

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311.1

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.61.052>

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ КОНСТРУКЦІЇ ФАЗИ ТА ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

В.В. Кучанський^{1*}, канд. техн. наук, **Ю.Г. Лиховид^{2**}**, канд. техн. наук

¹ – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com

² – Приватне акціонерне товариство "Національна енергетична компанія "Укренерго",

вул. Симона Петлюри, 25, Київ, 01032, Україна

e-mail: re_nim_tor@ukr.net

Проаналізовано наявний спосіб вибору перерізу проводів методом інтервалу економічних кривих. Показано, що перетин проводів та конструктивні параметри ліній мають відповідати співвідношенню між витратами на спорудження та витратами на оптимізацію конструкції проводів фаз. Обґрунтовано алгоритм застосування цього методу для електропередач напругою 330 кВ, що виконуються з розщепленою фазою. Розроблено та запропоновано алгоритм пошуку струмового навантаження, за якого передбачається з мінімальними витратами перейти до застосування проводів із розщепленою фазою. Побудовано низку масивів кривих, що дає змогу вибрати переріз проводів, та умови, за яких необхідно розщеплювати провід фази. Наведено алгоритми вибору економічно доцільних перерізів проводів та методу визначення умов рентабельності повітряних ліній електропередач мереж. Проведено оптимізацію перерізу та конструкції фаз ліній та визначено умови доцільного розщеплення фаз та застосування ліній підвищеної натуральної потужності. Застосовано метод найменших квадратів для апроксимації нижньої обвідної. Бібл. 9, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: повітряна лінія електропередач, струмові економічні інтервали, хвильовий опір, натуральна потужність, джерело реактивної потужності, керовані та некеровані шунтувальні реактори, апроксимація, метод найменших квадратів.

Перспективне проектування електричних мереж полягає в обґрунтуванні схем розвитку, виборі складу і параметрів вхідних у них об'єктів і термінів їхнього спорудження. Завдання оптимізації схем мережі полягає в забезпеченні мінімуму витрат на спорудження й експлуатацію всіх електромережових об'єктів за умови дотримання нормованих вимог до якості та надійності електропостачання [9]. Як критерій оптимальності для розв'язання задачі оптимізації розвитку електричної мережі в загальній практиці використовують суму динамічних дисконтованих витрат за всіма елементами мережі такого вигляду:

$$B_D = \sum_t^T (B_{\Sigma t} + K_t - K_{лікв}) / (1 + E)^t, \quad (1)$$

де t – рік фактичного здійснення витрат; $B_{\Sigma t}$, K_t – капіталовкладення і щорічні витрати на рік t розрахункового періоду; E – норма дисконту ($E=0,1$); T – тривалість періоду будівництва з витратами, що змінюються, за межами якого капіталовкладення не здійснюються і щорічні витрати постійні.

Оскільки ліквідаційна вартість пропорційна первісним капіталовкладенням, то величина $B_{ДС}$ залежить лише від двох основних економічних параметрів – вартості спорудження ($K_{спор}$) та сумарних щорічних експлуатаційних видатків ($B_{експл}$), до складу яких поряд з витратами на обслуговування та ремонт ($B_{обсл}$) входять і витрати на відшкодування втрат електроенергії ($B_{втрати}$):

$$B_{\Sigma t} = B_{обсл} + B_{втрати} \cdot$$

Умова оптимальності формулюється у вигляді мінімуму суми динамічних дисконтованих витрат за всіма елементами мережі:

$$B = \sum_{i \in m} B_i . \quad (2)$$

У складі елементів мережі розрізняють лінії електропередач. Кожен елемент характеризується низкою параметрів, серед яких можуть бути, наприклад, напруга, перетин і число кіл ліній електропередач (ЛЕП), потужність, кількість трансформаторів підстанцій. Зазначені параметри є дискретними, що спричинює істотні складнощі під час розв'язання такої задачі оптимізації. Всі ці параметри можуть бути представлені функціями потоку потужності по ЛЕП. Тому під час проектування для скорочення розмірності виконуваного завдання доцільно їх вилучити з незалежних змінних. Для вилучення може бути застосований метод економічних інтервалів, за використання якого дисконтовані витрати i -ої гілки електричної мережі під час передавання по ній потоку потужності P ; записуються у вигляді:

$$B_i(P_i) = \min[B_{i1}(P_i), B_{i2}(P_i), \dots, B_{iv}(P_i), \dots, B_{iV}(P_i)], \quad (3)$$

