

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.316

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.005>

ЕКОНОМІЧНО ОБҐРУНТОВАНА ГУСТИНА СТРУМУ ДЛЯ КАБЕЛІВ НАПРУГОЮ 10–35 кВ, ЩО З'ЄДНУЮТЬ ПОТУЖНІ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ

В.М. Безручко^{1*}, канд. техн. наук, **Р.О. Буйний**^{1**}, канд. техн. наук, **В.В. Зорін**², докт. техн. наук, **А.О. Квицинський**³, канд. техн. наук

¹Чернігівський національний технологічний університет,
вул. Шевченка, 95, Чернігів, 14035, Україна,
e-mail: slavajm@meta.ua

²Інститут енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського»,
вул. Борщагівська, 115, Київ, 03056, Україна,

³НПЦР ОЕС України НЕК «Укренерго»,
вул. Дорогожицька, 11/8, Київ, 04112, Україна

Для з'єднання потужних вітроенергетичних установок 1,5–5,5 МВт застосовуються кабельні лінії електропередавання напругою 10–35 кВ. Через високу вартість «зеленої» електричної енергії втрати в кабельних лініях електростанції можуть бути надто дорогими, тому під час проектування необхідно вибирати такі перерізи жил кабелів, які забезпечать мінімум витрат інвестора за весь термін спорудження та експлуатації вітрової електростанції. Отримана аналітична залежність, яка дає змогу розрахувати економічно обґрунтовану густину струму для жил таких кабелів на напругу 10, 20 та 35 кВ за будь-якого тарифу на електричну енергію та тривалості максимальної генерації електростанції. Розрахована економічна густина струму для кабелів електричної мережі вітроелектростанцій за чинного «зеленого» тарифу та тарифу, що буде введено в Україні з 01.01.2025, за різної тривалості максимальної генерації за рік. Встановлено, що перерізи жил кабелів, які вибираються за чинними вимогами нормативних документів, будуть у 2–3 рази меншими, ніж вибрані за отриманою величиною економічної густини струму. Наведені в статті величини економічної густини струму дають змогу вибирати раціональні перерізи кабелів під час проектування мереж вітрових електростанцій. Бібл. 4, рис. 2, табл.

Ключові слова: кабельна лінія, вітрові електростанції, економічна густина струму.

Вступ. Останні декілька років в Україні спостерігається інтенсивне введення в експлуатацію нетрадиційних поновлюваних джерел енергії, що обумовлено так званим «зеленим» тарифом. Найбільш привабливими майже для всіх областей України є фотоелектричні електростанції, а для південних областей також і вітрові електростанції (ВЕС) з одиничною потужністю вітрогенераторів 1,5–5,5 МВт. Для з'єднання таких вітрогенераторів застосовуються кабельні лінії (КЛ) напругою 10–35 кВ. Нині чинними нормами передбачається вибір перерізів жил КЛ за нагріванням. Через високу вартість «зеленої» енергії втрати в КЛ ВЕС можуть бути надто дорогими. Розрахунки перерізів жил КЛ реальних ВЕС за чинними нормативами дають змогу вибрати найменші величини, які забезпечать мінімальні витрати інвестора за весь термін спорудження та експлуатації.

Під час вибору перерізів жил КЛ до 2012 року в Україні діяли «економічні густини струмів» (ПУЕ-1986), які забезпечували вищезазначені умови за «старих» тарифів. Оскільки за останні десятиліття суттєво змінилася структура тарифів та вартісні показники кабельно-провідникової продукції, то зазначені в ПУЕ-1986 норми густин струму для КЛ не відповідали дійсності й не ввійшли до нової редакції ПУЕ. Тому нині гостро стоїть проблема вибору перерізу жил КЛ з урахуванням сучасних економічних чинників.

Мета статті. Розрахунок економічно обґрунтованої густини струму для вибору перерізів жил КЛ, які з'єднують потужні вітроенергетичні установки (ВЕУ) на напругах 10–35 кВ.

Основні матеріали дослідження.

