

# ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311

В.А. Попов, д-р. техн. наук, ORCID 0000-0003-3484-4597  
О.С. Ярмолюк, канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-8571-2573  
В.В. Ткаченко, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-4528-7661  
І.В. Фролов, магістр  
В.Б. Усатенко, магістр  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ОБГРУНТУВАННЯ РІШЕНЬ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМУ ПЛАНУВАННІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

*Техніко-економічний аналіз є важливим інструментом, який активно застосовуються для обґрунтування оптимальних варіантів при проектуванні різних електроенергетичних об'єктів. На прикладі задачі вибору номінальної потужності розподільних трансформаторів показано, що при вирішенні даного завдання, з огляду на досить тривалий горизонт планування, необхідний облік невизначеності, хоча б, таких факторів, як характер і динаміка зміни вартості електроенергії, величини навантаження, експлуатаційних витрат. У зв'язку з відсутністю достатніх статистичних даних, запропоновано при розрахунку дисконтованих витрат задавати відповідні параметри у вигляді інтервалів їх можливих значень. Проаналізовано можливість використання для цієї мети апарату інтервального аналізу при орієнтації як на традиційні арифметичні операції, так і на узагальнену інтервальну арифметику Хансена. Обґрунтовано, що більш ефективним підходом в даному випадку є використання апарату теорії ігор. Проведена серія експериментальних розрахунків, в яких показано, що врахування фактора невизначеності інформації істотно впливає на обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів при проектуванні систем електропостачання.*

**Ключові слова:** розподільні трансформатори, невизначеність інформації, інтервальный аналіз, теорія ігор

**Вступ.** В процесі проектування електроенергетичних об'єктів, зокрема систем електропостачання, прийняття багатьох технічних рішень вимагають відповідного економічного обґрунтування. Характерним прикладом такого завдання є вибір номінальної потужності трансформаторів і, відповідно, їх кількості. Важливість обґрунтованого вирішення даного питання пов'язана з тим, що в силу необхідності багаторазової трансформації електричної енергії в процесі її передачі і розподілу сумарна встановлена потужність трансформаторів значно перевищує встановлену потужність підключеного до них електроенергетичного обладнання. Таким чином, обґрунтований вибір номінальної потужності трансформаторів істотно впливає на загальну техніко-економічну оцінку проектів електропостачання. Повною мірою це відноситься до вибору номінальної потужності як цехових трансформаторів при проектуванні систем електропостачання промислових підприємств, так і розподільних трансформаторів в системах електропостачання міст.

Очевидно, що єдино правильним підходом до вирішення даного завдання є безпосереднє порівняння ряду альтернативних варіантів на основі одного з економічних критеріїв, наприклад, показника дисконтованих витрат. У той же час традиційний підхід до вирішення зазначених завдань, коли з декількох варіантів побудови системи електропостачання (СЕП) на підставі порівняння детермінованих значень дисконтованих витрат вибирається оптимальний, має низку принципових недоліків.

Зокрема, в останні роки істотно змінюється економічна ситуація, в умовах якої здійснюється проектування і експлуатація систем електропостачання. Так, наприклад, ціна на електричну енергію зростає значно швидше, ніж вартість основного електротехнічного обладнання. Подібні фактори ускладнюють використання досвіду, накопиченого за попередні роки, і, тим більше, екстраполяцію його на майбутнє при формуванні проектних рішень. А при цьому слід враховувати, що термін експлуатації силових трансформаторів, як правило, становить 20 років і більше, тож такий тривалий горизонт планування не може залишитися без уваги.

Хоча в окремих роботах, (наприклад, [1]) і робилася спроба врахувати, зокрема, інфляційні процеси

© В.А. Попов, О.С. Ярмолюк, В.В. Ткаченко, І.В. Фролов, В.Б. Усатенко, 2020

при виборі параметрів трансформаторів, але все ж при цьому не бралися до уваги такі важливі фактори як динаміка зміни тарифів на електроенергію, витрат на обслуговування трансформаторів, навантажень споживачів, ставок податків, реальної норми дисконту та ін.

Таким чином, **метою роботи є** розробка методики, яка дозволить в процесі виконання техніко-економічного обґрунтування проєктів організації електропостачання врахувати фактичну невизначеність ряду принципів технічних і економічних показників та прийняти до уваги можливий характер їх зміни в межах горизонту планування.

**Запропонований підхід для вирішення задачі.** З огляду на наведені вище міркування, можна запропонувати наступний підхід до визначення техніко-економічних характеристик проєкту електропостачання, зокрема, обчислення дисконтованих витрат. Якщо прийняти, що розподільні трансформатори і низьковольтна мережа споруджуються за один рік, то сумарні капітальні витрати ( $K_{mp\Sigma} + K_{л\Sigma}$ ) можна виділити в окреме доданок. З метою врахування інших складових витрат, які включають в себе експлуатаційні витрати –  $z_c$  і витрати, пов'язані з відшкодуванням втрат електроенергії, здійснюється їх приведення до базисного року.

Крім цього, з огляду на, що вартість спорудження і експлуатаційного обслуговування електричної мережі залежить від площі зони, в якій розташовані споживачі, які отримують по ній електричну енергію та величини їх навантаження, то для економічної оцінки варіантів електропостачання було б доцільно використовувати безрозмірну величину, що дорівнює відношенню, наприклад, сумарних дисконтованих витрат до вартості переданої (або спожитої) електроенергії за весь розрахунковий період експлуатації системи, що проєктується. Такий підхід дає можливість порівнювати подібні варіанти організації систем електропостачання, але все ж при дещо різних їх розмірах і параметрах.