де V – загальна кількість варіантів технічного виконання i -ої гілки

Витрати в лінію електропередач визначаються за виразом:

$$B_v = B_{v0} l, \quad (4)$$

де l – довжина лінії; B_{v0} – дисконтовані витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перетином S_v

$$B_{v0} = \frac{p_a \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot E} r_{0v} B_e \tau, \quad (5)$$

де E – норма дисконту; p_a – щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ЛЕП; K_{v0} – капіталовкладення в одиницю довжини лінії перетином S_v ; U_H – номінальна напруга; $\cos \varphi$ – середнє значення коефіцієнта потужності для цього класу напруги; r_{0v} – погонний активний опір лінії перетином S_v ; B_e – питома вартість втрат електроенергії; τ – число годин максимальних втрат.

Функція може бути представлена у вигляді:

$$B_{v0} = a_{v0} + b_{v0} P^2, \quad (6)$$

де a_{v0} , b_{v0} – коефіцієнти парабол.

Аналогічні функції можуть бути записані для всіх $V = 1, 2, \dots$. Тоді відповідно до умови мінімуму витрат у лінію функція оптимальних витрат в ЛЕП є такою, що являє собою нижню обвідну сімейства парабол, кожна з яких побудована для одного з допустимих перетинів. Для наявних ліній електропередач постійна частина витрат у процесі оптимізації не змінюється і тому може бути виключена з цільовою функції. Функція витрат у лінію в цьому випадку проходить через початок координат.

Аргумент функції оптимальних дисконтованих витрат – потужність лінії, тому використання цієї функції у разі оптимізації розвитку мережі дає змогу виключити переріз лінії з-поміж незалежних змінних. У цьому випадку переріз може бути знайдено по заданій потужності за допомогою економічних інтервалів. Аналогічно виключається зі складу незалежних змінних число паралельних кіл ЛЕП. Для ЛЕП напругою 330 кВ p_a – щорічні відрахування на ремонт і обслуговування $p_a = 0,009$ [1/год]. Початкові дані зводимо в таблицю.

Визначаємо B_0 – дисконтовані витрати на спорудження й експлуатацію 1 км ЛЕП 330 кВ на залізобетонних одноколових опорах для кожного перетину з формули (6):

Номінальний переріз проводу, мм ²	r_0 , Ом/км	K_0 , у.о./км
240/32	0,121	109000
300/39	0,098	116000
400/51	0,075	129900

$$B_{0(240)} = 118810 + 1 \cdot P^2;$$

$$B_{0(300)} = 126440 + 0.81P^2;$$

$$B_{0(400)} = 141591 + 0.62P^2;$$

У результаті для кожного перерізу на рис. 1 побудована парабола $B=f(P_i)$. Згідно з виразом функція оптимальних витрат у ЛЕП – це нижня обвідна сімейства цих парабол. Тому для знаходження цієї кусково-параболічної функції знайдемо мінімальні точки перетину цих парабол.

Точка перетину парабол $B_{0(240)} = f(P_i)$ та $B_{0(300)} = f(P_i)$

$$118810 + P_i^2 \cdot 1 = 126440 + P_i^2 \cdot 0,81$$

$$P_i = 63.356 \text{ МВт.}$$

Точка перетину парабол $B_{0(300)} = f(P_i)$ та $B_{0(400)} = f(P_i)$

$$126440 + P_i^2 \cdot 0,81 = 141591 + P_i^2 \cdot 0.62$$

$$P_i = 89.279 \text{ МВт.}$$

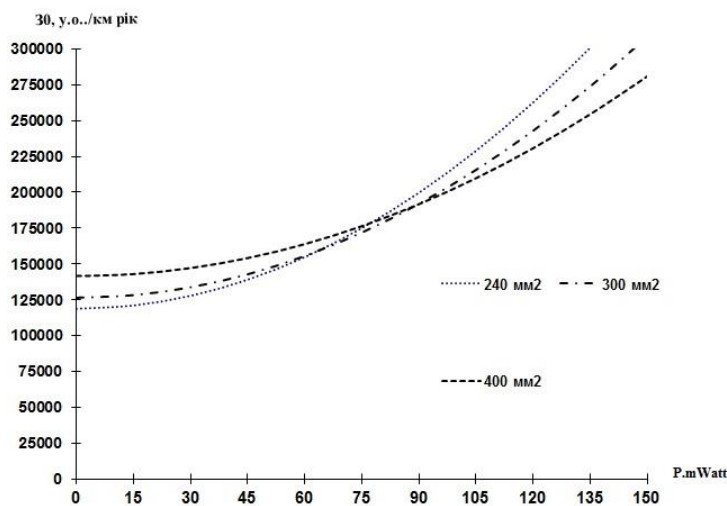


Рис. 1

вдання використовують різні види апроксимації. Найчастіше застосовуються апроксимації [5, 6]:

$$B(P) = \begin{cases} a+b|P|, & |P| \neq 0 \\ 0, & P=0 \end{cases}, \quad (7)$$

$$B(P) = c \cdot \sqrt{P^2 + \varepsilon}, \quad (8)$$

де c, ε – коефіцієнти апроксимації.