Для отримання величини економічно обґрунтованої густини струму для кабелів використовується метод приведених витрат. Застосування цього методу в умовах ринкової економіки не забороняється чинними нормативними документами [1], оскільки спорудження КЛ здебільшого здійснюється за час, що не перевищує одного року. Згідно з цим методом затрати на передавання електричної енергії визначаються:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (1)$$

де K – капітальні вкладення (інвестиції) у спорудження КЛ; I – щорічні витрати; E_n – нормативний коефіцієнт ефективності (прийнятий рівним 0,125).

Величина K для одного кілометра КЛ може бути отримана з регресійних залежностей виду:

$$C_{КЛ} = a_0 + a_1 \cdot F + a_2 \cdot F_{екр}, \quad (2)$$

де a_0, a_1, a_2 – коефіцієнти регресії, F – переріз жили кабелю; $F_{екр}$ – переріз екрана кабелю.

Такі залежності для кабелів з алюмінієвими жилами напругою 10, 20 та 35 кВ наведено в [2]. Вони дають змогу отримати результат у тис. \$/км.

Величина щорічних витрат містить амортизаційні відрахування I_a , витрати на експлуатацію $I_{експл}$ та вартість утраченої електроенергії $I_{\Delta W}$ і може бути розрахована за формулою:

$$I = I_a + I_{експл} + I_{\Delta W} = p_a \cdot K + p_{експ} \cdot K + C_0 \cdot \Delta W, \quad (3)$$

де $p_a, p_{експ}$ – норматив амортизаційних відрахувань та щорічних витрат на експлуатацію КЛ від вартості капіталовкладень. Згідно з [1] $p_a = 0,04$, а $p_{експ} = 0,01$ – для КЛ напругою 35 кВ та 0,018 – для КЛ 10–20 кВ; C_0 – тариф на електричну енергію; ΔW – втрати електричної енергії на ділянці КЛ.

Величина втрат електричної енергії на ділянці КЛ довжиною l кілометрів може бути отримана методом «тривалості максимальних втрат» [3]:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \rho / F \cdot l \cdot \tau, \quad (4)$$

де I_{\max} – струм, що протікає через ділянку КЛ із перерізом F у режимі максимальних навантажень; ρ – питомий опір матеріалу жили кабелю; τ – тривалість максимальних втрат, яка залежить від тривалості використання максимального навантаження (у нашому випадку генерації) T_{\max} :

$$\tau \approx (0,124 + T_{\max} / 10^4)^2 \cdot 8760. \quad (5)$$

З формул (3)–(5) видно, що величина щорічних витрат (як і величина капіталовкладень) є функцією від перерізу, тобто $I = f(F)$.

Підставляючи у формулу (1) формули (2)–(5), можна отримати:

$$Z = (E_n + p_a + p_{експ}) \cdot (a_0 + a_1 \cdot F + a_2 \cdot F_{екр}) \cdot l + C_0 \cdot 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \rho / F \cdot l \cdot \tau. \quad (6)$$

Для отримання такого перерізу F , за якого приведені затрати Z будуть мінімальними, необхідно знайти екстремум функції (6), розв'язавши рівняння $dZ/dF = 0$. У результаті отримаємо:

$$F = \sqrt{C_0 \cdot 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \rho \cdot \tau / ((E_n + p_a + p_{експ}) \cdot a_1)}. \quad (7)$$

Економічна густина струму може бути отримана з рівняння:

$$j_{ек} = I_{\max} / F. \quad (8)$$

Тобто отримуємо функцію

$$j_{ек} = \sqrt{\frac{(E_n + p_a + p_{експ}) \cdot a_1}{C_0 \cdot 3 \cdot \rho \cdot (0,124 + T_{max} / 10^4)^2 \cdot 8760}} \quad (9)$$

З рівняння (9) можна отримати величини економічних густин струму для жил КЛ, що з'єднують ВЕУ, водночас треба враховувати чинні тарифи на електричну енергію, яка вироблена такими ВЕУ. Починаючи з 01.01.2020 до 31.12.2024 року, цей тариф буде складати 9,05 євроцента/кВт·год, а з 01.01.2025 до 31.12.2029 року – 7,92 євроцента/кВт·год [4].

