОПЛ}; \varphi).$$

Результати розрахунків критеріїв та показників для трьох СЕ зведемо до табл. 2.

Таблиця 2

Розрахункові значення показників для трьох СЕ

№ з/п СЕ	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	$Y_{СЕ}$	$Y_{СЕГМ}$	№ сегм.	$y_{7.3\phi}$	$Y_{СЕ.3\phi}$
1	1,736	1,633	1,783	1,500	1,689	1,744	1,567	1,55	1,55	V	1,965	1,991
2	1,779	1,395	1,600	1,463	1,636	1,624	1,549	1,55	1,55	V	1,927	1,980

3	1,510	1,133	1,300	1,275	1,367	1,311	1,300	1,35	VII	1,778	1,92
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	-----	-------	------

За індивідуальним для кожного СЕ значенням Y_{CE} формуються сегменти, оптимальна кількість яких n для ефективного управління СЕ визначається згідно [8], наприклад, для числа споживачів Кіровоградської обласної енергокомпанії $N=565$:

$$n = 1 + 3,322 \cdot \lg N = 1 + 3,322 \cdot \lg 565 \approx 10. \quad (4)$$

Надто велика кількість сегментів ($n > 10$) спричинить потрапляння СЕ з подібними режимами до різних сегментів; якщо ж кількість сегментів замала ($n < 10$), то в один сегмент об'єднуються СЕ з різними режимами, що призведе до помилкових висновків.

Отже, за Y_{CE} , всі $N=565$ СЕ раціонально розподіляти по сегментах I...X. Наприклад, СЕ-1 і СЕ-2, незважаючи на суттєві відмінності у режимах електроспоживання, потраплять у V-й сегмент, а СЕ-3 – у VII (табл.2), оскільки сегмент обирається з 10-ти вузлових точок α_k як найближче до розрахованого Y_{CEGM} значення. Приналежність СЕ-1, СЕ-2 до одного сегменту обумовлюється: для СЕ-1 істотними регулюючими можливостями (γ^{MAX} ; Δt), а для СЕ-2 – перевагування впливу на ГЕН ОЕС ($K_{КОР}^C$ та ін.). За значенням інтегрального Y_{CEGM} виявляють пріоритетність сегменту для ОЕС та інтенсивність керуючих впливів на нього.

Сегментація РРЕ створює основу для селективного управління попитом СЕ на ЕЕ економічним методом шляхом формування в сегментах індивідуальних СДЦ (рис.1). Враховуючи, що СДЦ детермінована в області $[0;2]$, яка відповідає принципу центральносиметричності цінової функції [3] відносно середньої точки ($\Delta P=0$; $C_{MID}=1$), доцільно обрати для шкали надвишок $C_H > C_{MID}$ 1_2-класифікатор ($C_{MAX} \in [1; 2]$). Перехід до 1_2-класифікатора здійснюється шляхом лінійного перетворення (нормалізації) існуючих шкал всіх параметрів.

При формуванні СДЦ слід використовувати такі підходи:

1) **диференційований** – за окремими комплексними критеріями $y_1...y_4$ та результатами їх агрегування $y_6...y_7$. Цей підхід дозволяє максимально повно враховувати споріднені індивідуальні характеристики СЕ при збереженні достатньо високої динамічності системи управління;

2) **узагальнений** – із використанням інтегрального показника Y_{CE} для кожного СЕ, що дає узагальнену характеристику СЕ за сукупністю усіх критеріїв, проте – призводить до нівелювання впливу окремих параметрів внаслідок їх взаємокомпенсації;

3) **узагальнений з підсиленням мотивації** СЕ із більш глибоких рівнів сегментації шляхом забезпечення співвідношення $C_{MAX,3} > C_{MAX,2} > C_{MAX,1}$ на основі відповідного зведення $y_{7,3\phi}$, $Y_{CE,3\phi}$;

4) **узагальнено-сегментний** – слід застосовувати для попередньої оцінки та ранжування СЕ, оскільки Y_{CEGM} відповідає середньому значенню інтервалу для СЕ в межах одного сегменту (наприклад, інтервалові 1,5...1,6 для V-го сегменту відповідає $Y_{CEGM}=1,55$).