Поява модуля активної потужності $|P|$ у виразі (7) викликана вимогою невід'ємності витрат. Ця апроксимація точніша в області малих P , але наявність постійного числа a призводить до того, що функція дисконтованих витрат у мережу виявляється не опуклою через стрибки $B(P)$ від a до нуля у разі $P=0$. Це істотно ускладнює пошук чисел повного мінімуму дисконтованих витрат і примушує використовувати методи, що вимагають великого обсягу обчислень.

Зручніше використовувати апроксимацію виразу (8), оскільки в цьому випадку $B(P)$ стає позитивною при будь-яких значеннях P , а також опуклою, такою, що має єдиний мінімум на початку координат. У результаті функція дисконтованих витрат у мережу виявляється також опуклою, з єдиним мінімумом на області визначення. Цим усувається багатоекстремальність функції дисконтованих витрат у мережу. Проте вираз (8) не може бути застосованим у всіх випадках. Для ділянок мережі, наприклад, де немає раніше побудованих ліній з фі-

За знайденими точками будемо нижню обвідну для цього сімейства парабол (див. рис. 1). Під час аналізу рис. 1 можна зробити висновок, що всі перетини в даних умовах економічно вигідні.

Безпосереднє використання функції оптимальних витрат для лінії ускладнено, оскільки на межах економічних інтервалів (у точках переходу з одного перетину на інше) мають місце розриви перших похідних. Тому кусково-параболічну функцію замінюють простішими апроксимаційними функціями. Залежно від умов за-

ксованим перетином, під час апроксимації виразу (8) оптимальна мережа, як правило, буде радіальною.

Це в низці випадків не відповідає дійсно оптимальній мережі, тобто мінімум функції дисконтованих витрат може виявитися зсунутим щодо глобального мінімуму дійсної функції дисконтованих витрат. Цей зсув тим більший, чим більше вираз (8) відхиляється від функції $B(P)$, що спостерігається за великої питомої ваги постійної частини капіталовкладень.

Проведемо апроксимацію отриманих нерівних безперервних функцій $B(P)$ за допомогою функції вигляду (7). Негладкі неперервні функції оптимальних витрат у лінії електричної мережі мають бути апроксимовані прямими лініями, що входять через початок координат.

Для апроксимації використаний метод найменших квадратів, який дає змогу на підставі таблиці функцій (x_i, y_i) , $i = 1, 2, \dots, N$ визначити многочлен ступеня $M < N$ достатньо близько, що описує цю функцію:

$$y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_kx^k + \dots + a_Mx^M. \quad (9)$$

Метод найменших квадратів дає змогу вибрати такий многочлен, який мінімізує суму квадратів відхилень:

$$\sum_{i=1}^N [y_i - y(x_i)]^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M). \quad (10)$$

Для визначення системи лінійних рівнянь, що описує шукані коефіцієнти a_0, a_1, \dots, a_M , досить продиференціювати отриманий вираз (10) по кожному з коефіцієнтів виду a_k і прирівняти отриману похідну до нуля.

У результаті дістанемо систему:

$$\sum_{i=1}^M a_j \cdot S_{k+j} = T_k, k = 0, 1, \dots, M. \quad (11)$$

де $S_k = \sum_{i=1}^N x_i^k$; $T_k = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^k$

Через розв'язання цієї системи рівнянь і визначаються коефіцієнти апроксимаційного полінома. Якщо функція дисконтованих витрат $B(P)$ апроксимується прямою лінією $y = a_0 + a_1 \cdot x$, тобто $M=1$, то система рівнянь для визначення коефіцієнтів має вигляд:

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0 \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1 \end{cases}, \quad (12)$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i; \quad (13)$$

$$\begin{cases} a_0 \cdot N + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i \\ a_0 \cdot \sum_{i=1}^N x_i + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i \end{cases}. \quad (14)$$

Розв'язуючи отриману систему, дістанемо вирази для коефіцієнтів a_0 і a_1 :

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i - \frac{\sum_{i=1}^N x_i \cdot \sum_{i=1}^N y_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N x_i)^2}{N}}; \quad a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}. \quad (15)$$

Якщо функція дисконтованих витрат апроксимується прямою, що проходить через по-

чаток координат $y = a_{1(0)} \cdot x$, то для розрахунку $a_{1(0)}$ необхідно у другому рівнянні виразу (15) коефіцієнт a_0 прирівняти до нуля.