На рис. 1 зображено залежності виду $j_{ек} = f(T_{max})$ для кабелів напругою 10, 20 та 35 кВ за чинного тарифу на електричну енергію, яка вироблена потужними ВЕУ ($C_0 = 9,05$ євроцента/кВт·год). Як бачимо, за однакової тривалості максимальної генерації T_{max} зі збільшенням класу напруги КЛ економічна густина струму може бути збільшена: на 4,6 % – при переході з 10 кВ до 20 кВ; на 5,3 % – з 10 кВ до 35 кВ; на 0,7 % – з 20 кВ до 35 кВ, що викликано збільшенням коефіцієнту регресії a_1 та щорічних витрат на експлуатацію $p_{експ}$ КЛ вищого класу напруги.

Зі збільшенням тривалості максимальної генерації T_{max} економічна густина струму має бути зменшена, а переріз кабелю збільшений, що обумовлено необхідністю мінімізації технологічних витрат електричної енергії в КЛ за весь період її експлуатації.

На рис. 2 наведено залежності виду $j_{ек} = f(T_{max})$ для КЛ напругою 35 кВ за різних тарифів на електричну енергію, яка вироблена ВЕУ [4]. З рис. 2 видно, що починаючи з 2025 року, економічні густини струмів для КЛ, що з'єднують ВЕУ, можуть бути зменшені на 6,9 %.

Оскільки в рівнянні (9) присутня величина нормативного коефіцієнта ефективності E_n , який в умовах ринкової економіки повинен задаватися інвестором як величина, обернена до бажаного терміну окупності $T_{ок}$

$$E_n = 1 / T_{ок}, \quad (10)$$

було досліджено вплив цього коефіцієнта на величину економічної густини струму та встановлено, що за зміни $T_{ок}$ від 8 до 4 років величина $j_{ек}$ збільшується на 1,2 %, а за зміни $T_{ок}$ від 8 до 12 років $j_{ек}$ – зменшується на 0,4 %. Тобто зміна терміну окупності практично не впливає на величину економічної густини струму.

У таблиці 1 наведено усереднені величини економічних густин струму для жил КЛ 10–35 кВ за різних значень тривалості максимальної генерації ВЕУ T_{max} та тарифів на електричну енергію.