В цьому випадку цільова функція з урахуванням наведених вище міркувань може бути представлена наступним чином:

$$Z = \frac{(K_{mp} + K_{л}) + \sum_{t=1}^T \frac{z_c \cdot (1+k_c)^{t-1} + \Delta A \cdot (1+k_{\Delta})^{t-1} \cdot C_{\Delta} \cdot (1+k_e)^{t-1}}{(1+k_d)^{t-1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \cdot (1+k_A)^{t-1} \cdot C_e \cdot (1+k_e)^{t-1}}{(1+k_d)^{t-1}}}, \quad (1)$$

де  $K_{mp}$ ,  $K_{л}$  - сумарні одноразові витрати відповідно на розподільні трансформатори і спорудження низьковольтної мережі;  $z_c$  - початкові витрати на обслуговування трансформаторів і мережі;  $\Delta A$  - річні втрати електричної енергії в трансформаторах і низьковольтних мережах;  $C_e$  – вартість електроенергії в початковому році;  $A$  – сумарна електроенергія передана споживачам (або спожита ними) в початковому році;  $C_{\Delta}$  - вартість втрат електричної енергії, відповідна році проєктування,  $k_c$ ,  $k_{\Delta}$ ,  $k_A$ ,  $k_e$  - коефіцієнти, що відображають відповідно зміни витрат на обслуговування трансформаторів і низьковольтної мережі, компенсацію втрат електричної енергії в елементах системи, відпуску електроенергії в систему (або її споживання), вартості електричної енергії, а  $k_d$  - коефіцієнт дисконтування.

В (1) можна виділити дві групи параметрів. Розглянемо можливість їх визначення в контексті завдання обґрунтування оптимальної номінальної потужності трансформаторів і кількості трансформаторних підстанцій (ТП), при організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового характеру.

До першої групи належать фізичні характеристики, які визначаються їх станом на початковий етап проєктування. Умовно вони можуть бути задані детермінованими величинами.

Так, капітальні витрати повинні враховувати витрати на обладнання (трансформатори, комутаційні апарати, будови, засоби захисту, автоматики й обліку, кабелі, електротехнічну арматуру) і на будівельно-монтажні роботи. В принципі ці компоненти витрат ( $K_{mp}$  и  $K_{л} = \kappa_{0кл} \times L_{кл}$ ), а також експлуатаційні витрати ( $z_c$ ) допустимо оцінити на підставі рекомендацій [2], де наведені укрупнені вартості ТП -  $K_{mp}$  і одного кілометра кабельних ліній -  $\kappa_{0кл}$

Витрати, пов'язані з відшкодуванням втрат електроенергії  $\Delta A$  обумовлені втратами активної потужності, які нехтуючи реактивним навантаженням і використовуючи метод числа годин найбільших втрат можна оцінити таким чином:

- в лініях низької напруги, що живлять зосереджене навантаження  $P_{max}$

$$\Delta A = \frac{P_{\max}^2}{U_n^2} \times R_n \times \left( 0,124 + \frac{A}{P_{\max}} \times 10^{-4} \right) \times 8760;$$

- в розподільних трансформаторах

$$\Delta A = \Delta P_{xx} \times T_{вкл} + \Delta P_{кз} \times \left( \frac{P_{mp}}{S_{нmp}} \right)^2 \left( 0,124 + \frac{A}{P_{\max}} \times 10^{-4} \right) \times 8760.$$

Другу групу параметрів представляють коефіцієнти, що характеризують динаміку і характер зміни ряду технічних і економічних показників. Їх оцінка є суттєво більш складним завданням в зв'язку з відсутністю переконливої довгострокової статистики для можливості відповідного аналізу.

В цьому випадку тенденції зміни зазначених показників в межах горизонту планування можна оцінити виходячи з досвіду проектувальників, наявних обмежених статистичних даних, результатів аналітичного аналізу перспективи розвитку економіки країни в цілому і окремих її галузей. При цьому є можливість тільки орієнтовної оцінки передбачуваних значення відповідних параметрів, наприклад, у вигляді інтервалу їх можливих значень. Також будемо вважати, що їх зміна в часі, з огляду на відсутність необхідних досліджень, підпорядковується показовому закону  $\left( 1 + \left[ \underline{k}, \bar{k} \right] \right)^{t-1}$ .

Беручи до уваги всі наведені вище міркування, для розрахунку відносної величини дисконтованих витрат, включаючи витрати на придбання та монтаж трансформаторів і кабельних ліній, їх обслуговування, компенсацію втрат електричної енергії холостого ходу, навантажувальних втрат в трансформаторах, низьковольтних лініях, та з огляду на те, що в межах кожного варіанти всі розподільні трансформатори і низьковольтні лінії мають ідентичні параметри і практично однакове навантаження, а також припустивши, що відпуск електроенергії (її споживання) змінюється пропорційно зміні навантаження споживачів, вираз (1) може бути представлено у вигляді п'яти відповідних складових наступним чином:

$$\begin{aligned} Z = & \frac{K_{mn\Sigma} + K_{n\Sigma}}{\sum_{t=1}^T \frac{A \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T z_c \times (1 + k_c)^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T A \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T n_{mp} \times \Delta P_{xx} \times 8760 \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T A \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1} \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T n_{mp} \times \Delta P_{кз} \times \left\{ \frac{P_{mp \max} \left[ 1 + \left( \underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{S_{нmp}} \right\}^2 \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right\}^2 \times 8760 \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^T n_n \times \left\{ \frac{P_n \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_s, \bar{k}_s \right) \right]^{t-1}}{U_n} \right\}^2 \times R_n \times 10^{-3} \times \left\{ 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right\} \times 8760 \times C_e \times \left[ 1 + \left( \underline{k}_e, \bar{k}_e \right) \right]^{t-1}}{\left[ 1 + \left( \underline{k}_d, \bar{k}_d \right) \right]^{t-1}}, \end{aligned} \quad (2)$$