У такому випадку коефіцієнт $a_{1(0)}$ буде рівний:

$$a_{1(0)} = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}. \quad (16)$$

З графіка рис. 1 виберемо 11 точок з координатами (x_i, y_i) , що лежать на нижній обвідній сімейства парабол $V_0=f(P)$.

Отже, отримано апроксимовану пряму:

$$y_I = 1255.03 \cdot x + 88676.705.$$

Прямі y_I та y_{II} показані на графіку рис. 2.

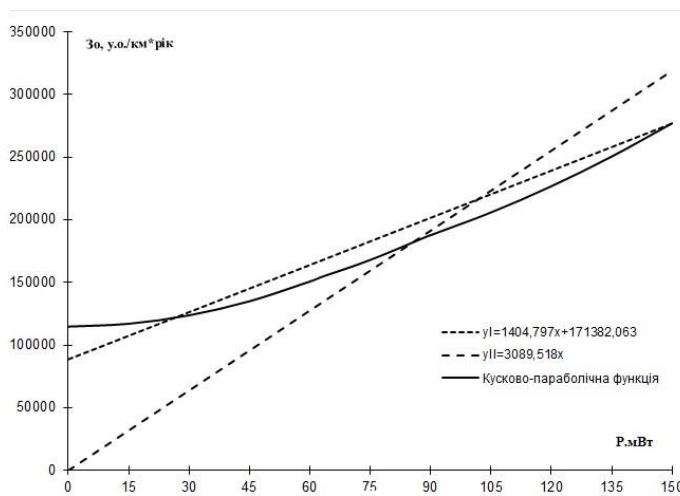


Рис. 2

Проте розглянутий метод не показує всіх умов вибору оптимальної конструкції фази ПЛ, яка має задовольняти три основні вимоги:

- обмежувати радіоперешкоди та втрати на корону, тобто

$$E_{\max} \leq E_{\text{дон}}; \quad (17)$$

- забезпечувати передачу енергії при оптимальній щільності струму $J_{\text{онт}}$, при якій витрати на спорудження та експлуатацію лінії мінімальні,

$$J = J_{\text{онт}}; \quad (18)$$

- забезпечувати високий рівень використання поверхні проводів, тобто

$$K_{\text{Вик}} = K_{\text{викмакс}}. \quad (19)$$

Тут $E_{\text{дон}}$ – допустима напруженість поля на поверхні проводів за умовами обмеження втрат на корону та радіоперешкод при номінальній напрузі лінії; E_{\max} – максимальна напруженість поля на поверхні проводів; $K_{\text{Вик}}$ – коефіцієнт використання поверхні проводів визначається таким виразом [3, 4]:

$$K_{\text{Вик}} = \frac{E_{\text{макс}}}{E_{\text{дон}} K_{\text{нр}}}, \quad (20)$$

де $K_{\text{нр}}$ – коефіцієнт нерівномірності розподілу напруженості поля по поверхні проводів, що є відношенням діючих значень максимальної напруги на поверхні проводів до середньої напруги поля на поверхні проводів фази.

Основними фізичними параметрами ПЛ є їхні погонні індуктивність L_0 , ємність C_0 , активний опір проводів R_0 та активна провідність G_0 . Різниця потужностей електричного $Q_{\text{ел}}$ і магнітного $Q_{\text{м}}$ полів лінії визначає її реактивну потужність Q . Нехтуючи змінами напруги U і I струму вздовж лінії, отримуємо:

$$Q = Q_{\text{ел}} - Q_{\text{м}} = 3\omega C U_{\phi}^2 C_{\text{Л}} - 3\omega L I^2 l_{\text{Л}} = P_{\text{н}} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{\text{н}}} \right)^2 \right], \quad (21)$$

де ω – кутова частота; $l_{\text{Л}}$ – довжина лінії; U_{ϕ} – напруга фази відносно землі; $\lambda = \frac{\omega l_{\text{Л}}}{v_B}$ –

хвильова довжина лінії; $k = \frac{I}{I_H} = \frac{P}{P_H}$ – відношення потужності, що передається до натуральної; v_B – швидкість поширення електромагнітні хвилі.

