

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>**ОЦІНКА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КОРОНУ В ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ 220–750 КВ  
З УРАХУВАННЯМ КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ОПОР****В.В. Кучанський<sup>1\*</sup>**, докт. техн. наук, **О.В. Гай<sup>1\*\*</sup>**, канд. техн. наук, **В.М. Бодунов<sup>2\*\*\*</sup>**, канд. техн. наук, **А.О. Ворушило<sup>3\*\*\*\*</sup>**, **Г.А. Гай<sup>4\*\*\*\*\*</sup>**, канд. пед. наук1 – Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Українаe-mail: [kuchanskiyvladislav@gmail.com](mailto:kuchanskiyvladislav@gmail.com), [gaalxold@gmail.com](mailto:gaalxold@gmail.com)2 – Національний університет "Чернігівська політехніка",  
вул. Шевченка 95, Чернігів, 14035, Українаe-mail: [vadymbodunov@gmail.com](mailto:vadymbodunov@gmail.com)3 – Інститут загальної енергетики НАН України,  
03150, вул. Антоновича, 172, Київ, Українаe-mail: [anton2320@gmail.com](mailto:anton2320@gmail.com)4 – Національний університет біоресурсів і природокористування України,  
03041, вул. Героїв Оборони, 15, Київ, Українаe-mail: [gtatana704@gmail.com](mailto:gtatana704@gmail.com)

Наведено опис удосконаленої математичної моделі оцінки кліматичних втрат електричної енергії на корону в повітряних лініях електропередачі. Модель доповнено врахуванням еквівалентної висоти проводу над землею  $h$  за параметрами, наведеними в «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ), а також можливістю розрахунку процесів у трьох фазах із застосуванням методу симетричних складових. Уточнено порядок визначення початкової напруженості електричного поля на поверхні проводів для умов поганої погоди. Доведено суттєвий вплив на результати розрахунків втрат електричної енергії на корону форми опор та наявності грозозахисного троса (ГЗТ). Отримані результати свідчать про доцільність урахування конфігурації опор та наявності ГЗТ при формуванні табличних величин питомих втрат потужності та середньорічних питомих втрат на корону, наведених у нормативних документах, що дозволить підвищити точність оцінювання кліматичних втрат електричної енергії. Бібл. 20, рис. 4, табл. 3.

**Ключові слова:** кліматичні втрати електричної енергії, втрати на корону, повітряні лінії електропередачі, конфігурація опор, грозозахисний трос.

**Вступ.** Розвиток енергетичної інфраструктури та впровадження інноваційних технологій управління мережею ставлять нові вимоги до точності обліку та аналізу технологічних втрат електричної енергії [1]. У високовольтних повітряних лініях (ПЛ) існують доволі суттєві втрати електричної енергії, пов'язані з коронним розрядом – явищем, що залежить від електричного поля біля проводу та умов навколишнього середовища [2-5, 8-12]. Класичні праці з проектування ПЛ [2, 6] і навчальні посібники з техніки високих напруг [4, 5, 8] дають теоретичну базу для визначення напруженості поля та умов виникнення корони, тоді як методичні вказівки й норми [7, 13] описують практичні підходи до оцінки втрат на корону для різних класів напруг.

Макромодельовання (параметричні / емпіричні моделі), що базуються на аналітичних формулах (наприклад, за Реек) або на апроксимаціях, отриманих із польових вимірювань, застосовуються для оцінки інтегральних втрат на ділянках довжиною кілометри або для режимних розрахунків [7, 13]. Обидва підходи широко використовуються та доповнюють один одного: мікромоделі дають глибоке розуміння локальних процесів, макромоделі – зручний інструмент для експлуатаційних та проектних оцінок [19-20].

Останні дослідження показують, що конструктивні параметри ліній (конфігурація проводів, тип і геометрія опор, наявність чи відсутність заземлених тросів ГЗТ, розщеплення фаз) мають помітний вплив на величину коронних втрат і відповідно на енергоефективність ліній [16-19]. Зокрема, роботи [15, 16] досліджують, як структурні зміни (зміна діаметра проводу, відстаней між фазами, конфігурації підвісів) можуть зменшувати активні втрати на корону. Праця [17] й інші сучасні дослідження також акцентують увагу на ролі ємності розщепленої фази й на необхідності включення таких нюансів у моделі оцінки втрат на корону.



Водночас практичний аналіз і нормативні рекомендації часто оперують спрощеними допущеннями: однорідний стан атмосферних умов, усереднені геометричні параметри, відсутність детального обліку конструктивних особливостей опор чи тросів. Це призводить до розбіжностей між емпіричними показниками, результатами польових вимірювань і чисельними розрахунками. Для підвищення точності оцінки інтегральних втрат (експлуатаційних або проектних) необхідні модифікації моделей, що дозволили б коректно враховувати реальну просторову конфігурацію лінії та особливості опорних споруд [7, 13].

Отже, огляд джерел свідчить про наявність як теоретично обґрунтованих підходів (алгоритми на базі рівнянь Максвелла, метод дзеркал і матриця потенціалів/ємностей), так і практичних емпіричних рекомендацій (Реек, настанови EPRI, національні методики) [2, 7, 9]. Проте менш розвиненою є методологія прямого кількісного перенесення параметрів типових опор (геометрія стійки, висота і радіус конструкції, локальні відводи і заземлення ГЗТ) у інтегральну модель оцінки втрат на корону, яка була б придатна для оперативного або проектного застосування.

**Мета дослідження.** Метою цієї роботи є модифікація та верифікація математичної моделі для оцінки втрат електричної енергії на корону з урахуванням впливу конструктивних характеристик типових опор 220-750 кВ (геометрія опори, положення і заземлення ГЗТ, підвісні елементи) на величину таких втрат.

Задача дослідження полягає у модифікації математичної моделі розрахунку кліматичних втрат електричної енергії на корону та оцінки впливу параметрів опори (висота, відстані між проводами, конфігурація опори, спосіб заземлення ГЗТ) на інтегральні втрати на корону для типових конфігурацій ліній 220-750 кВ.