де  $n_{mp}$ ,  $n_{кл}$  - кількість розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній;  $C_e$  - вартість електроенергії в початковому році;  $A$  - сумарна електроенергія передана споживачам (або спожита ними) в

початковому році;  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$  - паспортні дані розподільних трансформаторів,  $P_{mp\max}$ ,  $P_{л\max}$  - максимальні навантаження розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній;  $T_{\max}$  - час використання максимуму навантаження;  $(\underline{k}_s, \bar{k}_s)$ ,  $(\underline{k}_e, \bar{k}_e)$ ,  $(\underline{k}_d, \bar{k}_d)$ ,  $(\underline{k}_c, \bar{k}_c)$  - інтервальні оцінки динаміки зміни відповідно максимальної величини електричних навантажень, вартості електроенергії, коефіцієнта дисконтування і експлуатаційних витрат.

Крім цього, при формуванні виразу (2), було зроблено припущення, що в межах кожного варіанта всі розподільні трансформатори і низьковольтні лінії мають ідентичні параметри і практично однакове навантаження, а відпуск електроенергії (її споживання) змінюється пропорційно зміні навантаження споживачів.

Подальший аналіз варіантів побудови систем електропостачання з використанням трансформаторів різної номінальної потужності, по суті, зводиться до порівняння отриманих інтервальних оцінок відносних значень дисконтованих витрат. Концептуальна складність даної задачі як і більшості інших завдань, пов'язаних з урахуванням невизначеності вихідної інформації, полягає у відсутності єдиного загальноприйнятого підходу до їх вирішення.

На перший погляд, найбільш природним виглядає безпосередній розрахунок дисконтованих витрат з використанням математичного апарату інтервального аналізу [3]. В цьому випадку принциповим моментом є вибір процедури порівняння між собою отриманих інтервальних значень відносних дисконтованих витрат. Якщо інтервальні оцінки не перетинаються, то рішення на користь тієї чи іншої альтернативи буде очевидним. Основна складність полягає в порівнянні інтервалів, які перетинаються (рис. 1). У технічній літературі можна знайти декілька різних підходів до реалізації зазначеного завдання [4] - [6], кожен з яких має свої переваги, але і не позбавлений ряду недоліків.

У цьому плані одним з найбільш універсальних є алгоритм запропонований в роботі [7], який не тільки дозволяє у всіх ситуаціях здійснити порівняння інтервалів, але паралельно визначає і ймовірність (P) виконання цієї умови, тобто по суті ступінь довіри до отриманого результату.

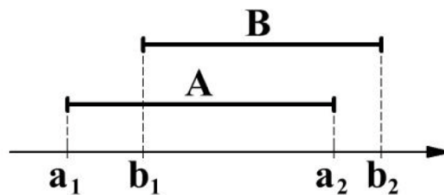


Рис 1 Порівняння інтервальних оцінок

Дані обчислення виконуються у відповідності з наступними правилами:

$$1. \text{ Якщо } b_1 \geq a_1 \wedge b_2 \leq a_2, \text{ то } P(B \supset A) = \frac{b_1 - a_1}{a_2 - a_1} + \frac{1}{2} \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1}, \quad P(A = B) = \frac{b_2 - b_1}{a_2 - a_1};$$

$$2. \text{ Якщо } a_1 \geq b_1 \wedge a_2 \leq b_2, \text{ то } P(B \supset A) = \frac{b_2 - a_2}{b_2 - b_1} + \frac{1}{2} \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1}, \quad P(A = B) = \frac{a_2 - a_1}{b_2 - b_1};$$

$$3. \text{ Якщо } b_1 \geq a_1 \wedge b_2 \geq a_2 \wedge b_1 \leq a_2, \quad \text{то} \quad P(B \supset A) = 1 - \frac{1}{2} \frac{(a_2 - b_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)}$$

$$P(A = B) = \frac{(a_2 - b_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)};$$

$$4. \text{ Якщо } a_1 \geq b_1 \wedge a_2 \geq b_2 \wedge a_1 \leq b_2, \text{ то } P(B \supset A) = 1 - \frac{1}{2} \frac{(b_2 - a_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)}$$

$$P(A = B) = \frac{(b_2 - a_1)^2}{(a_2 - a_1)(b_2 - b_1)} \quad (3)$$

З метою ілюстрації можливості застосування даного підходу порівняємо три варіанти організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового призначення, відповідно з використанням

трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА, 630 кВА, і 400 кВА. Всі розглянуті варіанти характеризуються однаковим рівнем надійності електропостачання (застосовуються двотрансформаторні підстанції з автоматичним включенням резерву (АВР) на стороні низької напруги і низьковольтні мережі, побудовані за двопроточною схемою), близькими за величиною коефіцієнтами завантаження трансформаторів ( $K_s \approx 0,7$ ) і схожою щільністю навантаження в зоні електропостачання (близько 10 МВт/км<sup>2</sup>). Очевидно, що в цих умовах обсяг навантаження (а, відповідно, і рівень електроспоживання за розрахунковий період) в кожному з аналізованих варіантів можуть дещо відрізнятися. Однак вплив даного чинника при проведенні техніко-економічного порівняння варіантів побудови системи електропостачання нівелюється за рахунок використання у відповідних розрахунках (2) нормованих (за сумарною вартістю спожитої за розрахунковий період електроенергії) значень дисконтованих витрат.

