

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.039>**ВИЗНАЧЕННЯ ЗАРЯДНОЇ ЄМНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З УРАХУВАННЯМ ПРОВИСАННЯ ПРОВОДУ****Т.Л. Кацадзе**, канд. техн. наук, **В.А. Баженов**, канд. техн. наук, **К.М. Новіков**,
А.Д. Ніколаєва, **О.М. Паненко**Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: teymuraz@ukr.net

У статті представлено результати дослідження впливу провисання проводу на зарядну ємність повітряної лінії електропередачі. Отримано уточнену математичну модель зарядної ємності повітряної лінії. Наведено результати дослідження похибки нехтування провисання проводу для типових конструкцій повітряних ліній електропередачі напругою від 35 до 750 кВ із розташуванням проводів у 2-3 яруси та горизонтальним. Досліджено вплив зміни стріли провисання проводу на величину зарядної ємності лінії електропередачі через зміну робочої температури проводу та внаслідок відкладень ожеледі. Показано, що для ліній електропередачі через напругою 750 кВ така зміна може сягати 1–1,5 %, що в поєднанні з великою довжиною магістральних ліній електропередачі може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах. Досліджено можливість моніторингу стріли провисання проводу в прогоні та визначено вимоги до точності таких вимірювань. Бібл. 14, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: зарядна потужність, зарядна ємність, потенційні коефіцієнти, стріла провисання проводу, моніторинг стріли провисання.

Вступ. Формування сучасної електроенергетичної системи вимагає застосування новітніх підходів до створення електричних мереж, які самоорганізуються, змінюючи свої параметри відповідно до поточних умов експлуатації. Для досягнення такої мети широкого застосування набувають FACTS-технології, направлені на створення адаптивних електропередач, забезпечуючи гнучкість електричної системи, збільшення пропускної здатності магістральної мережі, раціональне регулювання напруги в електричній системі тощо. Однією з актуальних задач формування саморегульованої системи передачі електричної енергії є ефективна компенсація надлишкової зарядної потужності магістральних ліній електропередачі надвисокої номінальної напруги за допомогою керованих шунтувальних реакторів [1–3]. Формування законів регулювання параметрів КШР вимагає урахування експлуатаційних характеристик робочих режимів магістральних електричних мереж, зокрема режиму напруги, потоків реактивної потужності тощо [4–6].

Традиційний підхід до визначення зарядної ємності повітряної лінії електропередачі ґрунтується на заміщенні системи фактичних проводів трифазної лінії фіктивними прямолінійними проводами з горизонтальним розташуванням на висоті центру мас системи фактичних проводів [7, 8]. Для такої конструкції погонну ємність прямої послідовності трифазної лінії визначають за виразом

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \left[\frac{2h_g D_g}{R D'_g} \right]}, \quad (1)$$

де ϵ_0 – електрична стала; ϵ_r – відносна діелектрична проникність ізоляційного середовища; h_g – середня геометрична висота розташування проводів над поверхнею землі; R – радіус проводу (еквівалентний радіус пучка розщепленої фази); D_g – середня геометрична відстань між фазними конструкціями лінії; D'_g – середня геометрична відстань між проводами та їхніми віддзеркаленнями відносно землі.



Водночас висоту розташування центру мас проводів у прогоні повітряної лінії визначають за виразом [9]:

$$h_c = h_0 - \frac{2}{3} f, \quad (2)$$

де h_0 – висота закріплення проводу на ізоляційному підвісі; f – стріла провисання проводу.

Зазначимо, що заміщення фактичного проводу в прогоні фіктивним із горизонтальним розташуванням базується на припущенні, що стріла провисання проводу значно менша висоти закріплення проводу над поверхнею землі [10, 11]. Водночас для ліній електропередачі надвисокої номінальної напруги таке припущення може обумовлювати певну похибку визначення зарядної ємності лінії.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу провисання проводу в прогоні на величину зарядної ємності повітряної лінії електропередачі.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено такі задачі:

- 1) сформовано та досліджено уточнені математичні моделі зарядної ємності повітряної лінії електропередачі з урахуванням провисання проводу в прогоні;
- 2) досліджено залежність зарядної ємності повітряної лінії електропередачі від зміни стріли провисання проводу через зміну температурного режиму та внаслідок відкладень ожеледі;
- 3) досліджено можливість моніторингу стріли провисання проводу в прогоні та визначено вимоги до точності таких вимірювань.