За основу при модифікації моделі приймаємо верифіковану модель визначення втрат на корону згідно з роботами [7, 8, 16-18], відповідно питомі втрати електричної енергії внаслідок корони обраховують для таких груп погоди, як:

- 1) хороша погода (ХП). До цієї групи належать види погоди, які не зумовлюють значного зростання втрат електричної енергії внаслідок корони;
- 2) сухий сніг (СС). До сухого снігу належать також снігова крупа, снігові зерна, крижані голки, хуртовини, завірюхи з випаданням снігу, за винятком низової хуртовини та поземок, що не сягають проводів;
- 3) дощ (Д). До дощів слід відносити також мряку і мокрий сніг, оскільки їхній вплив на втрати на корону і на рівень радіозавад близький до впливу дощу;
- 4) наморозь (Н). До групи наморозь входять також: ожеледь, замерзлий сніг і мокрий замерзлий сніг.

Тривалість окремих груп погоди може зменшуватися під впливом нагрівання проводів струмом навантаження. За густини струму, що вища за деякі значення, які називаються критичними, на поверхні проводу не утворюються атмосферні відкладення у вигляді інею, роси, кристалічної наморозі або найдрібніших крапельок води (причини утворення – туман, підвищена вологість повітря, дощ малої інтенсивності). Унаслідок цього втрати на корону за вказаних метеорологічних умов не перевищують рівня втрат у хорошу погоду.

Визначення питомих втрат електричної енергії внаслідок корони виконують відповідно [13].

Еквівалентну висоту проводу над землею  $h$  обчислюють за формулою [3]:

$$h = h_{\max} - h_{iz} - f + gf = h_{\max} - h_{iz} - f(1 - g), \quad (1)$$

де  $f$  – середня за рік стріла провисання, зумовлена коливаннями температури повітря;  $m$ ;  $h_{iz}$  – середня довжина гірлянди ізоляторів, м;  $h_{\max}$  – висота підвісу ізоляторів на опорі, м;  $h_{\min}$  – мінімальна висота проводу над землею, м, яка дорівнює  $h_{\min} = h_{\max} - h_{iz} - f$ ;  $g$  – коефіцієнт, який визначають за умови рівності ємностей реальної лінії з провисаючими проводами й умовної лінії, проводи якої не провисають і перебувають на еквівалентній висоті над землею. Для ліній 400 кВ і меншої напруги коефіцієнт слід приймати рівним 1/3. Для ПЛ напругою 500 кВ і вище коефіцієнт  $g$  визначають за рис. 1.

Зазвичай висота точки підвісу до траверси [10, 11, 14, 15]  $h_{\max}$  для 220 кВ - 21,3 м, для 330 кВ – 23 м, для 500 кВ – 27,2 м, для 750 кВ – 32 м. Відстань між осями фаз у прогоні D зазвичай для 220 кВ – 7,3 м, для 330 кВ – 8,2 м, для 500 кВ – 12 м, для 750 кВ – 16 м. Довжина гірлянди ізоляторів  $h_{iz}$  зазвичай для 220 кВ – 2,5 м, для 330 кВ – 3,2 м, для 500 кВ – 4 м, для 750 кВ – 8 м.

Значення середньої за рік стріли провисання  $f$ , зумовленої коливаннями температури повітря, визначають за результатами вимірювань. У випадку відсутності таких даних допускається застосовувати табл. 1, складену на підставі положень «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ:2017)[12].

Таблиця 1

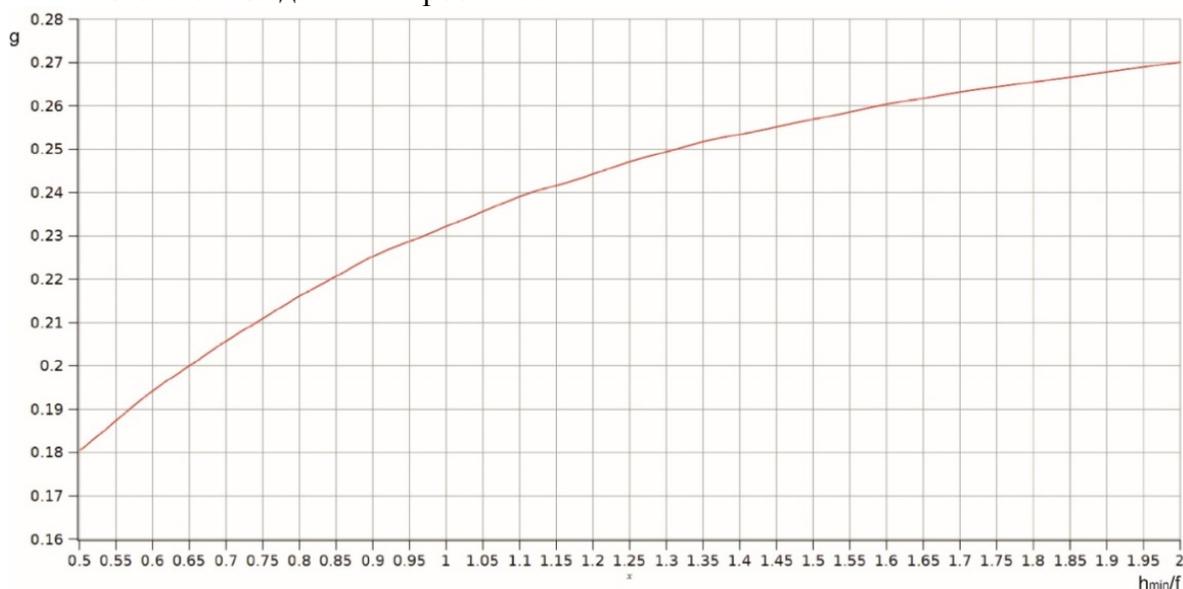
Найменші відстані до заземлених об'єктів (землі, предметів, споруд), м	За напруги, кВ			
	220	330	400-500	750
по вертикалі до землі в ненаселеній місцевості (згідно з табл. 2.5.30 ПУЕ:2017)	7	7,5	8	12
по вертикалі до землі в важкодоступній місцевості (згідно з табл. 2.5.30 ПУЕ:2017)	6	6,5	7	10
по вертикалі до землі в населеній місцевості (згідно з табл. 2.5.33 ПУЕ:2017)	8	11	15,5	-
по вертикалі до виробничих будівель і споруд в населеній місцевості (згідно з табл. 2.5.33 ПУЕ:2017)	5	7,5	8	-
по горизонталі до крон дерев (згідно з табл. 2.5.31 ПУЕ:2017)	4	5	5	8
по вертикалі до крон дерев (згідно з п. 2.5.167 ПУЕ:2017)	3	4	5	8
по вертикалі над водними об'єктами до рівня льоду (згідно з табл. 2.5.48 ПУЕ:2017)	7	7,5	8	12