Таким чином, перший варіант передбачає використання 1 ТП з двома трансформаторами потужністю по 1000 кВА для електропостачання 14 ідентичних споживачів з сумарним навантаженням 1400 кВт.

У другому варіанті передбачається розміщення двох двотрансформаторних ТП з трансформаторами потужністю 630 кВА для електропостачання 18 умовних комунально-побутових споживачів з сумарним навантаженням потужність 1800 кВт.

У третьому варіанті планується застосування трьох двотрансформаторних ТП з трансформаторами потужністю 400 кВА для електропостачання 16 споживачів з сумарним навантаженням 1600 кВт.

Для прийнятої щільності навантаження (близько 10 МВт на 1 км<sup>2</sup>) зона електропостачання для кожної ТП за різними варіантами складе:

$$F_1 = 0,14 \text{ км}^2, F_2 = 0,09 \text{ км}^2, F_3 = 0,053 \text{ км}^2.$$

Умовно зазначені зони електропостачання можна представити у вигляді кіл з радіусами, відповідно,  $r_1 \approx 210$  м,  $r_2 \approx 170$  м,  $r_3 \approx 130$  м.

З огляду на те, що споживачі можуть розташовуватися як в безпосередній близькості від ТП, так і на периферії зони її обслуговування, усереднену довжину низьковольтних ліній для кожного з варіантів можна орієнтовно оцінити як половина відповідного радіуса. Тоді маємо:

$$L_1 = 105 \text{ м}, L_2 = 85 \text{ м}, L_3 = 65 \text{ м}.$$

Згідно [2] і прийнявши, що всі низьковольтні лінії виконані кабелем АВВГ 4х120 ( $r_0 = 0,27$  Ом/км,  $x_0 = 0,06$  Ом/км.), одноразові капітальні вкладення в спорудження ТП і низьковольтних мереж за окремими варіантами можна задати такими величинами:

$$K_{ТП1} = 2798000 \text{ грн}; K_{кл1} = 1650208 \text{ грн}; K_{ТП2} = 3260000 \text{ грн}; K_{кл2} = 1701360 \text{ грн};$$

$$K_{ТП3} = 3801000 \text{ грн}; K_{кл3} = 1156480 \text{ грн}.$$

Відповідні параметри трансформаторів, які плануються до використання, мають такі значення:

$$\text{ТМ 1000: } \Delta P_{xx} = 1,55 \text{ кВт}, \Delta P_{кз} = 10,8 \text{ кВт}; \text{ТМ 630: } \Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}, \Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$\text{ТМ 400: } \Delta P_{xx} = 0,83 \text{ кВт}, \Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт}.$$

Припустимо, що всі споживачі (потужність кожного з яких складає 100 кВт) за характером електроспоживання ідентичні і для них можна прийняти  $T_{\max} = 3000$  год. Вони живляться від двох вводів, кожен з яких забезпечує 50% сумарного навантаження споживача ( $P_{л\max}$ ).

При цьому навантаження всіх трансформаторних підстанцій ідентичні і у варіанті з трансформаторами номінальною потужністю 1000 кВА становлять 1400 кВт ( $P_{mp\max} = 700$  кВт); у варіанті з трансформаторами потужністю 630 кВА мають навантаження 900 кВт ( $P_{mp\max} = 450$  кВт); у варіанті з трансформаторами номінальною потужністю 400 кВА від двох ТП живляться по 5 споживачів і їх навантаження складає 500 кВт ( $P_{mp\max} = 250$  кВт), а від одного ТП - по 6 споживачів з навантаженням 600 кВт ( $P_{mp\max} = 300$  кВт).

Нехтуючи витратами на обслуговування низьковольтних кабельних ліній, витрати на технічне обслуговування для розглянутих варіантів складуть [8]

$$\text{- при орієнтації на трансформатори потужністю 1000 кВА, } z_{c1} = 8436 \text{ грн};$$

$$\text{- для варіанту з трансформаторами потужністю 630 кВА, } z_{c2} = 16872 \text{ грн};$$

$$\text{- для варіанту з трансформаторами потужністю 400 кВА, } z_{c3} = 25308 \text{ грн}.$$

Вартість електроенергії згідно [9] на момент проектування приймаємо 2,3 грн/кВт год.

Для реалізації подальших розрахунків будемо вважати, що максимальне навантаження протягом розрахункового періоду може як зростати, так і знижуватися, наприклад, в результаті реалізації відповідних енергозберігаючих заходів  $k_s = [-0,01; 0,03]$ , щорічне зростання вартості електроенергії може становити від 5 до 15 відсотків ( $k_e = [0,05; 0,15]$ ), з огляду на відсутність переконливих підстав для однозначного визначення коефіцієнта дисконтування, задамо його інтервального величиною  $k_d = [0,12; 0,15]$ .

