

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНО ВИПРАВДАНИХ ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 35-750 кВ

Р.О. Буйний^{1,2*}, канд. техн. наук, А.В. Красножон^{1**}, канд. техн. наук, А.О. Квицинський², канд. техн. наук

1 – Національний університет «Чернігівська політехніка»,

вул. Шевченка, 95, Чернігів, 14035, Україна

e-mail: buinyiroman@gmail.com

2 – НЕК «Укренерго»,

вул. Дорогожицька, 11/8, Київ, 04112, Україна

Встановлено, що довідкові граничні значення потужностей та відповідні граничні довжини для повітряних ліній (ПЛ) електропередавання напругою 35-750 кВ не відповідають вимогам чинних в Україні Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), які унормовують значення густини струму в алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводах на рівні 0,8 А/мм². Така невідповідність обумовлює достатньо великі технологічні витрати електричної енергії під час її передавання та розподілу. Отримано цільову функцію залежності коефіцієнта корисної дії ПЛ від її режимних та структурних параметрів. Цільова функція дозволила визначити граничні довжини передавання економічно виправданої потужності через ПЛ 35-750 кВ за коефіцієнта корисної дії (ККД) 0,98 в.о. та густини струму, яка унормована ПУЕ. Отримано аналітичний вираз, який зв'язує величину економічно виправданої потужності ПЛ із максимальною потужністю річного графіка навантаження та тривалістю максимальних втрат, що дає змогу забезпечити економічно виправдані річні технологічні витрати електричної енергії у ПЛ операторів систем розподілу (ОСР) та оператора системи передачі (ОСП) шляхом вибору відповідних перерізів проводів під час формування планів та схем перспективного розвитку електричних мереж. Бібл. 12, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: повітряна лінія, натуральна потужність, густина струму, коефіцієнт корисної дії, економічно виправдана потужність.

Вступ. Існує велика кількість робіт, у яких досліджуються питання ефективності розподілу та передачі електричної енергії. Зокрема, у [1] виконується оцінка вартості життєвого циклу сучасних мереж оператора системи передачі (ОСП) із урахуванням невизначеності вихідної інформації; розглянутий метод дає змогу отримати точку беззбитковості. У [2] запропоновано метод визначення оптимальних перерізів проводів, який потребує як вихідну інформацію величини інвестицій у спорудження та величини експлуатаційних витрат, що не зовсім зручно під час формування планів та схем перспективного розвитку електричних мереж ОСП та операторів систем розподілу (ОСР). У роботі [3] аналізується вартість передачі, розподілу та адміністрування в електричних мережах американських ОСП та ОСР, а у роботах [4, 5] – витрати на розподіл електричної енергії. У роботах [3, 4] показано, що в разі скорочення електроспоживання та обумовлених цим перетоків енергії відносні операційні витрати на обслуговування електричних мереж можуть зрости. За останні декілька років в Україні також спостерігається тенденція до зменшення перетоків енергії як через скорочення споживання електричної енергії промисловими і сільськогосподарськими підприємствами, так і через спорудження нових децентралізованих джерел енергії користувачами систем розподілу. Зменшення навантаження у мережах ОСР призводить до відносного збільшення операційних витрат, що припадають на одного користувача мережі, а непередбачене плановими розрахунками збільшення перетоків окремими ПЛ мережі ОСП погіршує її ефективність.

Під час виконання планів та схем перспективного розвитку ОСР та ОСП повинні закладати енергоефективні економічно виправдані заходи, які мають базуватися на вимогах чинних нормативних документів. В Україні ПУЕ [6] унормовують значення густини струму в алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводах ПЛ на рівні 0,8 А/мм² (за тривалості використання максимального навантаження до 5000 год/рік). Слід зазначити, що проєктними організаціями досі використовуються орієнтовні значення потужностей, які можна передавати ПЛ



за густини струму $1,1 \text{ А/мм}^2$ та ККД $0,9$ в.о. [7]. Це призводить до вибору перерізів проводів, які будуть обумовлювати достатньо великі технологічні витрати електричної енергії під час її передавання та розподілу. У закордонних нормативних документах, зокрема у [8], замість граничних довжин ПЛ та передаваних потужностей наводяться моменти навантажень для відповідного класу напруги (у МВт·км) без зазначення, за якої густини струму та ККД вони визначені.