Для реалізації означених підходів використаємо результати розрахунків критеріїв та показників з табл. 2.

Наприклад, для економічного диференційованого стимулювання СЕ I-го і II-го рівнів сегментації до реконфігурації режиму (зворотний зв'язок 33-1 на рис.1) формуємо СДЦ-1 з використанням комплексного критерію y_6 в формулах розрахунку граничних значень $C_{MAX,1}$, $C_{MIN,1}$ цінового діапазону. Тоді максимальна ціна для СЕ-1, СЕ-2 та СЕ-3 у «пікові» години може бути визначена так:

$$\begin{aligned} C_{MAX,1.1} &= y_{6.1} \cdot C_{MID} = 1,689 \cdot C_{MID}; \\ C_{MAX,1.2} &= y_{6.2} \cdot C_{MID} = 1,636 \cdot C_{MID}; \\ C_{MAX,1.3} &= y_{6.3} \cdot C_{MID} = 1,367 \cdot C_{MID}, \end{aligned} \quad (5)$$

де C_{MID} – середнє значення ціни ЕЕ, яке приймається на рівні діючого одноставкового тарифу.

З урахуванням (5) мінімальна ціна СДЦ-1 [3] у години провалу навантаження:

$$\begin{aligned} C_{MIN,1.1} &= 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX,1.1} = 0,311 \cdot C_{MID}; \\ C_{MIN,1.2} &= 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX,1.2} = 0,364 \cdot C_{MID}; \end{aligned} \quad (6)$$

$$C_{MIN.1.3}=2 \cdot C_{MID} - C_{MAX.1.3} = 0,633 \cdot C_{MID}.$$

Частина СЕ скористається СДЦ-1, реалізувавши відповідне регулювання (33-1 на рис.1); для решти СЕ слід провести аналіз причин відмови від регулювання і задіяти більш глибокі III та IV-й рівні сегментування.

Аналогічним чином організуються СДЦ-2 в функції y_3 й СДЦ-3 в функції y_4 .

Для підсилення мотивації СЕ з більш глибоких рівнів сегментації на рис.1, необхідно дотримуватись співвідношення $C_{MAX.3} > C_{MAX.2} > C_{MAX.1}$ (відповідно $C_{MIN.1} > C_{MIN.2} > C_{MIN.3}$) [2]. Забезпечити таке співвідношення можна, обираючи індивідуальні для кожного рівня межі області визначення: наприклад, для СДЦ-2 – виходячи із меж області визначення СДЦ-1, а для СДЦ-3 – із меж СДЦ-2. Так, для СЕ-1 з діапазону $C_{MAX.1.1}^R \in [1; 2]$ згідно (5) відносна ціна $C_{MAX.1.1}^R = C_{MAX.1.1} / C_{MID} = 1,689$; з цього випливає, що $C_{MAX.2.1}^R$ має знаходитись у вузькому діапазоні $C_{MAX.2.1}^R \in [1,689; 2]$ і, відповідно, становити $C_{MAX.2.1}^R = 1,965$, щоби виконувалась умова $C_{MAX.2.1}^R > C_{MAX.1.1}^R$. Відносна ціна $C_{MAX.3.1}^R$ має знаходитись з діапазону $[1,965; 2]$ і т.д.

На початковому етапі сегментування РРЕ середнє значення Y_{CEGM} , може бути покладено в основу узагальненої СДЦ- Y ; тоді, наприклад, для сегменту V екстремальні ціни:

$$C_{MAX.Y} \equiv Y_{CEGM} \cdot C_{MID} \equiv 1,55 \cdot C_{MID}, \quad C_{MIN.Y} = 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX.Y} \equiv 0,45 \cdot C_{MID}.$$

На рис.4 показана зміна оплат ЕЕ X_E СЕ-1, СЕ-2, СЕ-3 при погодинному зсуві їх ГЕН (рис.3) в діапазоні $\Delta t = 1 \dots 24$ год.