Розрахунки, виконані на підставі правил інтервального арифметики відповідно до (2), дали такі результати:

При розрахунковому періоді 5 років відносні дисконтовані витрати при використанні трансформаторів потужністю 1000 кВА складуть  $Z = [0,094; 0,136]$ , для варіанта з трансформаторами потужністю 630 кВА вони дорівнюватимуть  $Z = [0,0835; 0,1217]$ , а при орієнтації на трансформатори потужністю 400 кВА -  $Z = [0,0944; 0,1372]$ . Аналогічні показники при розрахунковому періоді 10 років будуть відповідно мати наступні значення: для трансформаторів 1000 кВА -  $Z = [0,0434; 0,1057]$ , для трансформаторів 630 кВА -  $Z = [0,039; 0,0969]$ , для трансформаторів 400 кВА -  $Z = [0,0442; 0,1087]$ . При орієнтації на 20-річний розрахунковий період зазначені показники складуть: для трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА  $Z = [0,0167; 0,1286]$ , для трансформаторів номінальною потужністю 630 кВА  $Z = [0,0152; 0,122]$  і для трансформаторів номінальною потужністю 400 кВА  $Z = [0,0172; 0,1334]$ .

На підставі (3) легко переконатися в наступному. Якщо при розрахунковому періоді 5 років, імовірність того, що використання трансформаторів потужністю 630 кВА з точки зору дисконтованих витрат є краще застосування трансформаторів потужністю 1000 кВА становить  $P = 0,76$ , то аналогічний показник при розрахунковому періоді 20 років буде дорівнює  $P = 0,54$ . Відповідно ймовірності того, що зазначені результати будуть раціональними в першому випадку становить  $P = 0,48$ , а у другому -  $P = 0,93$ .

Таким чином, очевидно, що в міру збільшення розрахункового періоду різниця інтервальних оцінок дисконтованих витрат за окремими варіантами буде помітно знижуватися. Отримані результати свідчать про те, що розглянутий підхід до вибору оптимальної потужності розподільних трансформаторів з урахуванням динаміки зміни техніко-економічних показників в процесі їх експлуатації протягом розрахункового періоду не дозволяє прийняти переконливого рішення.

Тут також необхідно підкреслити, що ступінь невизначеності розглянутих цільових функцій знизити дуже складно, тому що на її рівень, крім характеру вихідних даних, істотно впливатиме не тільки властивість арифметичних операцій з інтервальними числами, а і, так званий, фактор залежності («dependency» problem) [3], беручи до уваги, що в (2) одні й ті ж змінні фігурують декілька разів.

Усунення впливу фактора залежності, що дозволило б знизити рівень невизначеності інтервального оцінки дисконтованих витрат, можливо за рахунок використання для відповідних обчислень універсальної арифметики Хансена [10].

Суть запропонованого Хансеном підходу полягає в наступному. Будь-яка інтервальна величина  $X[x, \bar{x}]$  має бути представлена у вигляді  $X = y + c$ , де  $y = \frac{x + \bar{x}}{2}$ ,  $c = \frac{\bar{x} - x}{2}$ , що дозволяє довільну точку з інтервалу  $x \in [x, \bar{x}]$  представити у вигляді  $x = y + \alpha$ , де  $\alpha \in [-c, c]$ . В цьому випадку для інтервального вектора  $X = ([X_1], \dots, [X_n])^T$   $j$ -ий інтервал в узагальненій інтервального формі представляється в такий спосіб:

$$\begin{aligned} [X_j] &= [y_j] + [0,0] \times \alpha_1 + \dots + [0,0] \times \alpha_{j-1} + [1,1] \times \alpha_j + [0,0] \times \alpha_{j+1} + \dots + [0,0] \times \alpha_n = \\ &= [y_j] + [1,1] \times \alpha_j \quad (4) \end{aligned}$$

На підставі цього виразу інтервальне значення функції, яка залежить від  $n$  змінних, кожна з яких представлена у формі (4), визначається наступним чином:

$$X_i = Y_i + \sum_{i=1}^n \alpha_i \times Z_{ir} \quad (5)$$

В (5)  $Y_i, Z_{ir}, i, r = 1, \dots, n$  - інтервали;  $\alpha_r \in [-c_r, c_r]$ ;  $Z_{ir} = [1,1], Z_{ir} = [0,0], i \neq r$ .

Хансеном на основі наведеної залежності були запропоновані формули для виконання основних арифметичних операцій з узагальненими інтервалами.

Разом з тим, в роботі [11] було показано, якою мірою збільшується складність і обсяг обчислень, пов'язаних з визначенням дисконтованих витрат, при використанні узагальненої арифметики Хансена, навіть в тому випадку, коли в інтервальному вигляді задається тільки коефіцієнт дисконтування.

Дані обставини вимагають застосування альтернативного підходу, до врахування невизначеності інформації для прийняття економічно обґрунтованих рішень при проектуванні СЕП.

Найбільш поширеним і застосовуваним на практиці підходом до прийняття рішень в умовах невизначеності є використання теорії ігор [12], [13].

Початковим кроком реалізації ігрового підходу до вибору оптимального рішення є формування, так званої, платіжної матриці. Припустимо, ми маємо  $m$  ( $i = 1, \dots, m$ ) можливих альтернативних рішень (стратегій), а природа може перебувати в одному з  $n$  ( $j = 1, \dots, n$ ) станів. В цьому випадку елементи платіжної матриці  $e_{ij}$  відображають виграш гравця (особи, що приймає рішення) в разі вибору їм  $i$ -ої стратегії (рішення) при  $j$ -тім стані природи (наборі вихідних даних).

Однак тут необхідно врахувати, що в розглянутій задачі ряд зовнішніх факторів, що визначають стан природи, не є детермінованими, а задаються у вигляді інтервалів їх можливих значень.

Загальною властивістю подібних завдань є необхідність варіювання окремими величинами вихідних даних. При цьому слід враховувати, що зіставлятися між собою можуть варіанти тільки при одному і тому ж поєднанні даних [13].