Із вищезазначеного випливає, що потребують коригування наведені в [7] граничні значення активних потужностей, які економічно доцільно передавати ПЛ у сучасних умовах з урахуванням вимог чинних ПУЕ [6].

Мета статті. Обґрунтування граничних значень активної потужності та граничної довжини ПЛ напругою $35\text{-}750 \text{ кВ}$ для забезпечити економічно виправданих річних технологічних витрат електричної енергії.

Основні матеріали дослідження. Як відомо, найбільшого ККД ПЛ досягає за передавання через неї натуральної потужності, яка для електропередачі «без втрат потужності» визначається виразом [9]:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\sqrt{x_0}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{z_{\text{хв}}}, \quad (1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга ПЛ; x_0 , b_0 – питомі індуктивний опір та ємнісна провідність ПЛ; $z_{\text{хв}}$ – хвильовий опір ПЛ.

Економічно виправдану потужність для ПЛ будь-якого класу напруги можна оцінити за величиною нормованої ПУЕ [6] економічної густини струму $j_{\text{ек}}$ за формулою:

$$P_{\text{ек}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{ек}} \cdot F \cdot N \cdot \cos \varphi_{\text{сер}}, \quad (2)$$

де F – переріз проводу; N – кількість проводів у фазі; $\cos \varphi_{\text{сер}}$ – середній коефіцієнт потужності.

Проте первинним критерієм є ККД, який визначається фізичними процесами, що відбуваються під час передавання та розподілу електричної енергії. Як відомо, ПЛ різних класів напруги мають свої схеми заміщення [9], зображені на рис. 1.

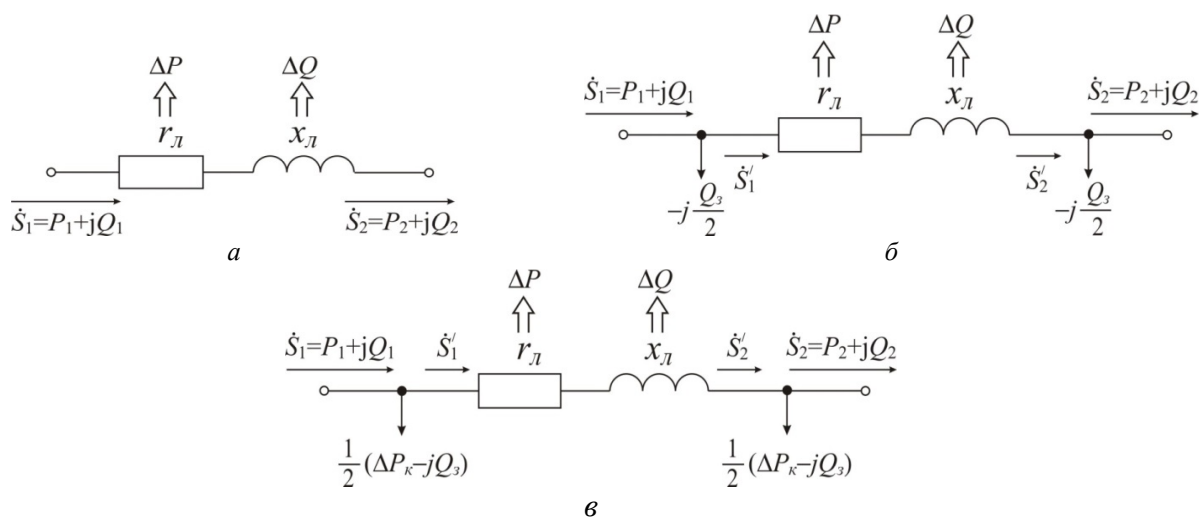


Рис. 1. Схеми заміщення ПЛ: *а* – напругою до 35 кВ включно; *б* – напругою $110\text{-}150 \text{ кВ}$; *в* – напругою 220 кВ та більше