Матеріали дослідження. Розглянемо визначення потенційних коефіцієнтів та зарядної ємності трифазної лінії з урахуванням провисання проводів у прогоні. Для спрощення викладок будемо вважати поверхню землі ідеально рівною, закріплення проводів на суміжних опорах на однаковій висоті, стріли провисання проводів всіх фаз такими, що знаходяться у вертикальній площині.

Відомо, що власний потенційний коефіцієнт одиночного проводу визначається виразом:

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \ln \frac{2h}{R}, \quad (3)$$

де h – висота розташування проводу над поверхнею землі.

З урахуванням кривої провисання проводу у формі параболи, що допустимо для типових прогонів завдовжки до 800 м [9], вираз (3) набуває вигляду

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r l} \int_{-a}^b \ln \frac{2 \left(h_{\min} + \frac{\gamma}{2\sigma_0} x^2 \right)}{R} dx, \quad (4)$$

де l – довжина прогону; $a = \frac{l}{2} - \frac{\sigma_0 \Delta h}{\gamma l}$, $b = \frac{l}{2} + \frac{\sigma_0 \Delta h}{\gamma l}$ – горизонтальні відстані між нижньою

точкою провисання проводу та опорами, які обмежують прогін; Δh – перепад висот точок закріплення проводу на суміжних опорах; h_{\min} – висота проводу над поверхнею землі в нижній точці провисання посередині прогону; σ_0 – напруження проводу в нижній точці провисання; γ – питоме механічне навантаження, яке зазнає провід у поточному експлуатаційному режимі; R – радіус проводу; x – відстань вздовж прогону від нижньої точки провисання проводу.

Інтегрування виразу (4) дає такий результат:

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(2 \sqrt{\frac{2\sigma_0 h_{\min}}{\gamma}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{\gamma}{2\sigma_0 h_{\min}}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{\gamma}{2\sigma_0 h_{\min}}} \right] \right) + a \ln \left[\frac{a^2 \gamma + 2\sigma_0 h_{\min}}{\sigma_0 R} \right] + b \ln \left[\frac{b^2 \gamma + 2\sigma_0 h_{\min}}{\sigma_0 R} \right] - 2l \right). \quad (5)$$

За відсутності перепаду висот точок закріплення проводу на суміжних опорах вираз (5) набуває вигляду:

$$\alpha_0 = \frac{1}{\pi \varepsilon_0 \varepsilon_r} \left(\sqrt{\frac{h_0 - f}{f}} \arctan \sqrt{\frac{f}{h_0 - f}} + \frac{1}{2} \ln \frac{2h_0}{R} - 1 \right), \quad (6)$$

де h_0 – висота точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі над поверхнею землі; f – стріла провисання проводу.

В аналогічний спосіб визначимо взаємний потенційний коефіцієнт у системі пари проводів. Базовим у цьому разі є рівняння

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_r} \ln \frac{D_{12'}}{D_{12}}, \quad (7)$$

де D_{12} – відстань між проводами; $D_{12'}$ – відстань між проводом та дзеркальним відображенням відносно землі іншого проводу.

З урахуванням провисання проводів вираз (7) набуває вигляду

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_r l} \int_{-l/2}^{l/2} \log \frac{\sqrt{\Delta^2 + \left(h_{1\min} + \frac{\gamma_1}{2\sigma_{01}} x^2 + h_{2\min} + \frac{\gamma_2}{2\sigma_{02}} x^2 \right)^2}}{\sqrt{\Delta^2 + \left(h_{1\min} + \frac{\gamma_1}{2\sigma_{01}} x^2 - h_{2\min} - \frac{\gamma_2}{2\sigma_{02}} x^2 \right)^2}} dx, \quad (8)$$

де $h_{1\min}$, $h_{2\min}$ – висоти проводів над поверхнею землі в нижній точці провисання посередині прогону; γ_1 , γ_2 – питомі механічні навантаження, які зазнають проводи в експлуатаційному режимі; σ_{01} , σ_{02} – напруження проводів у нижніх точках провисання; Δ – горизонтальний зсув проводів у просторі.