Таким чином, беручи до уваги, що при вирішенні даної задачі декілька параметрів представлені інтервальними величинами, дана процедура, по суті, зводиться до дискретизації задачі. При цьому від того наскільки вдало вибрані комбінації вихідних даних залежить повнота і достовірність подальшого аналізу. Необхідно, щоб відібрані представницькі точки  $x_i$  деякої безперервної множини  $[\underline{x}, \bar{x}]$  були рівномірно розподілені в межах області варіювання факторів [14].

В зазначеній роботі було показано, що при можливості реалізації відносно невеликого числа розрахунків, найбільш повний і рівномірний аналіз всієї багатовимірної області допустимих значень параметрів досягається при використанні, так званих, ЛП<sub>т</sub> послідовностей. В цьому випадку для дискретизації задачі служать числа, що належать ЛП<sub>т</sub> послідовності, які обчислюються на основі запропонованого в [15] спеціального алгоритму, який дозволяє отримати точки  $Q_i$ , з координатами  $q_{ij}$ ,  $i=1, \dots, I, j=1, \dots, J$ , які утворюють рівномірно розподілені послідовності в одиночному  $n$ -вимірному кубі  $K^n$ . В Таб. 1 в якості прикладу наведено ряд чисел, які належать ЛП<sub>т</sub> послідовності.

Таблиця 1 Значення чисел ЛП<sub>т</sub> послідовності ( $q_{ij}$ ) для 8 параметрів ( $i = 8$ ) і 10 станів природи ( $j = 10$ )

$i \setminus j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,5	0,25	0,75	0,125	0,625	0,375	0,875	0,0625	0,5625	0,3125
2	0,5	0,75	0,25	0,625	0,125	0,875	0,375	0,9375	0,4375	0,1875
3	0,5	0,25	0,75	0,875	0,375	0,625	0,125	0,6875	0,1875	0,9375
4	0,5	0,75	0,25	0,875	0,375	0,125	0,625	0,3125	0,8125	0,5625
5	0,5	0,25	0,75	0,625	0,125	0,875	0,375	0,1875	0,6875	0,4375
6	0,5	0,76	0,25	0,125	0,625	0,875	0,375	0,5625	0,5625	0,8125
7	0,5	0,25	0,75	0,375	0,875	0,125	0,625	0,4375	0,9375	0,1875
8	0,5	0,75	0,25	0,375	0,875	0,625	0,125	0,5625	0,0625	0,3125

В цьому випадку при заповненні платіжної матриці (виконанні розрахунків відповідно до (2)) дискретизовані значення відповідних параметрів ( $k_{ij}$ ) будуть визначатися в такий спосіб

$$k_{ij} = \underline{k}_j + q_{ij} (\bar{k}_j - \underline{k}_j), i = 1, \dots, I, \quad j = 1, \dots, J(4)$$

Основний метод, що дозволяє вибрати оптимальну альтернативу на основі аналізу платіжної матриці полягає в завданні деякої гіпотези, про поведінку середовища, що дозволяє надати кожній альтернативі певну оцінку, що дає інструмент для їх порівняння. При цьому будь-яка платіжна матриця  $\|e_{ij}\|$  в кінцевому підсумку зводиться до одного стовпцю. Таким чином, кожному варіанту (альтернативі) приписується деякий результат  $e_{ij}$ , що характеризує, в цілому, все наслідки цього рішення. Критерії Вальда, Максимін, Лапласа, Севіджа, а також, так звані складові оціночні характеристики (Гурвіца, Ходжа-Лемана, Гермейера) є найбільш поширеними при порівнянні альтернатив і вибору найкращої з них [16]. При цьому, в загальному випадку, оптимальні рішення, отримані на підставі зазначених критеріїв, можуть не збігатися, тому що всі ці критерії спираються на різні гіпотези щодо поведінки середовища.

Звернемося до розглянутого вище прикладу. Використовуючи розрахункову модель (2) і на підставі сформованих відповідно до (4) для 10 станів природи ЛП<sub>т</sub> послідовностей була сформована і проаналізована відповідно до зазначених вище критеріями теорії ігор платіжні матриці (Таб. 2), відповідно, для варіантів застосування трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВА, 630 кВА і 400 кВА.

#### Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити наступні висновки

Облік динаміки зміни ряду техніко-економічних показників в межах горизонту планування, зокрема таких як величина експлуатаційних витрат, рівень споживання електроенергії та її вартість, впливають на прийняття рішення при розгляді завдання обґрунтування оптимальної потужності розподільних трансформаторів на основі порівняння дисконтованих витрат відповідних кожному з розглянутих проектів. Зокрема, при розрахунковому періоді 5 років відповідно практично з усіма використовуваними критеріями теорії ігор перевага віддається варіанту застосування трансформаторів номінальною потужністю 630 кВА.

При розрахунковому періоді 10 років варіанти використання трансформаторів потужністю 630 кВА і 1000 кВА відповідно до згаданих критеріями прийняття рішень можна вважати рівноеконімічними.