ККД ПЛ можна визначити за їхніми режимними параметрами за формулою:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{\Sigma}}, \quad (3)$$

де P_1 , P_2 – активні потужності, які протікають на початку та в кінці ПЛ; ΔP_{Σ} – сумарні втрати активної потужності у ПЛ.

Слід зазначити, що величина ΔP_{Σ} є функцією від довжини ПЛ l . Вона дає змогу визначити ККД електропередачі для ПЛ різних класів напруги, враховуючи як втрати потужності на нагрів проводів, так і втрати активної потужності, які викликані явищем корони [10-12].

Так, для ПЛ напругою до 35 кВ включно втрати потужності на корону мізерні, а зарядна потужність ПЛ Q_3 також може не враховуватися під час розрахунку режимів роботи та для визначення ККД (рис. 1 а). Тому

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot r_0 \cdot l, \quad (4)$$

де r_0 – питомий активний опір фази ПЛ; U_2 – напруга в кінці ПЛ; Q_2 – реактивна потужність, яка протікає в кінці ПЛ. Остання може бути визначена як

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad \varphi = \arccos(\cos \varphi).$$

Для ПЛ напругою 110-150 кВ, окрім активної та реактивної потужностей, також потрібно враховувати зарядну потужність, яка обумовлена ємнісною провідністю b_0 та вносить суттєвий вплив на режимні параметри (рис. 1 б). Втрати активної потужності ΔP_{Σ} будуть визначатися за формулою, яка враховує часткову компенсацію реактивного навантаження Q_2 зарядною потужністю ПЛ Q_3 :

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_2^2 + \left(Q_2 - \frac{Q_{30} \cdot l}{2}\right)^2}{U_2^2} \cdot r_0 \cdot l; \quad (5)$$

$$Q_{30} = b_0 \cdot U_2^2,$$

де Q_{30} – питома зарядна потужність ПЛ.

Для ПЛ напругою 220-750 кВ під час розрахунку ККД потрібно враховувати як втрати потужності на корону ΔP_{κ} так і зарядну потужність Q_3 , які обумовлені активною та ємнісною провідностями фаз ПЛ відповідно (рис. 1 в). Втрати потужності на корону залежать не тільки від конструкції фази ПЛ, але й від погодних умов. Тому для вирішення подібних задач їх представляють середньорічним значенням [10]. Втрати активної потужності ΔP_{Σ} будуть визначатися за формулою, яка враховує як збільшення потоку активної потужності через втрати потужності на корону, так і часткову компенсацію реактивного навантаження зарядною потужністю ПЛ:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{\left(P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\kappa 0} \cdot l\right)^2 + \left(Q_2 - \frac{1}{2} \cdot Q_{30} \cdot l\right)^2}{U_2^2} \cdot \frac{r_0}{N} \cdot l + \Delta P_{\kappa 0} \cdot l, \quad (6)$$

де $\Delta P_{\kappa 0}$ – середньорічні питомі втрати потужності на корону; N – кількість проводів у фазі.

За формулою (3) з урахуванням (4), (5) або (6) (залежно від напруги ПЛ) можуть бути отримані залежності ККД від режимних (P_2, Q_2, U_2) та структурних ($\Delta P_{\kappa 0}, N, r_0, b_0, l$) параметрів ПЛ:

$$\eta = f(P_2, Q_2, U_2, \Delta P_{\kappa 0}, N, r_0, b_0, l). \quad (7)$$

Значення натуральних потужностей (формула (1)) та економічно виправданих потужностей, які слід передавати ПЛ 35-750 кВ (формула (2)) за економічних густин струму 1,1 та 0,8 А/мм², зведені до таблиці.