Інтегрування виразу (8) дає такий результат:

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_r} \left(\begin{aligned} & \sqrt{\frac{2B_1 - j\Delta}{A_1}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 - j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 - j\Delta}} \right] \right) + \\ & \sqrt{\frac{2B_1 + j\Delta}{A_1}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 + j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 + j\Delta}} \right] \right) - \\ & \sqrt{\frac{2B_2 - j\Delta}{A_2}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 - j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 - j\Delta}} \right] \right) - \\ & \sqrt{\frac{2B_2 + j\Delta}{A_2}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 + j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 + j\Delta}} \right] \right) + \\ & \frac{a}{2} \ln \frac{\Delta^2 + \left(B_1 + \frac{a^2}{2} A_1 \right)^2}{\Delta^2 + \left(B_2 + \frac{a^2}{2} A_2 \right)^2} + \frac{b}{2} \ln \frac{\Delta^2 + \left(B_1 + \frac{b^2}{2} A_1 \right)^2}{\Delta^2 + \left(B_2 + \frac{b^2}{2} A_2 \right)^2} \end{aligned} \right), \quad (9)$$

де $A_1 = \frac{\gamma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\gamma_2}{\sigma_{02}}$, $A_2 = \frac{\gamma_1}{\sigma_{01}} - \frac{\gamma_2}{\sigma_{02}}$, $B_1 = h_{1\min} + h_{2\min}$, $B_2 = h_{1\min} - h_{2\min}$.

За відсутності перепаду висот точок закріплення проводу на суміжних опорах вираз (9) набуває вигляду

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) - j\Delta}}{\sqrt{f_1 + f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 + f_2}}{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) - j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) + j\Delta}}{\sqrt{f_1 + f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 + f_2}}{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) + j\Delta}} \right] - \\ & - \frac{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) - j\Delta}}{\sqrt{f_1 - f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 - f_2}}{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) - j\Delta}} \right] - \\ & - \frac{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) + j\Delta}}{\sqrt{f_1 - f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 - f_2}}{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) + j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(h_{01} + h_{02})^2 + \Delta^2}{(h_{01} - h_{02})^2 + \Delta^2} \right] \end{aligned} \right), \quad (10)$$

де h_{01}, h_{02} – висоти точок закріплення проводів на ізоляційних підвісах над поверхнею землі; f_1, f_2 – стріли провисання проводів у прогоні.

У разі однакових стріл провисання проводів взаємний потенційний коефіцієнт слід розраховувати за виразом

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f - j\Delta}}{\sqrt{2f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{2f}}{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f - j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f + j\Delta}}{\sqrt{2f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{2f}}{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f + j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(h_{01} + h_{02})^2 + \Delta^2}{(h_{10} - h_{20})^2 + \Delta^2} \right] - 2 \end{aligned} \right). \quad (11)$$

В окремому випадку горизонтального розташування проводів на опорах взаємний потенційний коефіцієнт слід розраховувати за виразом

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{h_0 - f - j\Delta/2}}{\sqrt{f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f}}{\sqrt{h_0 - f - j\Delta/2}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{h_0 - f + j\Delta/2}}{\sqrt{f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f}}{\sqrt{h_0 - f + j\Delta/2}} \right] + \frac{1}{2} \ln \left[1 + \frac{2h_0^2}{\Delta^2} \right] - 2 \end{aligned} \right). \quad (12)$$

Звертаємо увагу на те, що для розрахунку взаємних потенційних коефіцієнтів за виразами (9)–(12) необхідно залучати математичний апарат теорії комплексних чисел.

На рис. 1 та в табл. надано інформацію про результати розрахунку погонної ємності типових конструкцій повітряних ліній електропередачі за габаритної стріли провисання та стріли провисання, що становить половину габаритної для ненаселеної місцевості за виразами (1) для традиційного підходу та (6) і (11) із урахуванням провисання проводу. Водночас розглянуто такі конструкції лінії:

- 1) номінальна напруга 35 кВ, конструкція фази АС-120/19 на опорах П-35-1 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;
- 2) номінальна напруга 110 кВ, конструкція фази АС-240/39 на опорах П-110-3 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;
- 3) номінальна напруга 330 кВ, конструкція фази 2×АС-300/48 на опорах П-330-3 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;

- 4) номінальна напруга 330 кВ, конструкція фази 2×АС-300/48 на опорах МП-330-1 із горизонтальним розташуванням проводів у один ярус;
- 5) номінальна напруга 750 кВ, конструкція фази 4×АС-400/93 на опорах ПМ-750-1 із горизонтальним розташуванням проводів у один ярус.