Таблиця 2 Платіжна матриця

Стан припрди	Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років	T=5 років	T=10 років	T=20 років
1	106,798	64,458	43,506	108,476	65,538	44,220	104,415	64,358	44,283
2	96,704	55,064	34,690	105,171	59,295	36,702	92,347	54,069	34,937
3	117,807	75,488	55,414	111,490	72,012	53,247	117,769	76,684	57,092
4	99,729	59,226	38,884	108,232	63,823	41,484	110,687	66,214	43,782
5	107,264	64,017	42,655	101,043	60,947	41,072	100,499	61,629	42,133
6	111,084	70,836	51,919	121,346	76,881	55,872	113,093	72,971	53,812
7	109,678	64,673	42,191	104,459	62,160	40,962	94,225	57,895	39,516
8	101,726	62,206	42,756	116,646	70,409	47,566	109,400	67,496	46,600
9	103,384	60,029	38,466	103,195	60,103	38,587	93,568	56,239	37,369
10	100,983	59,396	39,040	99,856	58,985	38,884	110,663	65,357	42,728
max	117,807	75,488	55,414	121,346	76,881	55,872	117,769	76,684	57,092
min	96,704	55,064	34,690	99,856	58,985	36,702	92,347	54,069	34,937
med	105,516	63,696	42,951	107,991	65,015	43,86	104,667	64,291	44,252
(max+min)/2	107,256	65,276	45,052	110,601	67,933	46,287	105,058	65,377	46,015
min r	21,103	20,424	20,724	21,49	17,896	19,17	25,422	22,615	22,155

При розрахунковому періоді 20 років у відповідності з усіма розглянутими критеріями прийняття рішень в якості оптимального слід розглядати варіант застосування трансформаторів потужністю 1000 кВА.

При цьому важливо підкреслити, що при детермінованому завданні всіх вихідних даних і без урахування динаміки їх зміни, оптимальним вважався б варіант застосування трансформаторів номінальною потужністю 400 кВА.

**Висновок:** запропонований в статті метод, що дозволяє врахувати як динаміку зміни ряду техніко-економічних характеристик проектів протягом розрахункового періоду, так і невизначеність, пов'язану з прогнозуванням даних характеристик, може служити ефективним інструментом, що дозволяє проектувальникам проаналізувати і обґрунтувати найбільш економічні варіанти організації електропостачання різних за складом, структурою, і характером розміщення груп споживачів.

#### Список використаної літератури

1. Афанасьев А.П., Гринкруг М.С., Ткачева Ю.И. Определение местоположения трансформаторных подстанций в сети электроснабжения низкого напряжения с помощью кумулятивной матрицы геодезических дистанций, Russian Internet Journal of Electrical Engineering, 2014, Vol. 1, no. 2, pp. 17-20.
2. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми (зі змінами), Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр електроенергетики» Державного підприємства «Національна енергетична компанія Укренерго», Київ, 2018 р.
3. Ramon E. Moore; Interval Analysis; Prentice Hall; 1966, 159 pp.
4. H. Ishibuchi, H. Tanaka, Multiobjective programming in optimization of the interval objective function, Eur. J. Oper. Res. V. 48 Issue 2, 1990, p. 219–225.
5. Sengupta A, Pal T, K. (2009) Fuzzy preference ordering of interval numbers in decision problems. Springer, Berlin, 238 p.
6. B. Q. Hu and S. Wang. A novel approach in uncertain programming part i: New arithmetic and order relation for interval numbers. Journal of Industrial and Management Optimization, 2(4):351–371, 2006.
7. Sevastianov P, Róg P and Karczewski K.A. Probabilistic approach to fuzzy and crisp interval ordering task, Task Quarterly, V. 7, No. 1, 2003, 147-156.
8. dtec-kem.com.ua/ckeditor\_assets/dd-ee/2016/OOE\_E Dohovir Fiz.osoba.pdf.
9. <https://vse.energy/news/pec-news/electro/915-ee-price-2019-i-vi>.
10. Hansen E. A generalized interval arithmetic / E. Hansen // In interval mathematics: [Ed. By K. Nickel]. Interval Mathematics, Lecture Notes in Computer Science. V. 29. – 1975, - p. 7-18.
11. В. А. Попов, Е. С Ярмолюк, і Саїд Банузаве Сахрагард, «Особливості застосування інтервального аналізу під час вибору оптимальних варіантів» Вісник Вінницького політехнічного інституту, № 1, с. 171–174, 2012.
12. Вентцель Е. С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. М.: Наука, 1988, 206 с.
13. Гермейер Ю. Б. Игры с непротивоположными интересами. – М.: Наука, 1976. – 328 с.



14. Соболев И. М., Статников И. Р. Выбор оптимальных параметров в задачах с многими критериями. – М.: Наука, 1981, 107 с.  
15. Соболев И. М., Левитан Ю.Л. Получение точек, равномерно расположенных в многомерном кубе. – М.: 1976. – 37 с. (Препринт/Институт прикладной математики АН СССР, № 40).  
16. Карлин С. Математические методы в теории игр, программировании, экономике. М.: Мир, 1964, 837 с.

**V. Popov**, Dr. Eng. Sc., ORCID 0000-0003-3484-4597  
**O. Yarmoliuk**, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0001-8571-2573  
**V. Tkachenko**, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-4528-7661  
**I. Frolov**, Msc  
**V. Usatenko**, Msc  
National Technical University of Ukraine  
“Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

## **FEATURES OF TECHNICAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION OF DECISIONS IN PROSPECTIVE PLANNING OF POWER SUPPLY SYSTEMS**