Ці значення розраховані за типових (найбільш поширених) мінімальних та максимальних перерізів проводів, які застосовуються на ПЛ відповідного класу напруги: АС-50/8 та АС-120/19 – для ПЛ 35 кВ; АС-70/11 та АС-240/32 – для ПЛ 110 кВ; АС-150/19 та АС-300/39 – для ПЛ 150 кВ; АС-240/32 та АС-400/51 – для ПЛ 220 кВ; 2×АС-240/32 та 2×АС-400/51 – для ПЛ 330 кВ; 3×АС-300/39 та 3×АС-400/51 – для ПЛ 400 кВ; 3×АС-300/39 та 3×АС-500/64 – для ПЛ 500 кВ; 5×АС-300/66 та 5×АС-400/51 – для ПЛ 750 кВ.

Напруга, кВ	Переріз про- воду, мм ²	Потужність, МВт			Довжина ПЛ, км	
		натуральна ¹⁾	$P_{ек}$ яка передається ²⁾ за густини струму, А/мм ²		гранична за ККД = =0,98 ³⁾	середня між ПС в наявних мережах
			1,1	0,8		
35	50 - 120	3,1-3,3	3,3-8,0	2,4-5,8	10/14	12
110	70 - 240	30,2-33,4	15-50	11-37	33/46	28
150	150 - 300	58,7-62,0	43-86	31-63	45/63	40
220	240 - 400	122-127	100-168	73-122	64/87	78
330	2×240 - 2×400	348-357	302-503	220-367	96/127	115
400	3×300 - 3×400	561-567	686-916	500-665	115/156	197
500	3×300 - 3×500	861-873	857-1429	624-1040	143/194	180
750	5×300 - 5×400	2137-2151	2143-2858	1560-2080	220/305	300

¹⁾ Натуральна потужність ПЛ 35-220 кВ розрахована за розміщення проводів «у вершинах трикутника», а для ПЛ 330-750 кВ – за розміщенням проводів «у площині»;

²⁾ Економічно виправдана потужність $P_{ек}$, яка передається за певної густини струму, що розрахована за коефіцієнта потужності $\cos\varphi = 1$;

³⁾ Чисельник – за густини струму 1,1 А/мм², знаменник – за густини струму 0,8 А/мм²

Отримані з цільової функції (7) залежності ККД ПЛ від її довжини за передавання економічно виправданих потужностей, які відповідають густинам струмів 1,1 та 0,8 А/мм², зображені на рис. 2 а (для ПЛ 110 кВ) та рис. 2 б (для ПЛ 330 кВ). Також були отримані подібні залежності для ПЛ інших стандартних класів напруги від 35 кВ до 750 кВ, які тут не наведені. Під час побудови залежностей прийнято, що напруга U_2 дорівнює номінальній напрузі ПЛ.