Радіус розщеплення проводу  $r_p$  та його еквівалентний радіус  $r_e$ , у сантиметрах, обчислюють за формулами:

$$r_p = \frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)}; \quad (2)$$

$$r_e = \sqrt[n]{n r_0 r_p^{n-1}}, \quad (3)$$

де  $a$  – крок розщеплення, см;  $n$  – кількість проводів у розщепленій фазі;  $r_0$  – радіус проводу, см, який визначають за даними виробника.

Рис. 1. Значення коефіцієнта  $g$  для ПЛ напругою 500 кВ і вище

Відповідно до [7] значення ємностей крайньої фази С1, середньої фази С2 та середнє значення ємності С обчислюють за формулами:

$$\Delta_0 = \frac{1}{\ln \frac{\sqrt[3]{2D}}{r_e}}; \quad (4)$$

$$\Delta_2 = 0,98\Delta_0 + \left( 0,05 \left( \frac{h}{D} \right)^{-2,8} + 0,5 \right) \Delta_0^2; \quad (5)$$

$$\Delta = 0,99\Delta_0 + \left( 0,2 \left( \frac{h}{D} \right)^{-1,5} + 0,08 \right) \Delta_0^2; \quad (6)$$

$$C = 2\pi\epsilon_0\Delta; \quad (7)$$

$$C2 = 2\pi\epsilon_0\Delta_2; \quad (8)$$

$$C1 = 0,5(3 \cdot C - C2), \quad (9)$$

де  $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$  – діелектрична проникність повітря, Ф/м; D – середня відстань між геометричними осями сусідніх фаз ПЛ, м;  $\Delta_0, \Delta_2, \Delta$  – емпіричні функції, через які з похибкою не більше 1 % [2, 7] визначають питомі ємності одноколових трифазних ПЛ з горизонтальним розташуванням проводів у діапазоні зміни відношення h/D від 0,6 до 1,5.

За умови, якщо розрахунок ємностей відбувається для всіх фаз (особливо за умови їхнього різного значення), то пропонується на відміну від [7] проводити розрахунок середнього значення напруженості поля всіх трьох фаз  $E_1, E_2, E_3$ :

$$E_1 = 0,0147 \frac{C1 \cdot U}{n \cdot r_0}; \quad (10)$$

$$E_2 = 0,0147 \frac{C2 \cdot U}{n \cdot r_0}; \quad (11)$$

$$E_3 = 0,0147 \frac{C3 \cdot U}{n \cdot r_0}, \quad (12)$$

де U – номінальна лінійна напруга ПЛ, кВ.

Еквівалентну напруженість електричного поля за наявності розщеплених фаз визначають за формулою:

$$E_e = \frac{1+k}{2} E, \quad (13)$$

де k – коефіцієнт переходу від середньої напруженості електричного поля до максимальної:

$$k = 1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p}, \quad (14)$$

де позначено:  $r_0$  – радіус проводу, см;  $r_p$  – радіус розщеплення, см.

Для хорошої погоди напруженість електричного поля  $E_{0\text{ХП}}$ , за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), обчислюють за формулою [4, 5, 7]:

$$E_{0\text{ХП}} = 24,5m \cdot \delta \left( 1 + \frac{0,613}{(\delta \cdot r_0)^{0,4}} \right), \quad (15)$$

де  $m = 0,82$  – для витих проводів АС, АСО, АСУ тощо;  $\delta$  – відносна вологість повітря, яку для траси ПЛ обраховують за формулою:

$$\delta = \frac{0,386p}{273 + t}, \quad (16)$$

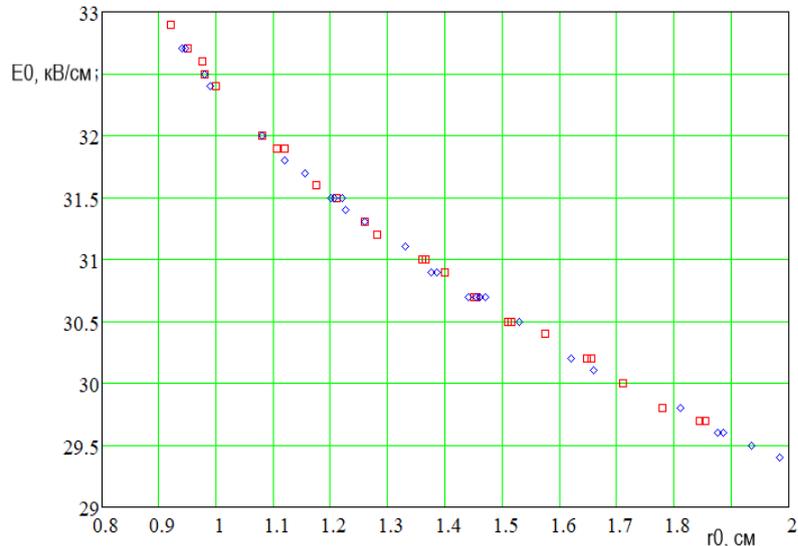
де позначено: p – середньорічний атмосферний тиск, мм ртутного стовпчика; t – середньорічна температура повітря, °С.