На рис. 1 криві 1 представляють зміну погонної зарядної ємності трифазної системи горизонтально розташованих проводів на висоті центру мас; криві 2 – те саме, але з урахуванням провисання проводів у прогоні.

Аналіз інформації, наведеної на рис. 1 та в таблиці, свідчить про те, що для конструкцій ліній електропередачі з розташуванням фазних проводів у два яруси у вершинах трикутника традиційний підхід дає завищені значення погонної зарядної ємності, а для горизонтального розташування проводів в один ярус – занижені. Збільшення номінальної напруги електропередачі та стріли провисання проводів визначають істотну похибку визначення зарядної ємності, яка сягає 5–6 %. Недооцінка або переоцінка зарядної ємності електропередачі обумовлює некоректне налаштування пристроїв компенсації ємнісних струмів замикання на землю в розподільних електричних мережах та неправильне налаштування пристроїв компенсації надлишкової зарядної потужності в магістральних мережах, особливо в дальніх електропередачах.

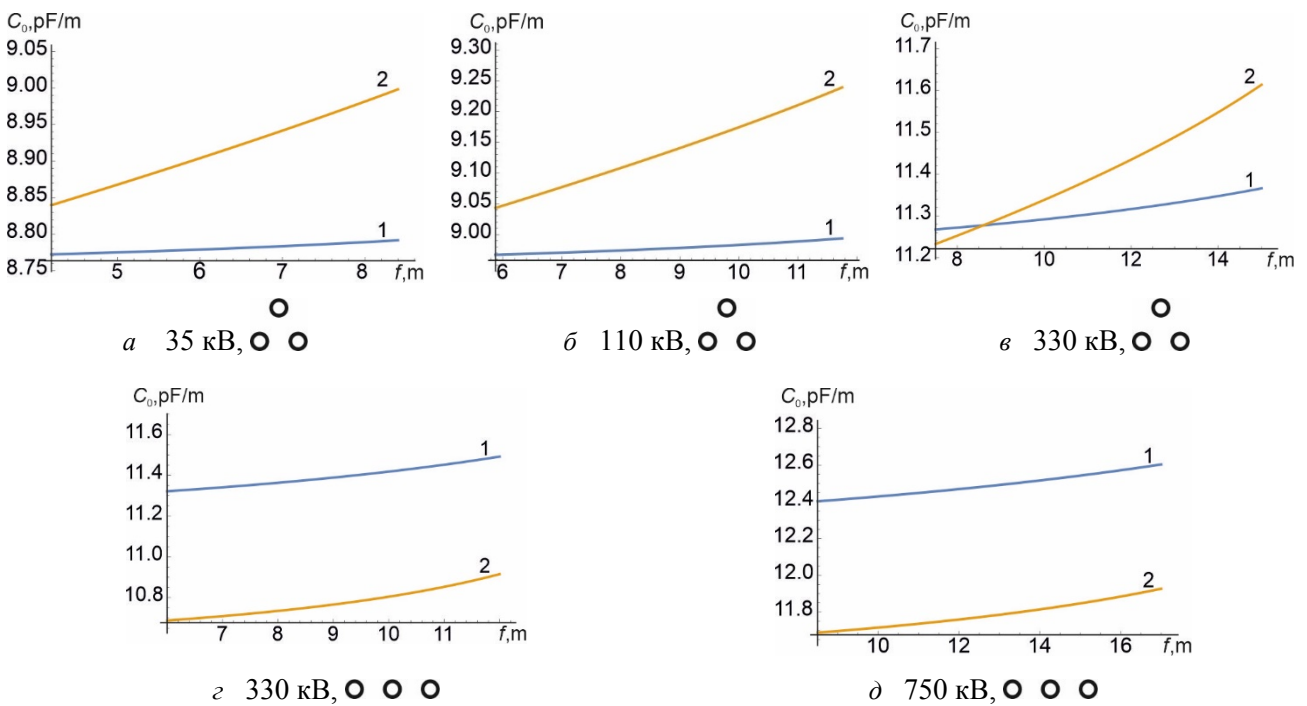


Рис. 1

Номінальна напруга, кВ	Розташування проводів	Стріла провисання, м	Погонна ємність, pF/m		Похибка, %
			за (1)	за (6) і (11)	
35	○ ○ ○	8.4	8.792	8.998	-0.8
		4.2	8.772	8.839	-2.3
110	○ ○ ○	11.8	8.994	8.967	-0.8
		5.9	9.239	9.043	-2.7
330	○ ○ ○	15.0	11.366	11.614	0.3
		7.5	11.268	11.232	-2.1
330	○ ○ ○	12.0	11.492	10.915	5.9
		6.0	11.322	10.688	5.3
750	○ ○ ○	17.0	12.604	11.927	6.1
		8.5	12.403	11.687	5.7

Залежність потенційних коефіцієнтів від висоти розташування проводу над поверхнею землі очевидно обумовлює зміну зарядної ємності повітряної лінії електропередачі внаслідок зміни стріли провисання проводу в прогоні через зміну експлуатаційних умов, наприклад, робочої температури проводу, відкладень ожеледі тощо.

У роботі [9] показано, що зміну стріли провисання проводу в прогоні моделює рівняння стану проводу у формі