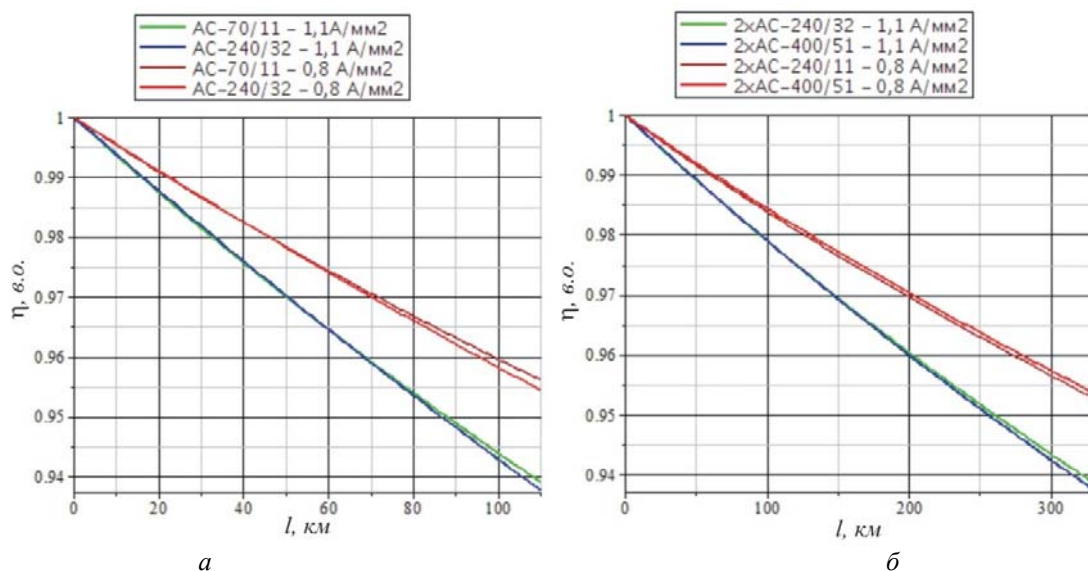


Рис. 2. Залежності ККД від довжини ПЛ за передавання економічно виправданих потужностей, які відповідають густинам струмів 1,1 та 0,8 А/мм²: а – для ПЛ 110 кВ; б – для ПЛ 330 кВ

На рис. 2 а видно, що за передавання економічно виправданих потужностей через ПЛ залежності $\eta = f(l)$ за незмінної густини струму майже не залежать від перерізу (марки) про-
воду.

Такі залежності також дозволяють визначити граничні довжини передавання економічно виправданої потужності через ПЛ 35-750 кВ за потрібного ККД. Значення граничних довжин таких ПЛ за густин струму 0,8 та 1,1 А/мм² та ККД 0,98 в.о. зведені до таблиці. За збільшення густини струму з 0,8 до 1,1 А/мм² та незмінного ККД гранична довжина переда-

вання економічно виправданої потужності буде зменшуватися, оскільки сама потужність зростає (див. формулу (2)).

За потреби визначення граничних довжин ПЛ 35-750 кВ за інших значень густини струму та інших значень ККД слід скористатися цільовою функцією (7).

Оскільки величина потужності в кінці ПЛ є функцією часу $P_2 = f(t)$, то і густина струму через ПЛ буде змінюватися протягом року $j = f(t)$ і тільки для певних проміжків часу $j = j_{ек}$. Тому бажано, щоб протягом року усереднене значення густини струму забезпечувало економічно виправдане значення технологічних витрат електричної енергії. Річні технологічні витрати електричної енергії в ПЛ за протікання через неї незмінного економічно виправданого струму $I_{ек}$ будуть дорівнювати:

$$\Delta W_{ек} = \int \Delta P \cdot dt = 3 \cdot I_{ек}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 8760 = \Delta P_{ек} \cdot 8760, \quad (8)$$

де $\Delta P_{ек}$ – втрати активної потужності в ПЛ за протікання через неї струму $I_{ек}$.

Оскільки насправді струм навантаження змінюється за певним графіком, то, знаючи такий річний графік навантаження за тривалістю, можна отримати такі параметри, як-от тривалість максимального навантаження T_{max} та максимальних втрат τ . Для умов експлуатації ПЛ бажано, щоб за роботи зі змінним графіком навантаження технологічні витрати електричної енергії ΔW не перевищували економічно виправданих $\Delta W_{ек}$. Тобто

$$\Delta P_{max} \cdot \tau \leq \Delta P_{ек} \cdot 8760, \quad (9)$$

де ΔP_{max} – втрати активної потужності в ПЛ за протікання через неї максимальної потужності S_{max} .