Початкову величину напруженості електричного поля на поверхні проводів ПЛ для поганої погоди  $E_{0\text{ПП}}$ , за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), визначають за рис. 2 (□ - алюмінієвих проводів ◇ - сталєалюмінієвих проводів) чи за виразом (15), приймаючи  $\delta = 1$  [8].

Відношення еквівалентної напруженості електричного поля розщепленої фази крайнього (індекс 1) і середнього (індекс 2) проводів ПЛ до початкової напруженості електричного поля на поверхні проводу для передбачених типів погоди 1–4, обчислюють за формулами:

$$e_{1XII} = \frac{E_{e1}}{E0_{XII}}, \quad e_{2XII} = \frac{E_{e2}}{E0_{XII}}, \quad e_{3XII} = \frac{E_{e3}}{E0_{XII}}, \quad (17)$$

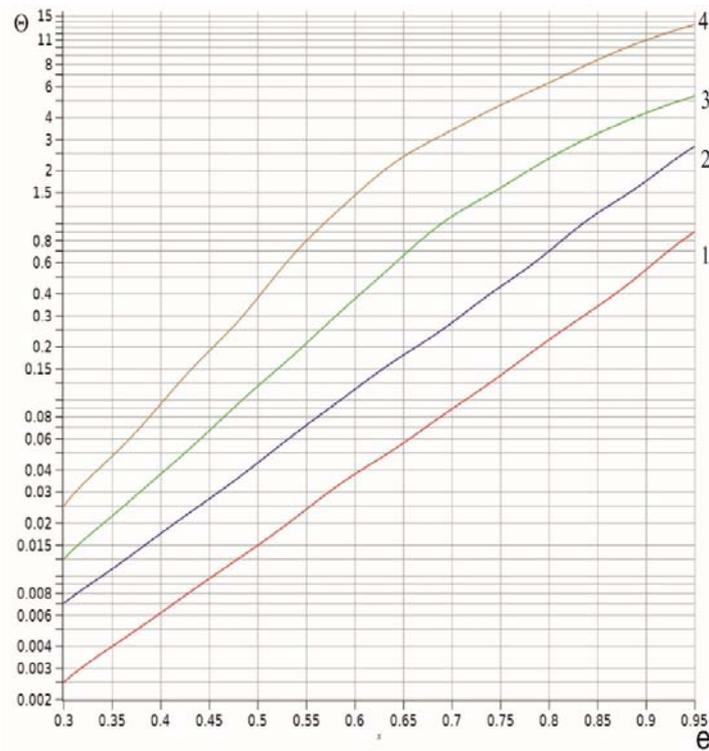
$$e_{1III} = \frac{E_{e1}}{E0_{III}}, \quad e_{2III} = \frac{E_{e2}}{E0_{III}}, \quad e_{3III} = \frac{E_{e3}}{E0_{III}}. \quad (18)$$



**Рис. 2.** Початкова величина напруженості поля для поганої погоди  $E0_{III}$ :  
 □ – алюмінієвих проводів та ◇ – сталюалюмінієвих проводів

За значеннями  $e_{ij}$ , отриманими за виразами (17, 18), та рис. 3 знаходять узагальнені характеристики корони  $\theta_{ij}$  для передбачених типів погодних умов для трьох фаз:

Хороша Погода –  $\theta_{XII1}; \theta_{XII2}; \theta_{XII3}$ ; Сухий Сніг –  $\theta_{CCI1}; \theta_{CCI2}; \theta_{CCI3}$ ;  
 Дощ –  $\theta_{DI1}; \theta_{DI2}; \theta_{DI3}$ ; Наморозь –  $\theta_{HI1}; \theta_{HI2}; \theta_{HI3}$ .



**Рис. 3.** Узагальнені характеристики втрат на корону  $\theta$  у разі  $m=0,82$  для різних груп погоди:  
 1 – хороша погода; 2 – сухий сніг; 3 – дощ; 4 – наморозь

Значення питомих середньорічних втрат потужності на корону за типами погодних умов, у кВт/км, для трьох проводів ПЛ розраховують за формулами:

1) Хороша Погода (ХП):

$$P_{ХП} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{ХП1} + \theta_{ХП2} + \theta_{ХП3}), \quad (19)$$

2) Сухий Сніг (СС):

$$P_{СС} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{СС1} + \theta_{СС2} + \theta_{СС3}), \quad (20)$$

3) Дощ (Д):

$$P_{Д} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{Д1} + \theta_{Д2} + \theta_{Д3}), \quad (21)$$

4) Наморозь (Н):

$$P_{Н} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{Н1} + \theta_{Н2} + \theta_{Н3}). \quad (22)$$

Значення середньорічних питомих втрат потужності на корону для ділянки ПЛ з незмінними кількістю і зовнішнім діаметром проводів у фазах обраховують за формулою:

$$\Delta P_{кор.сеп} = \frac{P_{ХП} T_{ХП}}{8760} + \frac{P_{СС} T_{СС}}{8760} + \frac{P_{Д} T_{Д}}{8760} + \frac{P_{Н} T_{Н}}{8760}, \quad (23)$$

де  $T_{ХП}$ ,  $T_{СС}$ ,  $T_{Д}$  і  $T_{Н}$  – середньорічна тривалість хорошої погоди, сухого снігу, дощу і наморозі відповідно, що притаманні ділянці, для якої визначають втрати на корону.