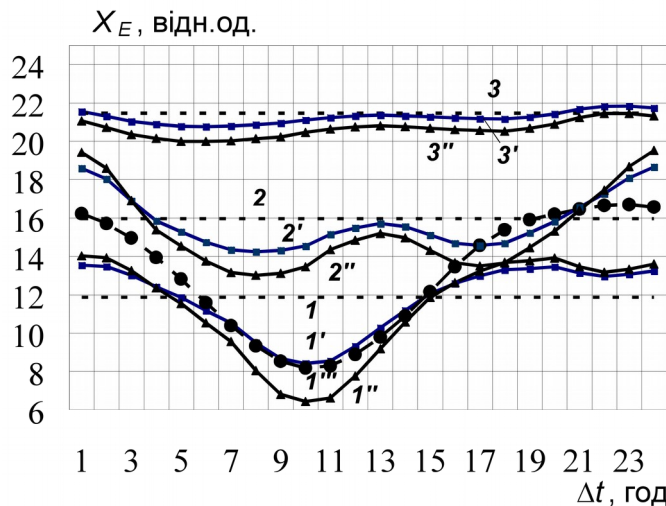


Рис. 4. Зміна оплат ЕЕ СЕ-1, СЕ-2, СЕ-3 залежно від Δt : пунктирні прямі 1, 2, 3 відповідають $X_E(\Delta t)$ за діючим одноставковим тарифом; криві 1', 2', 3' – за діючим тризонним дифтарифом (цінові ставки $C_{MAX} : C_{MID} : C_{MIN} = 1,68 : 1,02 : 0,35$); 1'', 2'', 3'' – за розробленим згідно $Y_{CE.36}$ (табл.2) тризонним тарифом; 1''' – за лінійною ціновою функцією [3]

З рис.4 видно, що розроблені СДЦ у більшій мірі стимулюють СЕ до регулювань, ніж діючі: при тризмінному режимі роботи СЕ-3 – в усьому діапазоні Δt (див. криві 3' і 3''); при двозмінному (криві 2' і 2'') – в діапазоні $\Delta t = 3 \dots 21$ год (максимальна економія в оплаті $\Delta X_{E.MAX} = 9\%$ при $\Delta t = 8$ год); при однозмінному (криві 1' і 1'') – $\Delta t = 4 \dots 16$ год ($\Delta X_{E.MAX} = 27\%$ при $\Delta t = 10$ год). За лінійної цінової функції економія $\Delta X_{E.MAX}$ зменшується до 3% (крива 1'''), проте така залежність $X_E(\Delta t)$ є найбільш адекватною конфігурації ГЕН ОЕС.

При створенні цінової моделі слід враховувати, що енергосистема не в змозі забезпечити однаково високу якість ЕЕ в усіх точках підключення споживачів. При цьому, в найгіршій ситуації знаходяться найбільш віддалені СЕ. Так, зміна частоти f призводить до зміни споживаної потужності P :

$$P = P_{НОМ} (f/f_{НОМ})^{k_f}, \quad (7)$$

де k_f – показник степеня, що характеризує міру впливу зміни частоти на споживану потужність (наприклад, для металоріжучих верстатів $k_f = 1$; для вентиляторів й димососів $k_f = 2$; найбільший $k_f = 3,5 \dots 4$ належить відцентровим насосам).

Тому загальна зміна споживаної P визначається не тільки Δf , а й складом споживачів. В якості прикладу розглянемо споживача СЕ-1, що має наступний склад навантаження: 20% – з $k_f=0$; 42% – з $k_f=1$; 3% – з $k_f=2$; 25% – з $k_f=3$; 10% – з $k_f=4$. Згідно з [9] отримаємо:

$$P_{\Sigma}/f \cong 1,63. \text{ Це означає, що при зменшенні частоти в енергосистемі на } 0,8 \% (-0,4 \text{ Гц})$$

електроспоживання СЕ-1 зменшиться на 1,304 %.

Відхилення напруги U від номінальної $U_{НОМ}$ також призводить до зміни P :

$$P = P_{НОМ} (U/U_{НОМ})^{k_U}, \quad (8)$$

де k_U – показник степеня, що характеризує міру впливу зміни напруги на споживану потужність. В середньому $k_U=1,8$, отже, зниження напруги на 1% викликає $\Delta P_U=1,8\%$.