$$\frac{8}{3} \frac{E}{l^2} (f^2 - f_0^2) - \frac{l^2}{8} \left(\frac{\gamma}{f} - \frac{\gamma_0}{f_0} \right) = \alpha E (t - t_0), \quad (13)$$

де l – довжина прогону; α – температурний коефіцієнт лінійного здовження проводу; E – модуль пружності проводу; f, f_0 – стріли провисання в поточному та вихідному режимах; γ, γ_0 – питома навантаження, яке зазнає провід у поточному та вихідному режимах; t, t_0 – робоча температура проводу в поточному та вихідному режимах відповідно.

Розв'язання рівняння (13) дає змогу визначити стан проводу в прогоні за будь-яких кліматичних умов, якщо відомі характеристики проводу в довільному вихідному режимі. Дійсний корінь рівняння (13) становить

$$f = \frac{E f_0 (8 f_0^2 + 3 \alpha l^2 (t - t_0))}{\sqrt[3]{3A}} - \frac{\sqrt[3]{9} \gamma_0 l^4}{8A} + \frac{A}{8 \sqrt[3]{9} E f_0}, \quad (14)$$

де $A = \sqrt[3]{B + \sqrt{B^2 + 3E^3 f_0^3 (3\gamma_0 l^4 - 64E f_0^3 - 24E \alpha f_0 l^2 (t - t_0))^3}}$; $B = 108E^2 \gamma_0^3 l^4$.

На рис. 2 подано результати розрахунку погонної зарядної ємності типової конструкції повітряної лінії електропередачі напругою 750 кВ у прогоні завдовжки 450 м у діапазоні робочої температури проводу в межах -30 °С... $+70$ °С та відповідно до товщини стінки ожеледі на проводах лінії в діапазоні до 40 мм. Отриманий результат свідчить про те, що зміна робочої температури проводу визначає зміну зарядної ємності лінії електропередачі до 1 %, відкладення ожеледі на проводах можуть зумовлювати зміну зарядної ємності лінії до 1,5 %. Очевидно, що для розподільних електричних мереж така зміна зневажливо мала й нею можна знехтувати. Проте для магістральних ліній надвисокої номінальної напруги в поєднанні з їхньою великою довжиною це може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах. До того ж слід зважати на збільшення зарядної ємності повітряних ліній електропередачі в режимах ожеледі через зміну діелектричних властивостей ізолюючого середовища.