Порівняємо результати класичної методики [2, 7] розрахунку ємностей за виразами (4–9) з розрахунком ємностей, використовуючи систему рівнянь Максвела (рівнянь Кларксона) [3, 7, 10]:

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \cdots & \alpha_{nn} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}\mathbf{Q}, \quad \mathbf{V} = \mathbf{A}^{-1}, \quad \mathbf{Q} = \mathbf{B}\mathbf{U}, \quad (24)$$

$$\mathbf{C} = \mathbf{A}^{-1} = \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} & \cdots & \beta_{1n} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} & \cdots & \beta_{2n} \\ \beta_{31} & \beta_{32} & \beta_{33} & \cdots & \beta_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \beta_{n1} & \beta_{n2} & \beta_{n3} & \cdots & \beta_{nn} \end{bmatrix}.$$

де  $U$  – потенціал  $i$ -го провідника відносно землі,  $V$ ;  $Q$  – заряд  $i$ -го провідника, Кл;  $n$  – кількість провідників, у трьохфазній системі з врахуванням грозозахисних тросів (ГЗТ);  $\alpha_{ii}$  – власний потенційний коефіцієнт (самоіндуквана ємність) провідника і відносно «землі» чи нейтральної точки;  $\alpha_{ij}$  – взаємний потенційний коефіцієнт (взаємна ємність) між провідниками  $i$  та  $j$  (приймається  $i \neq j$ );  $C$  – матриця ємностей фаз, Ф;  $U$ ,  $Q$ ,  $A$ ,  $V$  – відповідні матриці.

Проведемо аналіз доцільності врахування впливу заземленої опори на величину ємностей фаз. Як відомо [3, 14, 15], наближений закон провисання проводу в прогоні описується виразом:

$$y(x) = (h_{\max} - h_{iz}) - 4 \cdot f \cdot x \cdot (l - x) / l^2 \quad (25)$$

Прийmemo, що довжина прогона для мереж 220 кВ складає порядку  $l = 300$  м, висота підвісу проводу на опорі  $h_{\max} - h_{iz} = 17,8$  м, середня за рік стріла провисання, зумовлена коливаннями температури повітря, відповідно до табл. 1  $f = 7$  м, відповідно за виразом (1) еквівалентна висота проводу над землею  $h = 13,13$  м. За цих умов знайдемо значення  $x$  в цій точці, тобто  $y(x) = 13,13$ , відповідно отримуємо квадратне рівняння:

$$x \cdot (l - x) - (h_{\max} - h_{iz} - h) \cdot l^2 / 4 \cdot f = 0.$$

Це рівняння має два розв'язки: 63,46; 236,54 м, тобто величина еквівалентної висоти проводу над землею значно менше, ніж отримане значення, що дає змогу знехтувати впливом опори на значення ємності фаз.

Оскільки пряме розрахування електричного поля є достатньо складною задачею, особливо для багатопровідних ліній, то з метою знаходження відповідних коефіцієнтів альфа використаємо метод дзеркального відображення (Mirror Method) [9]. Згідно з цим методом власні потенційні коефіцієнти в системі паралельних довгих циліндрів [9] становитимуть:

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i}, \quad (26)$$

де  $h_i$  – висота проводу над землею, м;  $r_i$  – радіус проводу (за умови розщеплення еквівалентний радіус проводу  $r_e$ ), м.

Взаємні потенційні коефіцієнти в системі паралельних довгих циліндрів [9] виглядатимуть так:

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}}, \quad i \neq j, \quad (27)$$

де  $D'_{ij}$  – відстань до “дзеркального” зображення відносно землі між  $i$  та  $j$  провідником;  $D_{ij}$  – відстань між  $i$  та  $j$  провідником.

Варто зазначити, що для розрахунку ємності фази А (інших аналогічно) приймається, що її напруга дорівнює одиниці (1 в.о.) від номінального значення. Відповідно згідно з методом симетричних складових і за умови симетричності системи напруг, напруга на двох інших фазах становитиме -0,5 в.о. від номінального значення. Тому розрахунок ємності фази А виконується за виразами [9]. Водночас вважається, що враховуються лише заземлені ГЗТ з обох боків, оскільки значення ємності для інших технічних рішень заземлення ГЗТ перебуватимуть між варіантами з наявними та відсутніми ГЗТ.

Відповідно матриці потенціалу провідників відносно землі наведені у виразі (28):

$$\mathbf{U}_{3\phi A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{3\phi+ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{3\phi+2\times ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{2\times 3\phi+2\times ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \\ 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (28)$$

Для мереж 220кВ найбільш характерними є три типи опор, які наведені на рис. 4.

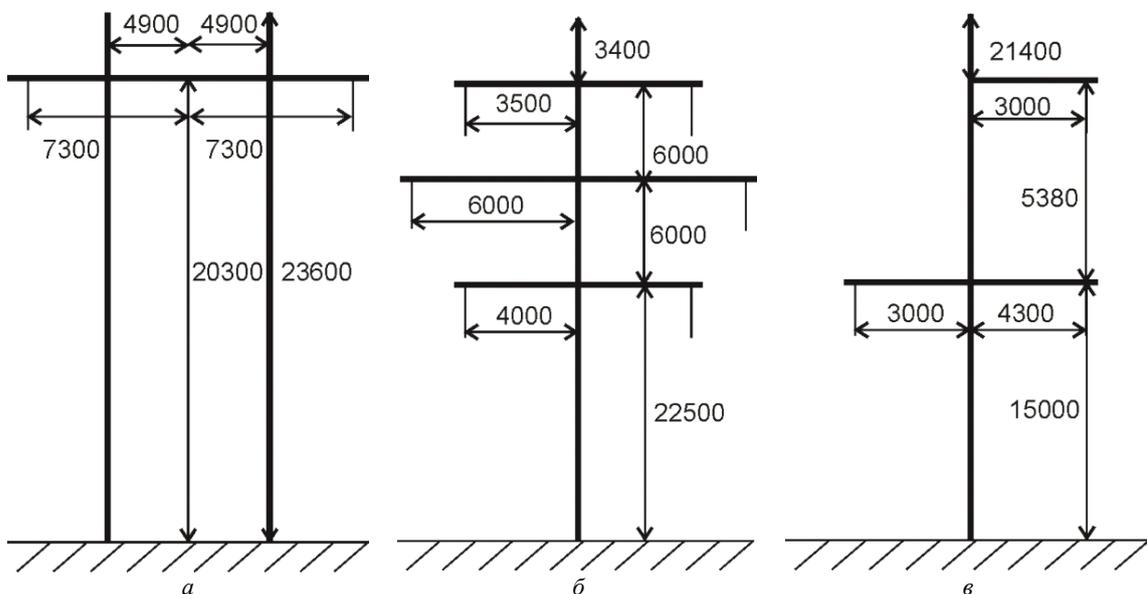


Рис. 4. Типові конструкції опор ПЛ 220 кВ з габаритними розмірами (мм)