Виходячи з виразу (21), передача натуральної потужності (P_H) супроводжується найменшими втратами активної потужності. Для організації умов передачі по лінії натуральної потужності необхідно відрегулювати струм та напругу на кінцях лінії таким чином, щоб вони співпадали між собою за фазою, тобто коефіцієнт потужності на кінцях лінії повинен бути рівним одиниці $\cos \varphi = 1$. У цьому випадку по лінії буде передаватись виключно активна потужність, яка є натуральною [7].

При передачі потужності, яка відрізняється від натуральної, цей баланс порушується. При $P < P_H$ лінія генерує реактивну потужність, являючи собою аналог конденсатора. Цей надлишок реактивної потужності повинен бути поглинений енергосистемою. Навпаки при $P > P_H$ лінія споживає реактивну потужність, будучи аналогом реактора; у цьому випадку потужність магнітного поля більша за потужність її електричного поля [7]. Оптимальна щільність струму залежить від співвідношення вартості втрат електроенергії та вартості лінії, а також від кількості годин максимальних втрат. Тому можливий діапазон її значень, представлений у [1-3], досить широкий: $0,416 \leq J_{opt} \leq 1,117$ А/мм².

Реактивна потужність, що споживається лінією, має бути відшкодована енергосистемою (генераторами, синхронними компенсаторами, батареями конденсаторів), оскільки в енергосистемі у всіх режимах має дотримуватися баланс реактивної потужності. Проблема компенсації реактивної потужності в магістральних електричних мережах (МЕМ) України полягає в застосуванні некерованих джерел реактивної потужності (ДРП) – некерованих шунтувальних реакторів (ШР). Застосування некерованих ШР має низку недоліків, які наведено у [7]. Оскільки витрати, пов'язані з монтажем та експлуатацією повітряних ліній електропередач та джерел реактивної потужності, як правило, лягають на прилеглу енергосистему, то необхідно вирішити, що вигідніше: передавати по лінії потужність, що перевищує натуральну, компенсуючи споживану лінією реактивну потужність відповідними джерелами реактивної потужності, або збільшити натуральну потужність лінії до рівня переданої та відмовитися від ДРП. Для розв'язання цього питання обчислимо відношення вартості джерел реактивної потужності

$$K_{ДРП} \approx k_{ДРП} P_H \left[\left(\frac{P}{P_H} \right)^2 - 1 \right] \frac{l}{1000} \quad (22)$$

до збільшення вартості лінії для збільшення натуральної потужності від первісного значення $P_{H1} = P_H$ до $P_{H2} = P$ відповідно [3, 4, 9]:

$$\frac{K_{ДРП}}{\Delta K_{ПЛ}} \approx \frac{k_{ДРП} P_H}{75 K_{ПЛ}} \left[\left(\frac{P}{P_H} \right)^2 - 1 \right]. \quad (23)$$

Експлуатаційні витрати на обслуговування ПЛ та на обладнання підстанцій, у тому числі і пристроїв, що компенсують, різні. Для врахування цього обчислимо наведені витрати на спорудження та експлуатацію ДРП. Без урахування втрат енергії маємо:

$$B_{v0} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} \quad (24)$$

де $\rho_{об} \approx 0,084$ – амортизаційні відрахування від капітальних вкладень у електрообладнання; $K_{HDРП} = 10$ дол/кВар – питома вартість некерованого ДРП, $K_{KDРП} = 20$ дол/кВар – питома вартість некерованого ДРП [7]. Тоді відношення наведених витрат $B_{ДРП}$ на спорудження та експлуатацію ДРП та $\Delta B_{ПЛ}$ на збільшення натуральної потужності лінії (без втрат енергії) буде наступним:

$$\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} = \frac{(E_H + \rho_{об}) K_{ДРП}}{(E_H + \rho_{ПЛ}) K_{ПЛ}} \left(\frac{U_H^2 (1 + \sin(\lambda \sqrt{1+K})(1+k_{зан})) - \sqrt{P} Z_{xв} k \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{\frac{C_n L_p \omega^2 l}{(n - C_n L_p \omega^2 l)}}}{Z_{xв} \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{\frac{C_n L_p \omega^2 l}{(n - C_n L_p \omega^2 l)}}} \right), \quad (25)$$

де $k_{зан}$ – нормований коефіцієнт запасу статичної стійкості, що приймається рівним 20 %; P – встановлена потужність меншої системи; k – коефіцієнт, що приймається рівним 0,75 у разі автоматичного регулювання потужності, K – ступінь компенсації зарядної потужності, C_n – питома ємність ЛЕП НВН, яка розраховується за формулою $C_n = C_3 + 3C_M$, C_3 – ємність відносно фази та землі, C_M – міжфазна ємність; L_p – індуктивність керованого шунтувального реактора, діапазон зміни індуктивності у КШР типу РТУ-330/750 складає $L_p \in [0.3 \div 7]$ Гн; n – кількість груп керованих шунтувальних реакторів, $U_{НОМ}$ – номінальна напруга лінії, λ – хвильова довжина лінії, $Z_{xв}$ – хвильовий опір лінії.