Тому

$$\Delta P_{max} \leq \Delta P_{ек} \cdot \frac{8760}{\tau}. \quad (10)$$

Оскільки $\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_0 \cdot l$, а $\Delta P_{ек} = 3 \cdot I_{ек}^2 \cdot r_0 \cdot l = 3 \cdot j_{ек}^2 \cdot F^2 \cdot r_0 \cdot l$, тому

$$\frac{S_{max}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_0 \cdot l \leq 3 \cdot j_{ек}^2 \cdot F^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{8760}{\tau}.$$

Звідси можна отримати:

$$S_{max} \leq \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot j_{ек} \cdot F \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}.$$

Оскільки $S_{max} = P_{max} / \cos \varphi_{сер}$, тому

$$P_{max} \leq \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot j_{ек} \cdot F \cdot \cos \varphi_{сер} \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}. \quad (11)$$

З (11) видно, що для забезпечення економічно виправданих річних технологічних витрат електричної енергії максимальна потужність графіка навантаження не повинна перевищувати:

$$P_{max} \leq P_{ек} \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}, \quad (12)$$

де $P_{ек}$ – значення економічно виправданої потужності, яке наведено в таблиці.

Рівняння (12) та значення економічно виправданих потужностей за густини струму 0,8 А/мм² (таблиця) можуть бути використані ОСР та ОСП для визначення перерізів проводів для нових ПЛ та ПЛ, які підлягають реконструкції під час підготовки планів та схем перспективного розвитку. Для перспективних ПЛ, які будуть використовуватися для видавання потужності електростанцій із кількістю годин використання встановленої потужності до 2500 год/рік (вітрових, сонячних, пікових газотурбінних чи газопоршневих тощо), слід застосовувати значення економічно-виправданих потужностей за густини струму 1,1 А/мм².

Висновки. 1. Отримано функціональну залежність ККД ПЛ від її режимних та структурних параметрів, що дає змогу визначити граничні значення активної потужності та довжини ПЛ напругою 35-750 кВ, за яких забезпечується економічно виправданий рівень річних технологічних витрат електричної енергії за заданого ККД.

2. Обґрунтовано межі раціонального застосування ПЛ напругою 35-750 кВ залежно від активної потужності, яка передається по ним, та їхньої довжини. Визначені граничні значення параметрів можуть бути використані для обґрунтованого вибору класу номінальної напруги під час проектування нових та реконструкції існуючих електричних мереж.

3. Встановлено функціональну залежність максимальної потужності графіка навантаження від економічно виправданої потужності та тривалості максимальних втрат. Отримана залежність може бути використана оператором систем розподілу та оператором системи передачі для визначення перерізів проводів ПЛ під час розроблення планів та схем перспективного розвитку електричних мереж.

4. Результати дослідження використано під час підготовки проекту нормативного документа СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2026 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище».

1. Kishore T.S., Sunil S. Economic Analysis of Power Transmission Lines using Interval Mathematics. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2015. 10(4). Pp. 1472–1480. DOI: <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.4.1472>
2. Guseva S., Petrichenko L. Choice of the Optimum Cross-Sections for 20-110-330 kV Overhead Lines Under Market Conditions. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2012. Vol. 49, Iss. 6-I. Pp. 13–22. DOI: <https://doi.org/10.2478/v10047-012-0031-3>
3. Fares R.L., King C.W. Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. *Energy Policy*. 2017. Vol. 105. Pp. 354–362. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.036>
4. Rauschkolb N., Limandibhratha N., Modi V., Mercadal I., Estimating electricity distribution costs using historical data. *Utilities Policy*. 2021. Vol. 73. 101309. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101309>
5. Буйний Р.О., Красножон А.В., Зорін В.В., Квицинський А.О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 1. С. 68–71. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.068>
6. Правила улаштування електроустановок. К.: Міненерго України, 2026. 710 с.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
8. REGULAMENT privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public. Document de discuție, aprilie 2015.
9. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи (окремі розділи). Ніжин: Аспект-Поліграф, 2011. 247 с.
10. Кучанський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М., Ворущило А.О., Гай Г.А. Оцінка втрат електроенергії на корону в ПЛ 220-750 кВ з урахуванням конструктивних параметрів опор. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2025. Вип. 72. С. 15–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>
11. 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*, 2020. Vol. 298. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8
12. 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. <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>