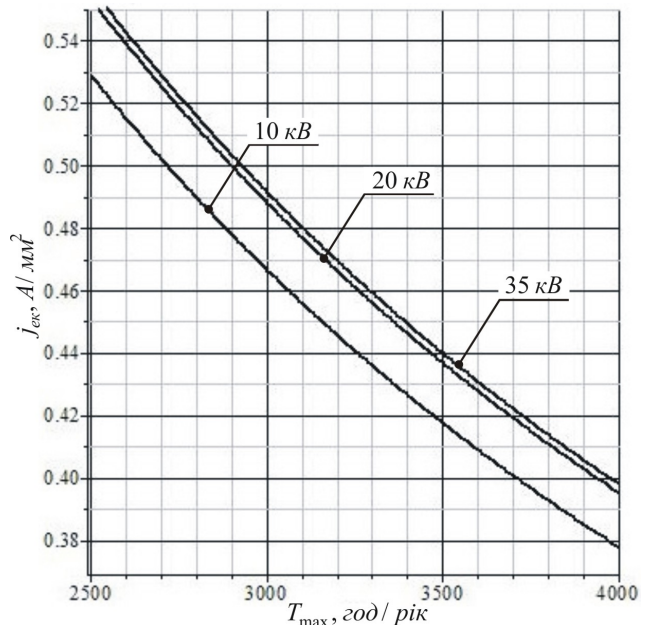


Рис. 1

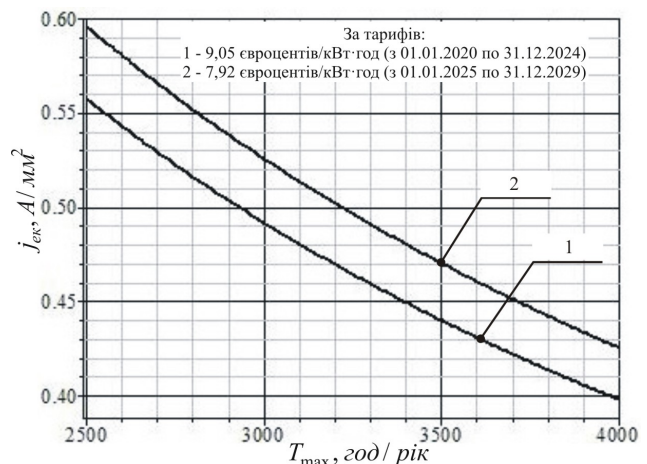


Рис. 2

Таблиця

Напруга КЛ, кВ	$j_{ек}$, А/мм ² для кількості годин максимальної генерації, год/рік							
	2500	3000	3500	4000	2500	3000	3500	4000
	для тарифу 9,05 євроцента/кВт·год				для тарифу 7,92 євроцента/кВт·год			
10	0,53	0,47	0,42	0,38	0,57	0,50	0,45	0,40
20-35	0,55	0,49	0,44	0,40	0,60	0,52	0,47	0,42

З формули (9) видно, що величина економічної густини струму є гіперболічною функцією від тривалості максимальної генерації. Проте з рис. 2 можна зробити висновок, що за зміни T_{max} від 2500 до 4000 год/рік, яка характерна для потужних ВЕУ, економічна густина струму змінюється майже лінійно. Тому під час розрахунку економічної густини струму за значень T_{max} , відмінних від наведених у таблиці, можна скористатися лінійною інтерполяцією.

Висновки.

1. Отримано аналітичну залежність для розрахунку економічних густин струму для жил КЛ на напругу 10–35 кВ, що з'єднують потужні ВЕУ. Побудовано графічні залежності виду $j_{ек} = f(T_{max})$ за діючого «зеленого» тарифу та тарифу, який буде діяти з 01.01.2025.

2. Розраховано економічні густини струму, які дають змогу вибрати раціональні перерізи кабелів на ділянках КЛ мережі ВЕС задля мінімізації витрат інвестора за весь термін її будівництва та експлуатації. Встановлено, що отримані перерізи будуть у 2–3 рази перевищувати перерізи, які вибрані за допустимим нагрівом відповідно до чинних нормативних документів.

3. Отримано економічні густини струмів, які запропоновано внести до ПУЕ та нормативних документів із проектування КЛ під час їхнього чергового перегляду.

1. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. К.: Міненерго України, 1997. 53с.
2. Буйний, Р.О., Перепечений В.О., Зорін В.В. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10–35 кВ. *Вісник НТУ «ХП»*. Серія: *Нові рішення в сучасних технологіях*. 2017. № 7 (1229). С. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2017.07.03>
3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. К.: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 84с.
4. Величини "зелених" тарифів для електроенергії, виробленої з використанням альтернативних джерел енергії. НКРЕКП: URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/_elektro/taryfy_na_vidpusk-elektro.pdf (дата звернення: 05.12.2019)

УДК 621.316

ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННАЯ ПЛОТНОСТЬ ТОКА ДЛЯ КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10–35 КВ, СОЕДИНЯЮЩИХ МОЩНЫЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

В.М. Безручко¹, канд. техн. наук, Р.А. Буйный¹, канд. техн. наук, В.В. Зорин², докт. техн. наук, А.А. Квицинский³, канд. техн. наук

¹Черниговский национальный технологический университет,
ул. Шевченко, 95, Чернигов, 14035, Украина,
e-mail: slavajm@meta.ua,

²Институт энергосбережения и энергоменеджмента НТУУ «КПИ им. И. Сикорского»,
ул. Борщаговская, 115, Киев, 03056, Украина,