Співвідношення пропорційне відношенню натуральної потужності лінії до вартості 1 км лінії та лінійно збільшується при збільшенні відношення $\frac{P}{P_H}$. При зміні класу напруги пита вартість ДРП, включаючи витрати на будівництво та монтаж, мало змінюється, натуральна потужність лінії збільшується пропорційно квадрату напруги, а вартість лінії збільшується значно повільніше. Тому відношення $\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}}$ швидко зростає зі збільшенням класу напруги.

Для передавання по лінії $P_{нат}$ необхідно, щоб виконувалась умова $P_{дон} / P_{нат} = 1$, яка має вигляд [7]:

$$P_{дон} / P_{нат} = \frac{U_H^2 - 0.75 \cdot \sqrt{P} \cdot Z_{xв} \cdot \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{1+K}}{U_H^2 \cdot \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \cdot (1+k_{зан})} = 1. \quad (26)$$

Як впливає з проведених розрахунків та побудованих на їх основі лінійних залежностей

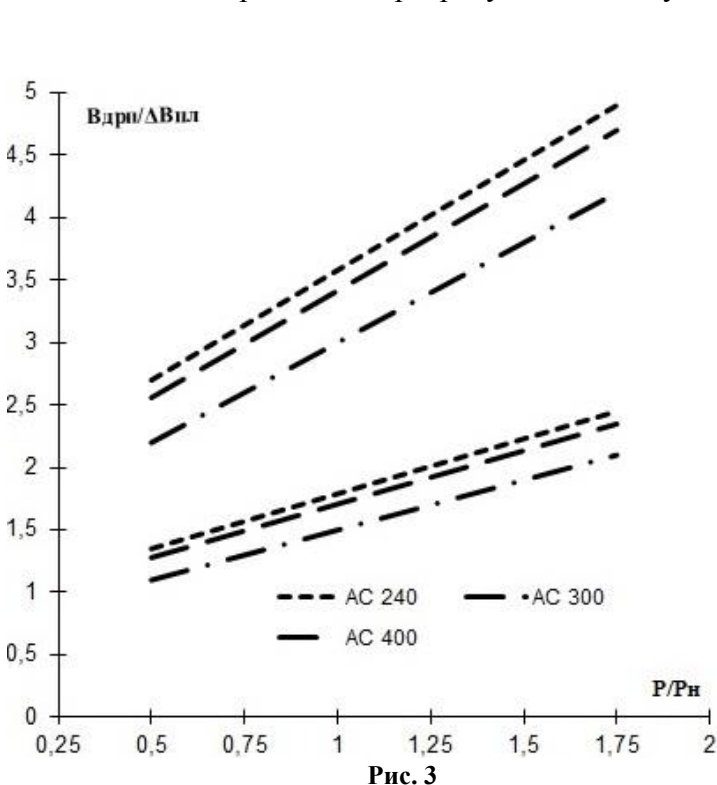


Рис. 3

$\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} = f\left(\frac{P}{P_H}\right)$ (рис. 3), для ПЛ-330 кВ

$\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} > 1$. Це означає, що для ПЛ класу

330 кВ і вище економічно доцільніше передавати енергію в натуральному (або донатуральному) режимі, ніж створювати в енергосистемі додаткові джерела реактивної потужності для компенсації споживання її лініями. Слід звернути увагу, що відмінність у витратах на некерованому ДРП та на збільшення натуральної потужності лінії, у тому числі і на спорудження ПЛ підвищеної натуральної потужності (ПНП), настільки велике, що можливі похибки оцінок вартісних показників та його зміни не вплинуть на загальний висновок. Спорудження ліній підвищеної натуральної потужності має на меті збільшення пропускної здатності ПЛ (і електропередач загалом) з допомогою зниження її хвильового опору.