Враховуючи, що коливання ΔP_i можуть обумовлюватись понаднормативним погіршенням якості ЕЕ, слід передбачити відповідну цінову реакцію СДЦ-4 (рис.1) в залежності від $y_5=f_5(|\delta U|, \Delta f, N_K)$ (рис.2). З цією метою модифікуємо лінійну цінову функцію [3] введенням зони $-\Delta P_D \dots +\Delta P_D$, у якій ЕЕ має реалізовуватись за C_{MID} (ділянка 2 на рис. 5).

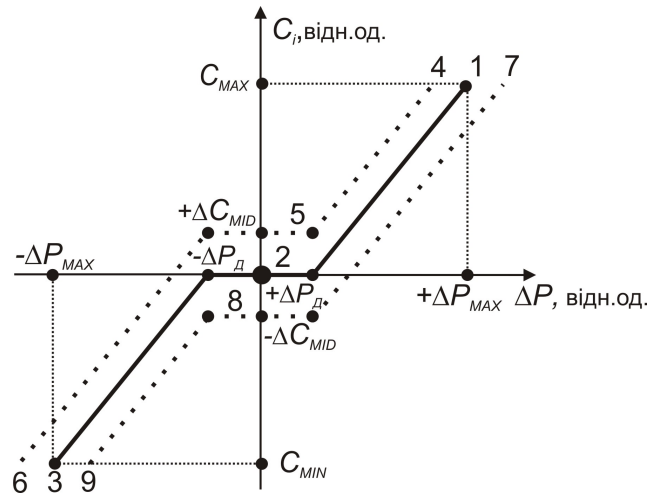


Рис. 5. Функція ціни C_i від відхилень попиту ΔP_i на електричну потужність, модифікована з урахуванням зміни якості ЕЕ та надійності електропостачання

Лінійна цінова функція з урахуванням якості ЕЕ та надійності електропостачання матиме вигляд:

$$C_i(\Delta P_i) = \begin{cases} (C_{MID} + \Delta C_{MID}) + b(\Delta P_i - \Delta P_D), & \text{при } \Delta P_i > +\Delta P_D; \\ (C_{MID} \pm \Delta C_{MID}), & \text{при } -\Delta P_D \leq \Delta P_i \leq +\Delta P_D; \\ (C_{MID} - \Delta C_{MID}) + b(\Delta P_i + \Delta P_D), & \text{при } \Delta P_i < -\Delta P_D, \end{cases} \quad (9)$$

де ΔP_D – відхилення потужності, обумовлене нестабільністю напруги живлення $|\delta U|$ чи її частоти Δf ; b – ціновий коефіцієнт зворотного зв'язку (33-4 на рис.1), за допомогою b підбирається індивідуальна швидкість зміни ціни для кожного СЕ.

Ширина смуги $|\pm \Delta P_D|$ з $C_i=C_{MID}=\text{const}$ має бути відповідно розширена при погіршенні показників якості ЕЕ. При оплаті ЕЕ за моделлю (9) споживач не перевитратить коштів внаслідок неякісного енергопостачання в усьому діапазоні $\Delta P_i > +\Delta P_D$; а у діапазоні $\Delta P_i < -\Delta P_D$ від удаваного зменшення попиту СЕ захищено енергопостачальника (крива «1-2-3» на рис.5).

Однією з основних характеристик ЕЕ як товару є надійність електропостачання N_K . Враховуючи, що категорійність СЕ обумовлюється особливостями технологічного процесу та

складом його навантаження, споживачі, які віднесені до II та III-ї категорій, стикаються з певними незручностями та додатковими збитками, спричиненими можливими перервами в електропостачанні. Тому, при моделюванні СДЦ-4 доцільно враховувати згоду SE на можливі перерви електропостачання (33-4 на рис.1), шляхом диференціювання середнього рівня роздрібної ціни $C_{MID} \pm \Delta C_{MID}$ (рис. 5). Так, для споживачів III-ї категорії доцільно встановити знижку до середнього рівня ціни шляхом адитивного зміщення цінової функції на $-\Delta C_{MID}$ вниз (крива «7-8-9» на рис.5); для II категорії залишити $C_{MID}'' = C_{MID}$; натомість, для I – відповідну надвишку підняттям цінової функції на $+\Delta C_{MID}$ (крива «4-5-6» на рис.5), наприклад, до рівня $C_{MID}' = 1,1 \cdot C_{MID}$.