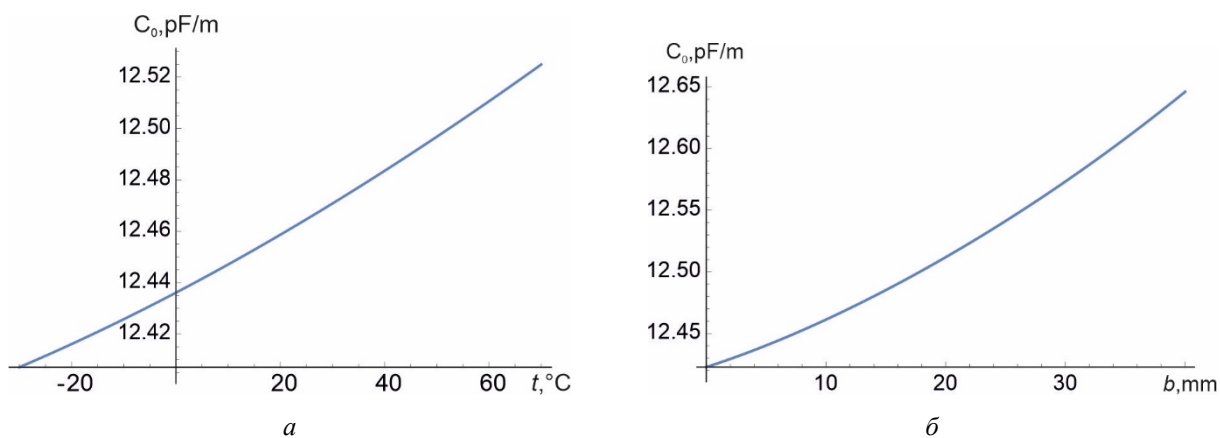


Рис. 2

Залежність зарядної ємності повітряної лінії електропередачі від стріли провисання і відповідно від експлуатаційних умов обумовлює задачу моніторингу стріли провисання проводів лінії в прогоні. Слід зазначити, що сучасні засоби моніторингу стану проводу повітряної лінії орієнтовані, здебільшого, на виявлення відкладень ожеледі на проводах [12–

14]. Стріла провисання проводу виступає в такому разі як одна з можливих непрямих ознак пружного розтягування проводу під впливом відкладень ожеледі.

Один із найпростіших способів визначення стріли провисання проводу ґрунтується на контролі кута нахилу проводу поблизу точки його закріплення на ізоляційному підвісі. Відомо, що тангенс такого кута дорівнює значенню похідної кривої провисання проводу в точці встановлення датчика:

$$\tan[\varphi] = \sinh\left[\frac{\gamma l}{2\sigma_0}\right].$$

Звідки

$$f = \frac{l}{4} \operatorname{arcsinh}[\tan[\varphi]], \quad (15)$$

де l – довжина прогону; f – стріла провисання; φ – кут нахилу датчика, встановленого поблизу точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі; γ – питоме навантаження, яке зазнає провід; σ_0 – напруження проводу в нижній точці провисання.

На рис. 3 *a* показано залежності кута нахилу датчика від стріли провисання проводу для типової конструкції повітряної лінії напругою 750 кВ в прогонах 200–450 м. З рис. 3 *a* випливає, що взаємна залежність кута нахилу датчика та стріли провисання близька до лінійної. Із збільшенням довжини прогону очевидно зменшується кут нахилу проводу. Якщо пристрій вимірювання кута нахилу проводу поблизу точки закріплення на ізоляційному підвісі додатково обладнати датчиком температури проводу, то такий пристрій можна використовувати не тільки для визначення стріли провисання проводу, але й для моніторингу відкладень ожеледі на проводах лінії. Водночас слід зважати на жорсткі вимоги щодо чутливості датчика зміни кута нахилу проводу. Відповідно до даних рис. 3 *б* зміна стріли провисання на 1 м зумовлює зміну кута нахилу проводу приблизно на 1° у прогоні завдовжки 200 м та приблизно на $0,5^\circ$ у прогоні довжиною 450 м.