Відповідно за виразом (28), для визначення питомих ємностей за умови використання опори (рис. 4 б) (для інших опор (рис. 4 а та в) ці вирази формуються аналогічно), отримуємо:

$$\begin{aligned} C_{1\_A} &= \beta_{11} + \beta_{14} - \frac{1}{2}(\beta_{12} + \beta_{13} + \beta_{15} + \beta_{16}), \\ C_{1\_B} &= \beta_{22} + \beta_{25} - \frac{1}{2}(\beta_{21} + \beta_{23} + \beta_{24} + \beta_{26}), \\ C_{1\_C} &= \beta_{33} + \beta_{36} - \frac{1}{2}(\beta_{31} + \beta_{32} + \beta_{34} + \beta_{35}). \end{aligned} \quad (29)$$

Для проведення математичного експерименту візьмемо як об'єкт провід марки АС-400/64, що має зовнішній радіус ( $r_i$ ) = 0,01385 м, та приймаємо, що ГЗТ має зовнішній радіус ( $r_{ГЗТ}$ ) = 0,0133/2 м.

Для варіанту опори, зображеної на рис. 4 б, отримуємо матрицю **B** (Ф/м):

11) 7.9382e-12 12) -1.2860e-12 13) -5.2554e-13 14) -9.3057e-13 15) -5.2110e-13 16) -3.7715e-13 17) -2.5382e-13  
21) -1.2860e-12 22) 7.8826e-12 23) -1.2670e-12 24) -5.2110e-13 25) -5.0834e-13 26) -5.8372e-13 27) -4.9642e-13  
31) -5.2554e-13 32) -1.2670e-12 33) 7.8636e-12 34) -3.7715e-13 35) -5.8372e-13 36) -1.1450e-12 37) -1.2116e-12  
41) -9.3057e-13 42) -5.2110e-13 43) -3.7715e-13 44) 7.9382e-12 45) -1.2860e-12 46) -5.2554e-13 47) -2.5382e-13  
51) -5.2110e-13 52) -5.0834e-13 53) -5.8372e-13 54) -1.2860e-12 55) 7.8826e-12 56) -1.2670e-12 57) -4.9642e-13  
61) -3.7715e-13 62) -5.8372e-13 63) -1.1450e-12 64) -5.2554e-13 65) -1.2670e-12 66) 7.8636e-12 67) -1.2116e-12  
71) -2.5382e-13 72) -4.9642e-13 73) -1.2116e-12 74) -2.5382e-13 75) -4.9642e-13 76) -1.2116e-12 77) 6.8195e-12

З неї за виразом (29) отримаємо значення ємностей:

$$C_{1\_A} = (7,9382 + (-0,9306) - \frac{1}{2}(-1,2860 - 0,5255 - 0,5211 - 0,3772)) \cdot 10^{-12} = 8,3625 \cdot 10^{-12}, \Phi / м.$$

Аналогічно для фаз В та С:

$$C_{1\_B} = 9,2032 \cdot 10^{-12}, \Phi / м; C_{1\_C} = 8,0953 \cdot 10^{-12}, \Phi / м.$$

За описаною вище методикою отримаємо значення ємності для опор, наведених на рис. 4 для різних схем ГЗТ, та розрахуємо значення середньорічних питомих втрат на корону за виразом (23) за умови  $T_{ХП}=7601$  год;  $T_{CC}=201$  год;  $T_{Д}=817$  год;  $T_{Н}=141$  год та зведемо цю інформацію до таблиці 2.

Таблиця 2

№	Тип ГЗТ	$C_{1\_A},$ $n\Phi / м$	$C_{1\_B},$ $n\Phi / м$	$C_{1\_C},$ $n\Phi / м$	Середньорічні питоми втрати на корону, кВт/км	Відсоток збільшення втрат від базового варіанту, %
Відповідно до формул (4-9)		8,5003	9,0569	8,5003	0,9	
Рис. 4 а	Без ГЗТ	8,51518	9,04829	8,51518	0,9034	0,3875
Рис. 4 а	З одним лівим ГЗТ	8,75353	9,05808	8,4451	0,9411	4,5823
Рис. 4 а	З двома ГЗТ	8,69784	9,06655	8,69784	0,9808	8,9905
Рис. 4 б	Без ГЗТ	8,4072	9,23757	7,79809	0,8211	-8,7591
Рис. 4 б	З ГЗТ	8,36252	9,20317	8,09535	0,8444	-6,1623
Рис. 4 в	Без ГЗТ	9,02202	9,35926	8,8711	1,1686	29,8586
Рис. 4 в	З ГЗТ	8,9835	9,31142	9,09773	1,2008	33,4389

Як бачимо, за результатами, наведеними в табл. 2, похибка значно вище тієї, що регламентується (не більше 1 % [2, 7]) при використанні емпіричних функцій, що обмежує їхнє використання та призводить до спотворень результатів.