Зазвичай лінії електропередач напругою 330 кВ в електромережному будівництві споруджуються з одиночними проводами. Проте, як показано, збільшити натуральну потужність лінії до рівня переданої та відмовитися від джерел реактивної потужності вигідніше, ніж передавати по лінії потужність, що перевищує натуральну, при цьому компенсуючи реактивну потужність, що споживається лінією, відповідними ДРП. Одним із способів збільшення натуральної потужності ліній електропередач є застосування розщеплених проводів у фазах. Це дозволяє не тільки знизити витрати на передачу підвищеної натуральної потужності, а також знизити втрати електроенергії на корону. Визначимо величину струмового навантаження ПЛ- 330 кВ, за якої буде рекомендовано розщеплення фазних проводів різних перерізів на дві складові. Вихідними даними для вибору такої конструкції фази є: потужність P , що передається по лінії, клас напруги електропередач Уном, кліматичні та техніко-економічні характеристики району проходження траси лінії, а також питомі вартості реакторів та джерел ДРП.

Дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію лінії та ДРП без врахування втрат енергії такі:

$$B_{v0} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{p_a \cdot K_{ДРП}}{E} + K_{ДРП} . \quad (27)$$

Збільшення капітальних витрат за спорудження 1 км лінії зі збільшенням кількості складових у фазі з n_1 до n_2 при постійному сумарному перетину проводів фаз замінено за наближеною формулою [2, 3]:

$$\Delta K_{ПЛ} = 0.075 K_{ПЛ} \left(\frac{n_2}{n_1} - 1 \right) . \quad (28)$$

Тоді величина сумарних дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії з розщепленою на дві складові фази з урахуванням наявності шунтуючих реакторів виражається так:

$$B_{ПЛШР} = \frac{\rho_{об} \cdot 1,075 K_{ПЛ}}{E} + K_{ПЛ} + \frac{p_a \cdot K_{ШР} P_n}{E} \frac{l}{1000} + K_{ШР} . \quad (29)$$

Струм навантаження повітряних ліній, при якому доцільний перехід від ПЛ з одиночними проводами до ПЛ з розщепленою фазою, названий критичним струмом переходу $I_{кпер}$, визначається потужністю, що передається, і може бути знайдено шляхом техніко-економічного порівняння дисконтованих витрат двох варіантів спорудження електропередач. Прирівняємо праві частини рівнянь (27) та (29):

$$\frac{\rho_{об} \cdot 1,075 K_{ПЛ}}{E} + K_{ПЛ} + \frac{p_a \cdot K_{ШР} P_n}{E} \frac{l}{1000} + K_{ШР} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{p_a \cdot K_{ДРП}}{E} + K_{ДРП} . \quad (30)$$

Підставляючи значення виразу для $K_{ДРП}$ з (22) у (30) і вирішуючи отримане рівняння відносно $I_{кпер}$, отримуємо:

$$I_{кпер} = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi} \sqrt{\frac{(0.75 K_{ПЛ} (E_H + \rho_{ПЛ}) + \frac{k_p P_n (E_H + \rho_{об}) \omega}{v_{xв}}) + 1}{\frac{k_p P_n (E_H + \rho_{об}) \omega}{v_{xв}} K_{ДРП}}} . \quad (31)$$

Таким чином, як це впливає з (31), критичний струм переходу залежить від номінальної напруги, коефіцієнта потужності, співвідношення $K_{ШР} / K_{ДРП}$ питомих капіталовкладень у лінію, що споруджується, і натуральної потужності лінії, яка, у свою чергу, є функцією номінальної напруги, конструкції та геометричних розмірів опори та лінії в цілому.

Для більш ефективної реалізації запропонованої методики пошуку оптимальних умов застосування ПЛ з розщепленою фазою пропонується розрахувати оптимальний струм переходу для інших застосовуваних номінальних напруг та побудувати економічні інтервали ви-

бору перерізів проводів ПЛ для великих значень τ з урахуванням можливості розщеплення фази або застосування додаткових джерел реактивної потужності

Висновки. Зважаючи на зазначене та з огляду на експлуатаційні переваги традиційних ПЛ-330 кВ, що виконуються з одиночними проводами, можна стверджувати: ефективність застосування ПЛ-330 кВ з розщепленою фазою залежить від проведеної у країні тарифної політики та загальної економічної ситуації. На цей час застосування ПЛ-330 кВ з розщепленою фазою замість встановлення додаткових джерел реактивної потужності ефективно для ліній із малою щільністю графіка навантаження. Водночас масштаби застосування таких ліній не перевищують одиниць відсотків від загального обсягу споруджуваних ПЛ цього класу напруги.