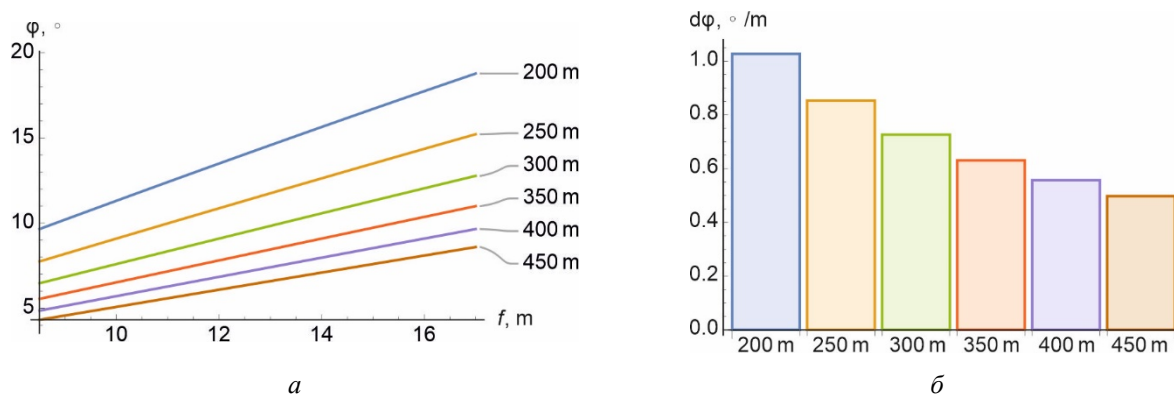


Рис. 3

Висновки. 1. Урахування кривої провисання проводу в прогоні дає змогу точніше визначити зарядну ємність повітряної лінії електропередачі. Похибка нехтування кривою провисання проводу становить 1–2 % для ліній із розташуванням проводів у два або три яруси у вершинах трикутника та 5–6 % для ліній із горизонтальним розташуванням проводів в один ярус.

2. Зміна експлуатаційних умов повітряної лінії електропередачі, зокрема нагрівання (охолодження) проводу, відкладення ожеледі зумовлюють зміну стріли провисання і, як наслідок, зміну зарядної ємності лінії. Варіювання робочої температури проводу в діапазоні $-30 \dots +70$ °С зумовлює зміну зарядної ємності лінії до 1 %, а відкладення ожеледі до 40 мм – зміну зарядної ємності до 1,5 %. Для розподільних електричних мереж така зміна зневажливо мала й нею можна знехтувати, проте для магістральних ліній надвисокої номінальної

напруги в поєднанні з їхньою великою довжиною це може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах.

3. Моніторинг зміни стріли провисання проводу в прогоні можна виконувати за допомогою датчика кута нахилу проводу поблизу точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі. Доповнення пристрою датчиком температури проводу дасть змогу використовувати його для моніторингу відкладень ожеледі на проводах. Водночас для організації моніторингу стріли провисання та відкладень ожеледі на проводах лінії до датчика кута нахилу висувають жорсткі вимоги щодо точності, адже зміна стріли провисання проводу на 1 м в прогонах 200–450 м зумовлює зміну кута нахилу проводу на 1–0,5°.

1. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC transmission systems: modelling and control. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>
2. Тугай Ю. І., Кучанський В. В., Тугай І. Ю. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 1. С. 53–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Bharti S., Dubey S. P. Controlled Shunt Reactor for UHVAC System Reactive Power Control. *Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering*. 2020. Vol. 13. No. 3. Pp. 417–425. DOI: <https://doi.org/10.2174/2352096512666190130095341>
4. Deb G. Ferranti Effect in Transmission Line. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2012. Vol. 2. No. 4. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v2i4.451>
5. Кацадзе Т. Л. та ін. Дослідження режиму напруги в дальніх електропередачах змінного струму. *Праці інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 59. С. 43–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.043>
6. Qin X. et al. Transmission-line theory based study on voltage distribution along the line and the disposition scheme of series capacitors of UHV transmission lines with series capacitors. *International Conference on Power System Technology (POWERCON 2010)*, Zhejiang, 24–28 October 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/powercon.2010.5666658>
7. Grigsby L. L. Electric power generation, transmission, and distribution. 3rd ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2013.
8. Hase Y. Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118443156>
9. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання. Київ. Вид-во "Політехніка", 2019. 336 с.
10. Stevens R. A., German D. M. The capacitance and inductance of overhead transmission lines. *The international journal of electrical engineering & education*. 1964. Vol. 2. No. 1. Pp. 71–81. DOI: <https://doi.org/10.1177/002072096400200108>
11. Suslov V. M. The account of sagging of wires at definition of specific potential factors of air High-Voltage Power Transmission Lines. *Problems of the regional energetics*. 2005. No. 1. Pp. 78–83.
12. Mahin A.U. et al. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid. *IET generation, transmission & distribution*. 2021. Vol. 16. No. 1. Pp. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271>
13. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET generation, transmission & distribution*. 2023. Vol. 17. No. 7. Pp. 1419–1441. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778>
14. Sacerdotianu D. et al. Research on the Continuous Monitoring of the Sag of Overhead Electricity Transmission Cables Based on the Measurement of their Slope. *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, 4–6 October 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/icate.2018.8551427>