Варто зазначити, що часто в розділах, де описується врахування втрат електричної енергії на корону [3, 5, 10, 11, 13], наводяться таблиці з мінімальною кількістю облаштувань фаз для різних класів напруги та рекомендаціями лінійної інтерполяції між відповідними

значеннями. Авторами пропонується модифікувати відповідні нормативні документи з метою зменшення рівня невизначеності та представити інформацію у вигляді таблиці 3.

Таблиця 3

Улаштування фази	Середньорічні питомі втрати на корону, кВт/км	Питомі втрати потужності, кВт/км			
		хороша погода	погана погода		
			сніг	дощ	наморозь
АС400/64 Рис. 4 а Без ГЗТ	0,9034	0,293	1,109	4,172	14,574
АС400/64 Рис. 4 а З одним лівим ГЗТ	0,9411	0,303	1,149	4,384	15,073
АС400/64 Рис. 4 а З двома ГЗТ	0,9808	0,314	1,193	4,600	15,659
АС400/64 Рис. 4 б Без ГЗТ	0,8211	0,273	1,022	3,782	12,944
АС400/64 Рис. 4 б З ГЗТ	0,8444	0,280	1,048	3,878	13,424
АС400/64 Рис. 4 в Без ГЗТ	1,1686	0,372	1,419	5,616	17,980
АС400/64 Рис. 4 в З ГЗТ	1,2008	0,381	1,453	5,801	18,356

**Висновки.** У статті проведено модифікацію математичної моделі оцінки кліматичних втрат електричної енергії на корону шляхом урахування еквівалентної висоти проводу над землею  $h$  за параметрами, наведеними в ПУЕ. Зазначено, що при розрахунку початкової величини напруженості електричного поля на поверхні проводів ПЛ для поганої погоди ( $E_{0пл}$ ), за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), величину  $E_{0пл}$  визначають за формулою (15) при  $\delta = 1$ . Уведено в математичну модель параметри для врахування процесів у трьох фазах.

Вказано, що похибка при використанні емпіричних функцій значно вище тієї, яка регламентується (не більше 1 % [2, 7]), що обмежує їхнє використання та призводить до спотворень результатів. Обґрунтовано доцільність детальнішого розрахунку ємностей фаз із урахуванням конфігурації опор та наявності ГЗТ, водночас показано, що вплив самої опори на значення ємності фаз є незначним і може не враховуватися. Математичним експериментом доведено, що наявність ГЗТ призводить до суттєвого підвищення втрат на корону: при одному ГЗТ – до 4,6 %, при двох – до 9 %.

Показано, що різна форма опор зумовлює зміну середньорічних питомих втрат на корону: від -8,75 % до майже 30 % без ГЗТ та від -6,2% до майже 33,5% із ГЗТ.

Отримані результати свідчать про доцільність урахування форми опор при формуванні табличних величин питомих втрат потужності та середньорічних питомих втрат на корону, наведених у нормативних документах, наприклад [13], з огляду на значний розкид отриманих значень.

*Розроблення моделей та методів аналізу аномальних режимів електричних мереж в умовах часткового пошкодження електрообладнання для відновлення їх безпечного функціонування і модернізації («Безпека-5»)* (КПКВК 6541030).

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap.2017.315 p.
2. Кучанський В.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 55–60.
3. Сулейманов В.Н., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы: Учеб. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 504 с.
4. Kuchansky V., Zaitsev I.O. Corona discharge power losses measurement systems in extra high voltage transmissions lines. *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020. Pp. 48–53.
5. Гай О.В., Кулик Б.І. Техніка високих напруг. К.:Видавництво НУБІП України, 2021. 710 с.
6. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, вид-во «Політехніка», 2019. 336 с.
7. РД 34.20.172-74 Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750 кВ и постоянного тока 800-1500 кВ.
8. Бржезицький В.О., Ісакова А.В., Рудаков В.В. Техніка і електрофізика високих напруг. Харків: НТУ «ХПІ». Торнадо, 2005. 930 с.
9. Щерба А.А., Перетятко Ю.В. Теоретичні основи електротехніки. Електричні кола постійного та змінного струму. Чотириполюсники. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 116 с.

10. Blinov I., Zaitsev I.O. and Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. *Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control*, V. Babak, V. Isaienko, A. Zaporozhets. Ed, Vol. 298, 2020. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8).
11. Zaitsev I.O., Kuchansky V.V. Corona discharge problem in extra high voltage transmission line. *Systems, Decision and Control in Energy II, Studies in Systems, Decision and Control*, A. Zaporozhets, V. Artemchuk. Ed., 2021. Pp. 3–30.
12. Правила улаштування електроустановок, затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476.
13. СОУ-Н ЕЕ 40.1 – 37471933-82 «Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання».
14. Кирик В.В. Електричні системи і мережі: підручник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, вид-во «Політехніка», 2021. 324 с.
15. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. 488 с.
16. Буславец О.А., Коваль Я.М. До розрахунку втрат електроенергії на корону у мережах НЕК Укрэнерго. *Електричні мережі та системи*. 2013. № 2. С. 56–68.
17. Кучанський В.В., Тугай Ю.І., Тугай І.Ю. Обґрунтування конструкції розщепленої фази повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2024. Вип. 6. С. 27–33. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-177-6-27-33>
18. Олубакінде Е. Дослідження впливу ємності розщепленої фази на втрати потужності пов'язані з коронним розрядом. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*, 2022. Вип. 1 (4). С. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.08>.
19. Кацадзе Т., Чижевський В., Буслова Н., Черкашина В. Визначення складових втрат активної потужності в дальній електропередачі змінного струму. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 54–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>.
20. Кучанський В.В., Зайцев Є.О., Коваленко О.М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник ВПІ*, 2024. Вип. 4. С. 22–29.