Фінансується за держбюджетною темою «Розроблення методів та засобів верифікації артефактів процесу проектування систем критичного призначення», що виконується відповідно до розпорядження Президії НАН України від 04.01.2021 №15. Державний реєстраційний номер роботи 0121U110615.

1. Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды. Л.: Энергоатомиздат, 1989. 360 с.
2. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током. М.: Знак, 1998 г. 271 с.
3. Александров Г.Н. и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. СПб.: Энергоатомиздат, 1993. 560 с.
4. Блок В.М. Электрические сети и системы: учеб. пособ. М.: Высшая школа, 1986. 430 с.
5. Пшеничный Б.Н., Данилин Ю.М. Численные методы в экстремальных задачах. М.: Наука, 1975. 319 с.
6. Зуев Э.Н. Технично-экономические основы проектирования электрических сетей. МЭИ, 1988.
7. Кучанський, В., Малахатка, Д. (2021). Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж. Publishing House «European Scientific Platform». <https://doi.org/10.36074/ztzperrmrm-monograph.2021>
8. Лежнюк П.Д., Черемісін М.М., Черкашина В.В. Уніфікація повітряних ліній в умовах ринку двосторонніх договорів та балансувального ринку електроенергії. *Наукові праці ВНТУ*. 2013. № 4. С. 1–8.
9. Романюк Ю.Ф., Поточний А.І. Застосування методу економічних інтервалів для оптимізації параметрів електричних мереж. *Нафтогазова енергетика*. 2009. № 2 (11). С. 72–75.

FEASIBILITY STUDY ON THE SELECTION OF PHASE DESIGN AND OVERHEAD LINE WIRE CROSS-SECTION

V.V. Kuchansky¹, Y.H. Lykhovyd²

¹ – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com

² – Ukrenergo National Energy Company Private Joint-Stock Company, st. Simona Petliury, 25, Kyiv, 01032, Ukraine
e-mail: re_nim_tor@ukr.net

The paper analyzes the existing method of choosing the cross-section of wires by the method of an interval of economic curves. It is shown that the cross-section of the wires and the design parameters of the lines must correspond to the ratio between the cost of construction and the cost of optimizing the design of phase wires. The algorithm of application of this method for 330 kV power transmission lines with split phase is substantiated. A current load search algorithm has been developed and proposed, in which it is assumed to switch to the use of split-phase wires with minimal costs. Many arrays of curves are constructed, which allows for choosing the cross-section of wires and the conditions under which it is necessary to split the phase wire. Algorithms for selecting economically feasible wire cross-sections and methods for determining the conditions of profitability of overhead power lines are presented. The optimization of the cross-section and construction of the line phases was carried out, and the conditions of expedient phase splitting and application of lines of increased natural power were determined. The least-squares method was used to approximate the lower envelope. Ref. 9, fig. 3, table.

Keywords: overhead power line, current economic intervals, impedance, natural power, reactive power source, controlled and uncontrolled shunt reactors, approximation, least-squares method.

1. Aleksandrov G.N. Extra high voltage installations and environmental protection. Leningrad: Energoatomizdat, 1989. 360 p.
2. Aleksandrov G.N. Transmission of electrical energy by alternating current. Moskva: Znak, 1998. 271 p.

3. Aleksandrov G.N. et al. Design of extra-high voltage transmission lines. St. Petersburg: Energoatomizdat, 1993. 560 p.
4. Blok V.M. Electrical networks and systems: a textbook for students of electrical engineering specialties of universities. Moskva: Higher school, 1986. 430 p.
5. Pshenichny B. N., Danilin Yu. M. Numerical methods in extremal problems. Moskva: Nauka, 1975. 319 p.
6. Zuev E.N. Technical and economic bases for the design of electrical networks. MPEI, 1988.
7. Kuchansky, V., & Malakhatka, D. (2021). Come in and technically improve the efficiency of the modes in the work of the main electrical networks. Publishing House European Scientific Platform. <https://doi.org/10.36074/ztzpermrmm-monograph.2021>
8. Lezhnyuk P.D., Cheremisin M.M., Cherkashina V.V. Unification of repeated lines in the minds of the market of bilateral agreements and the balancing market of electricity. *Naukovi pratsi VNTU*. 2013. No 4. Pp. 1–8.
9. Romanyuk Yu.F., Potochny A.I. Implementation of the method of economical intervals for optimizing the parameters of electrical services. *Naftogazova Energetika*. 2009. No 2 (11). Pp. 72–75.

Надійшла: 14.04.2022

Received: 14.04.2022