DETERMINATION OF ECONOMICALLY JUSTIFIED LIMITS OF ACTIVE POWER FOR OVERHEAD POWER LINES 35-750 kV

R.O. Buinyi^{1,2}, A.V. Krasnozhan¹, A.O. Kvytsynskyi²

1 – Chernihiv Politechnic National University,
str. Shevchenko, 95, Chernihiv, 14035, Ukraine

E-mail: buinyiroman@gmail.com.

2 – PJSC NPC UKRENERGO,
str. Dorohozhytska, 11/8, Kyiv, 04111, Ukraine

It has been established that the reference power limits and corresponding maximum lengths for 35-750 kV overhead power lines do not comply with the requirements of the current Ukrainian Electrical Installation Code. The use of such reference data results in significantly high process losses of electrical energy during its transmission and distribution. The current Electrical Installation Code standardize the current density in aluminum and steel-aluminum conductors at 0.8 A/mm². A target function was obtained for the dependence of the overhead line efficiency on its operating and structural parameters. This target function allowed us to determine the maximum lengths for economically justified power of 35-750 kV overhead lines with an efficiency of 0.98 p.u. and a current density standardized by the Electrical Installation Code. This expression allows for the economic justification of annual technological losses of electric power in overhead lines of distribution and transmission system operators by selecting the appropriate cross-sections of conductors when developing long-term plans for the development of electrical networks. Ref. 12, fig. 2, table.

Key words: overhead power line, natural load, current density, efficiency, economically justified capacity.

1. Kishore T.S., Sunil S. Economic Analysis of Power Transmission Lines using Interval Mathematics. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2015. 10(4). Pp. 1472–1480. DOI: <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.4.1472>
2. Guseva S., Petrichenko L. Choice of the Optimum Cross-Sections for 20-110-330 kV Overhead Lines Under Market Conditions. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2012. Vol. 49, Iss. 6-I. Pp. 13–22. DOI: <https://doi.org/10.2478/v10047-012-0031-3>
3. Fares R.L., King C.W. Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. *Energy Policy*. 2017. Vol. 105. Pp. 354–362. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.036>
4. Rauschkolb N., Limandibhratha N., Modi V., Mercadal I., Estimating electricity distribution costs using historical data. *Utilities Policy*. 2021. Vol. 73. 101309. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101309>
5. Buinyi R.O., Krasnozhan A.V., Zorin V.V., Kvytsynskyi A.O. Justification for use of voltage class 20 kV in urban electrical networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2019. No 1. Pp. 68–71. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.068>
6. Electrical Installation Rules. Kyiv: Minenerho Ukrainy, 2026. 710 p. (Ukr)
7. Rokotian S.S., ShapYRO Y.M. Handbook of Electrical Power System Design. Moscow: Energoatomizdat, 1985. 352 p. (Rus)
8. REGULAMENT privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public – Document de discuție - aprilie 2015.
9. Zorin V.V., Shtohryn Ye.A., Buinyi R.O. Electrical networks and power systems (separate sections). Nizhyn: Aspekt-Polihrاف, 2011. 247 p. (Ukr)
10. Kuchanskyi V.V., Hai O.V., Bodunov V.M., Vorushylo A.O., Hai H.A. Estimation of corona electricity losses in 220–750 kV overhead lines taking into account the design parameters of supports. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2025. Vol. 72. Pp. 15–25. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>
11. 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*. 2020. Vol. 298. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8
12. Katsadze T., Chyzhevskyi V., Buslova N., Cherkashyna V. Determination of active power losses components in long-distance AC power Transmission. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 54–58. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>

Надійшла: 04.06.2026

Прийнята: 17.06.2026

Submitted: 04.06.2026

Accepted: 17.06.2026