На практиці, коли споживач не належить до I чи II категорій, проте виявляє бажання отримувати ЕЕ за нормами, передбаченими для цих споживачів, він має погодитись на відповідну надвишку до ціни (33-4 на рис.1), що має компенсувати додаткові витрати енергопостачальника із забезпечення надійності його живлення (спорудження резервних ліній, побудова місцевих електростанцій, агрегатів безперебійного живлення тощо). Якщо ж SE належить, наприклад, до II категорії, однак згоден знизити свою категорійність, то в якості компенсації можливих додаткових збитків такому споживачу слід зменшити C_{MID} .

ВИСНОВКИ

1. Дієвість ринкових механізмів та селективність управлінських заходів щодо регулювання режиму конкретного SE підвищено суттєвим збільшенням врахованих характеристичних параметрів електроспоживання. Точність розмежування SE з близькими значеннями параметрів зросла завдяки застосуванню теорії нечіткої логіки із розподілом SE згідно з їх функціями належності.

2. Порівняльний аналіз різних SE та їх сегментування зручно проводити, використовуючи кілька комплексних показників замість багаточисельних характеристичних параметрів. Динамічність системи ринкового регулювання можна збільшити через агрегування всіх параметрів до одного інтегрального показника важливості споживача для ОЕС. Коректність агрегування параметрів і показників забезпечено методом згортки з урахуванням рівня їх значимостей.

3. Для кожного сегменту розмах цінового діапазону розраховується індивідуально, специфіка конкретного сегменту врахована в результаті введення до формул граничних цін C_{MAX} і C_{MIN} числових значень критеріїв сегментації. Натомість, закономірність часового розподілу цін є однаковою для всіх сегментів, у відповідності до конфігурації ГЕН ОЕС. Реакція SE на спеціалізовані СДЦ формує зворотні зв'язки, які покращують режим ОЕС.

4. Використання кількох підходів при формуванні СДЦ – диференційованого за окремими критеріями, узагальненого за сукупністю усіх критеріїв із використанням інтегрального показника для кожного SE, узагальнено-сегментного для попередньої оцінки та ранжування SE та з підсиленням мотивації SE із більш глибоких рівнів сегментації, – дозволяє підвищити гнучкість СДЦ і керованість режимів роботи.

5. Нестабільність напруги та частоти в енергосистемі призводить до змін споживаної потужності, тому СДЦ модифіковано з урахуванням знижень якості ЕЕ та надійності електропостачання шляхом введення зон цінової індиферентності та диференціювання середнього рівня роздрібної ціни відповідно.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Праховник А.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку / А.В. Праховник, О.В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2010. – № 2. – С.42–52.
2. Серебренников Б.С. Маркетинговая сегментация розничного рынка электроэнергии / Б.С. Серебренников, Е.Г. Петрова // Энергосбережение·Энергетика·Энергоаудит. – 2013. – № 10 (116). – С. 38 – 45.

3. Серебренніков Б. С. Формування динамічних цін на електроенергію залежно від нерівномірності графіку електроспоживання / Б. С. Серебренніков, К. Г. Петрова // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 10. – С. 18-23.
4. Про межі зон застосування диференційованих за періодами часу цін на електроенергію: Постанова №02/6422 від 01.12.2006 / Національна комісія регулювання електроенергетики України.
5. Yager R.R. On ordered weighted averaging aggregation operators in multicriteria decision making / R.R. Yager // IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. – 1988. – Vol. 18. – pp. 183 – 190.
6. Fishburn P.C. Utility Theory for Decision Making / P.C. Fishburn. – John Wiley & Sons, INC, 1970. – 332 p.
7. Petrova K. Design of marketing system of control by energy consumption modes at the retail power market / K. Petrova, B. Serebrennikov // Electric Power Engineering & Control Systems (EPECS-2013): the 4th International Conference of Young Scientists, Lviv, November 21-23, 2013: Proceedings of the Conference, electronic edition on CD-ROM. – Lviv: Lviv Polytechnic Publishing House, 2013. – pp. 20 – 23.
8. Мазуренко В.П. Теорія статистики: Навчальний посібник / В.П. Мазуренко. - К.: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2006. - 232 с.
9. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 252 с.