³НПЦР ОЭС Украины НЭК «Укрэнерго»,
ул. Дорогожицкая, 11/8, Киев, 04112, Украина

Для соединения мощных ветроэнергетических установок 1,5–5,5МВт применяются кабельные линии электропередачи напряжением 10–35 кВ. Из-за высокой стоимости «зеленой» электроэнергии потери в кабельных линиях электростанции могут быть слишком дорогими, поэтому во время проектирования необходимо выбирать такие сечения жил кабелей, которые обеспечат минимум затрат инвестора за весь срок эксплуатации и сооружения ветровой электростанции. Получена аналитическая зависимость, которая

позволяет рассчитать экономически обоснованную плотность тока для жил таких кабелей на напряжение 10, 20 и 35 кВ при любой величине тарифа на электрическую энергию и продолжительности максимальной генерации электростанции. Рассчитана экономическая плотность тока для кабелей электрической сети ветроэлектростанций при действующем «зеленом» тарифе и тарифе, который будет введен в Украине с 01.01.2025, при разной продолжительности максимальной генерации на протяжении года. Установлено, что сечения жил кабелей, которые выбраны по требованиям действующих нормативных документов, будут в 2–3 раза меньше, чем выбранные по величине экономической плотности тока. Приведенные в статье величины экономической плотности тока позволяют выбирать рациональные сечения кабелей при проектировании сетей ветровых электростанций. Библ. 4, рис. 2, табл.

Ключевые слова: кабельная линия, ветровые электростанции, экономическая плотность тока.

ECONOMICALLY JUSTIFIED CURRENT DENSITY FOR 10-35 kV CABLES, WHICH CONNECT POWERFUL WIND GENERATORS

V.M. Bezruchko¹, R.O. Buinyi¹, V.V. Zorin², A.O. Kvytsynskyi³

¹Chernihiv National University of Technology,
str. Shevchenka, 95, Chernihiv, 14035, Ukraine,
e-mail: slavajm@meta.ua,

²Institute for Energy Saving and Energy Management NTUU I. Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
str. Borshchagivska, 115, Kyiv, 03056, Ukraine,

³Research & design center for the development of the United Energy System of Ukraine PJSC NPC UKRENERGO,
str. Dorohozhytska, 11/8, Kyiv, 04111, Ukraine

At a wind power station, 10-35 kV cable transmission lines are used to connect powerful 1.5–5.5 MW wind turbines. Due to the high cost of “green” electricity, losses in the cable lines of a power station can be too expensive. Therefore, during the design process, it is necessary to choose such a cross-section of cable cores that will ensure the minimum costs to the investor for the entire operation of the wind power station. An analytical dependence is obtained, which makes it possible to calculate an economically justified current density for the cores of such cables for 10, 20, and 35 kV for any electric energy tariff and the duration of the maximum generation of the power station. The economically justified current density for the cables of the electric network of the wind power station is calculated for the current “green” tariff and the tariff that will be introduced in Ukraine from 01.01.2025, with different durations of maximum generation throughout the year. It was established that the cross-sections of cable cores that are selected according to the requirements of current regulatory documents will be 2-3 times smaller than those selected for the obtained value of economically justified current density. The economic current density values given in the article make it possible to choose rational cross-sections cable core during the design of networks of the wind power station. Ref. 4, fig. 2, table.

Keywords: cable power line, wind power station, economically justified current density.

1. GKD 340.000.002-97. Determination of economic efficiency of capital investments in energy. Method. Power systems and electrical networks. K.: Minenerho Ukrainy, 1997. 53 p. (Ukr)
2. Buinyi R., Perepechenyi V., Zorin V. Regression relationships for costs of facilities in electrical power networks 10–35 kV. *Bulletin of NTU KhPI. Series: New solutions in modern technologies*. 2017. No 7 (1229). Pp.18–23. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2017.07.03>. (Ukr)
3. SOU-N EE 40.1-00100227-96:2014. Methodical recommendations for the analysis of technological losses of electric energy and the choice of ways to reduce them. K.: DP NEK Ukrenerho, 2014. 84 p. (Ukr)
4. NKREKP. The values of green tariff for electricity generated from alternative energy sources. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/elektro/taryfy_na_vidpusk-elektro.pdf (Accessed: 05.12. 2019) (Ukr)

Надійшла: 28.02.2020

Received: 28.02.2020