DETERMINATION OF THE OVERHEAD POWER LINES CHARGING CAPACTANCE, TAKING IN ACCOUNT THE CABLE SAGING

T. Katsadze, V. Bazenov, K. Novikov, A. Nikolaieva, O. Panenko

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteyskiy ave., 37, 03056, Kyiv, Ukraine
e-mail: teymuraz@ukr.net

The paper presents the results of studying the effect of wire sagging on the charging capacity of an overhead power line. A refined mathematical model of the overhead line charging capacity is obtained. The results of the study of the error of neglect of wire sagging for typical structures of overhead power lines with voltage from 35 to 750 kV with the arrangement of wires in 2-3 tiers and horizontal arrangement are presented. The influence of changes in the wire sagging boom on the value of the power line charging capacity due to changes in the operating temperature of the wire and due to ice deposits is investigated. It is shown that for 750 kV power lines, such a change can reach 1-1.5%, which,

in combination with the long length of the main power lines, can cause a change in the balance of reactive power in the line itself and in adjacent power systems. The possibility of monitoring the wire sagging boom in a run is investigated and the requirements for the accuracy of such measurements are determined. Bibl. 14, fig. 3, table.

Keywords: charging power, charging capacitance, potential coefficients, sag, sag monitoring.

1. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC transmission systems: modelling and control. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>
2. Tuhay Y. I., Kuchansky V. V., Tuhay I. Y. The using of controlled devices for the compensation of charging power on EHV power lines in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 1. Pp. 53–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Bharti S., Dubey S. P. Controlled Shunt Reactor for UHVAC System Reactive Power Control. *Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering*. 2020. Vol. 13. No. 3. Pp. 417–425. DOI: <https://doi.org/10.2174/2352096512666190130095341>
4. Deb G. Ferranti Effect in Transmission Line. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2012. Vol. 2. No. 4. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v2i4.451>
5. Katsadze T.L. et al. Study of voltage mode in the long-distance AC transmission line. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2021. Vol. 2021. No. 59. Pp. 43–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.043>
6. Qin X. et al. Transmission-line theory based study on voltage distribution along the line and the disposition scheme of series capacitors of UHV transmission lines with series capacitors. *International Conference on Power System Technology (POWERCON 2010)*, Zhejiang, 24–28 October 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/powercon.2010.5666658>
7. Grigsby L. L. Electric power generation, transmission, and distribution. 3rd ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2013.
8. Hase Y. Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118443156>
9. Katsadze T. Fundamentals of overhead power lines mechanical calculations. Kyiv, 2019. 336 p.
10. Stevens R. A., German D. M. The capacitance and inductance of overhead transmission lines. *The international journal of electrical engineering & education*. 1964. Vol. 2. No. 1. Pp. 71–81. DOI: <https://doi.org/10.1177/002072096400200108>
11. Suslov V. M. The account of sagging of wires at definition of specific potential factors of air High-Voltage Power Transmission Lines. *Problems of the regional energetics*. 2005. No. 1. Pp. 78–83.
12. Mahin A.U. et al. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid. *IET generation, transmission & distribution*. 2021. Vol. 16. No. 1. Pp. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271>
13. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET generation, transmission & distribution*. 2023. Vol. 17. No. 7. Pp. 1419–1441. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778>
14. Sacerdotianu D. et al. Research on the Continuous Monitoring of the Sag of Overhead Electricity Transmission Cables Based on the Measurement of their Slope. *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, 4–6 October 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/icate.2018.8551427>

Надійшла: 21.11.2023

Прийнята: 16.12.2023

Submitted: 21.11.2023

Accepted: 16.12.2023