#### ESTIMATION OF CORONA ELECTRICITY LOSSES IN 220–750 KV OVERHEAD LINES TAKING INTO ACCOUNT THE DESIGN PARAMETERS OF SUPPORTS

V. Kuchanskiy<sup>1</sup>, O. Gai<sup>1</sup>, V. Bodunov<sup>2</sup>, A. Vorushylo<sup>3</sup>, G. Gai<sup>4</sup>

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteyskiy ave., 56, 03057, Kyiv, Ukraine

e-mail: [kuchanskiyvladislav@gmail.com](mailto:kuchanskiyvladislav@gmail.com), [gaalxold@gmail.com](mailto:gaalxold@gmail.com)

2 – Chernihiv Polytechnic National University,

Shevchenka str. 95, 14035, Chernihiv, Ukraine

e-mail: [vadymbodunov@gmail.com](mailto:vadymbodunov@gmail.com)

3 – Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Antonovych str., 172, 03150, Kyiv, Ukraine

e-mail: [anton2320@gmail.com](mailto:anton2320@gmail.com)

4 – National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,

Heroiv Oborony str., 15, 03041, Kyiv, Ukraine

e-mail: [gtatana704@gmail.com](mailto:gtatana704@gmail.com)

*The article describes an improved mathematical model for estimating climatic losses of electric energy on the crown in overhead power lines. The model is supplemented by taking into account the equivalent height of the wire above the ground  $h$  according to the parameters given in the Rules for the «Arrangement of Electrical Installations (PUE)», as well as the possibility of calculating processes in three phases using the method of symmetrical components. The procedure for determining the initial electric field strength on the surface of wires for bad weather conditions is specified. The significant influence on the results of calculations of electrical energy losses on the crown of the supports and the presence of a lightning protection cable (GZT) is proven. The results obtained indicate the feasibility of taking into account the configuration of the supports and the presence of GZT when forming tabular values of specific power losses and average annual specific losses on the crown given in regulatory documents, which will increase the accuracy of estimating climatic losses of electric energy. Ref. 20, tabl. 3, fig. 4.*

**Keywords:** climatic losses of electric energy, losses on the crown, overhead power lines, configuration of supports, lightning protection cable.

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
2. Kuznetsov V.G., Tugay Y.I., Kuchansky V.V. Influence of corona discharge on the internal overvoltages in highway electrical networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 6. Pp. 55–60. URL: <https://techned.org.ua/index.php/techned/article/view/753> (Accessed 13.11.2025). (Ukr)
3. Suleymanov V.N., Katsadze T.L. Electric networks and systems: Textbook. Kyiv: NTUU KPI, 2008. 504 p. (Rus)
4. Kuchansky V.V., Zaitsev I.O. Corona discharge power losses measurement systems in extra high voltage transmissions lines. *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020. Pp. 48–53.

5. Gai O.V., Kulyk B.I. High Voltage Engineering: Textbook. Kyiv: NUBIP Publishing House of Ukraine, 2021. 710 p. (Ukr)
6. Katsadze T.L. Fundamentals of mechanical calculations of overhead power transmission lines. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Publishing House Polytechnics, 2019. 336 p. (Ukr)
7. RD 34.20.172-74 Guidelines for accounting for corona losses and corona interference in the selection of overhead power lines of alternating current 330-750 kV and direct current 800-1500 kV. (Rus)
8. Brzhezitsky V.O., Isakova A.V., Rudakov V.V. High voltage engineering and electrophysics. Kharkiv: NTU KhPI. Tornado, 2005. 930 p. (Ukr)
9. Shcherba A.A., Peretyatko Y.V. Theoretical Fundamentals of Electrical Engineering 1. Direct and alternating current electrical circuits. Four-pole. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv polytechnic institute, 2021. 116 p. (Ukr)
10. Blinov I.V., Zaitsev I.O., Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control, V. Babak, V. Isaienko, A. Zaporozhets. Ed, Vol. 298, 2020. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8)
11. Zaitsev I.O., Kuchansky V.V. Corona discharge problem in extra high voltage transmission line. Systems, Decision and Control in Energy II, Studies in Systems, Decision and Control, A. Zaporozhets, V. Artemchuk. Ed., 2021. Pp. 3–30.
12. Rules for the arrangement of electrical installations, approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine dated 07/21/2017. No 476. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text> (Accessed 13.11.2025) (Ukr)
13. SOU-N EE 40.1 – 37471933-82 Methodological recommendations for determining technological consumption of electric energy in transformers and power transmission lines. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> (Accessed 13.11.2025) (Ukr)
14. Kyryk V.V. Electrical systems and networks: textbook. Kyiv: KPI named after Igor Sikorsky, Polytechnic Publishing House, 2021. 324 p. (Ukr)
15. Szegeida M. S. Electric networks and systems: textbook. Lviv: Publishing House of the National University Lviv Polytechnic, 2007. 488 p. (Ukr)
16. Buslavets O.A., Koval Ya.M. Calculation of electric power losses due to corona in the networks of NEK Ukrenergo. Electric networks and systems. 2013. No 2. Pp. 56–68. (Rus)
17. Kuchansky V.V., Tugay Y.I., Tugay I.Y. Substantiation of the design of split-phase overhead inter-system power transmission lines. *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*, 2024. Vyp. 6. Pp. 27–33. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-177-6-27-33> (Ukr)
18. Olubakinde E. Study of the influence of the split-phase capacitance on the power losses associated with corona discharge. *Bulletin of the National Technical University KhPI. Series: Energy: reliability and energy efficiency*, issue 1 (4), July 2022, Pp. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.08> (Ukr)
19. Katsadze T., Chyzhevsky V., Buslova N. Cherkashyna V. Determination of component losses of active power in long-distance ac power transmission. *Tekhnichna electrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 54–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054> (Ukr)
20. Kuchansky V.V., Zaitsev E.O., Kovalenko O.M. Analysis of experimental estimates of power losses during coronation of airy intersystem power transmission lines, *Visnyk VPI*. 2024. Vol. 4. Pp. 22–29. (Ukr)

Надійшла: 16.09.2025  
Прийнята: 17.10.2025

Submitted: 16.09.2025  
Accepted: 17.10.2025