*Feasibility study is an important tool that is actively used to substantiate the best options in the design of various power facilities. The example of the problem of choosing the nominal power of distribution transformers shows that in solving this problem, given the rather long planning horizon, it is necessary to take into account the uncertainty of at least such factors as the nature and dynamics of electricity cost, loads, operating cost. Due to the lack of sufficient statistics, it is proposed to set the appropriate parameters in the form of intervals of the possible values. As a result, A will also be represented as an interval value. In this case, when comparing the discounted costs corresponding to different alternatives, the main difficulty lies in choosing a procedure for comparing interval values. There are several approaches to comparing overlapping intervals. It is shown that with an increase in the planning horizon, the probability of distinguishable intervals decreases sharply. This makes it difficult to make well grounded decisions about the preference of one of the options. The possibility of using the apparatus of interval analysis in focusing on both traditional arithmetic operations and generalized Hansen interval arithmetic (which allows one to reduce the uncertainty when performing arithmetic operations) for this purpose is analyzed. It is substantiated that a more effective approach in this case is to use the apparatus of game theory. In order to discretize the problem,  $\Pi\Pi$  sequences were used that permits one to select points most uniformly distributed in the  $n$ -dimensional cube. A series of experimental calculations was performed, in which it was shown that considering the factor of information uncertainty significantly affects the justification of the optimal nominal power of distribution transformers in the design of power supply systems.*

**Keywords:** distribution transformers, information uncertainty, interval analysis, game theory

### **REFERENCES**

1. Afanasyev A.P., Grinkrug M.S., Tkacheva Yu.I. Locating transformer substations in the low voltage power supply network using the cumulative geodetic matrix distances, Russian Internet Journal of Electrical Engineering, 2014, Vol. 1, no. 2, pp. 17-20.
2. SOU-N MEV 45.2-37471933-44: 2011 Enlargement of indicators of productivity of production from 6 kV to 150 kV and power lines from 0.38 kV to 150 kV. Norms (with wines), Vidokremlenii pidrozdil "Science and Technology Center for Power Engineering" of the State Enterprise "National Energy Company Ukrenergo", Kiev, 2018 p.
3. Ramon E. Moore; Interval Analysis; Prentice Hall; 1966, 159 pp.
4. H. Ishibuchi, H. Tanaka, Multiobjective programming in optimization of the interval objective function, Eur. J. Oper. Res. V. 48 Issue 2, 1990, p. 219-225.
5. Sengupta A, Pal T, K. (2009) Fuzzy preference ordering of interval numbers in decision problems. Springer, Berlin, 238 p.
6. B. Q. Hu and S. Wang. A novel approach in uncertain programming part i: New arithmetic and order relation for interval numbers. Journal of Industrial and Management Optimization, 2 (4): 351–371, 2006.
7. Sevastianov P, Róg P and Karczewski K A Probabilistic approach to fuzzy and crisp interval ordering task, Task Quarterly, V. 7, No. 1, 2003, 147-156.
8. dtec-kem.com.ua/ckeditor\_assets/dd-ee/2016/OOE\_E Dohovor Fiz.osoba.pdf.
9. <https://vse.energy/news/pec-news/electro/915-ee-price-2019-i-vi>.
10. Hansen E. A generalized interval arithmetic / E. Hansen // In interval mathematics: [Ed. By K. Nickel]. Interval Mathematics, Lecture Notes in Computer Science. V. 29. - 1975, - p. 7-18.

11. V. A. Popov, E. S Yarmolyuk, i Said Banuzade Sakhrgard, "The peculiarities of the interval analysis for an hour to choose the optimal options, "Bulletin of the Vinnytsia Polytechnic Institute, No. 1, p. 171-174, 2012.
12. Wentzel E. S. Operations Research: objectives, principles, methodology. Moscow: Nauka, 1988, 206 p.
13. Germeyer Yu. B. Games with non-opposite interests. - Moscow: Nauka, 1976 .-- 328 p.
14. Sobol IM, Statnikov IR Choice of optimal parameters in problems with many criteria. - Moscow: Nauka, 1981, 107 p.
15. Sobol I. M., Levitan Yu.L. Getting points evenly spaced in a multidimensional cube. - М .:, 1976 .-- 37 p. (Preprint / Institute of Applied Mathematics, Academy of Sciences of the USSR, No. 40).
16. Karlin S. Mathematical methods in game theory, programming, economics. М .: Mir, 1964, 837

**В.А. Попов**, д-р. техн. наук, ORCID 0000-0003-3484-4597

**Е.С. Ярмолюк**, канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-8571-2573

**В.В. Ткаченко**, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-4528-7661

**И.В. Фролов**, магистр

**В.Б. Усатенко**, магистр

Национальный технический университет Украины  
«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»

## **ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ ПЛАНИРОВАНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

*Технико-экономический анализ является важным инструментом, активно применяемым для обоснования оптимальных вариантов при проектировании различных электроэнергетических объектов. На примере задачи выбора номинальной мощности распределительных трансформаторов показано, что при решении данной задачи, учитывая достаточно длительный горизонт планирования, необходим учет неопределенности, по крайней мере, таких факторов, как характер и динамика изменения стоимости электроэнергии, величины нагрузки, эксплуатационных затрат. В связи отсутствием достаточных статистических данных предложено при расчете дисконтированных затрат задавать соответствующие параметры в виде интервалов их возможных значений. Проанализирована возможность использования для данной цели аппарата интервального анализа при ориентации как на традиционные арифметические операции, так и на обобщенную интервальную арифметику Хансена. Обосновано, что более эффективным подходом в данном случае является использование аппарата теории игр. Проведена серия экспериментальных расчетов, в которых показано, что учет фактора неопределенности информации существенно влияет на обоснование оптимальной номинальной мощности распределительных трансформаторов при проектировании систем электроснабжения.*

**Ключевые слова:** распределительные трансформаторы, неопределенность информации, интервальный анализ, теория игр.

Надійшла 23.05.2020

Received 23.05.2020