

ЧЕРКАШИНА ВЕРОНИКА ВІКТОРІВНА ✉ – доктор технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>; e-mail: veronika2473@gmail.com.

ОМЕЛЯНЕНКО ГАЛИНА ВІКТОРІВНА – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, гарант освітньої програми G3 «Електроенергетика», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkgalina@gmail.com.

ПОНОМАРЕНКО СЕРГІЙ ГРИГОРОВИЧ – доктор філософії (PhD), старший викладач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7860-079X>; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

МАКАРОВ АНТОН ОЛЕКСАНДРОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6181-3822>; e-mail: ant.makarov1997@gmail.com.

ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

В статті представлено комплексний аналіз техніко – економічних характеристик кабельної і повітряної ліній електропередавання, що дозволяє прийняти обґрунтоване рішення в частині вибору об'єкту для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії. Обґрунтовано клас напруги систем передачі електричної енергії і встановлено, що дана система функціонує з номінальною напругою 110 кВ. Відповідно до класу напруги системи передачі електричної енергії вибрано струмопровідну частину для повітряної і кабельної ліній електропередавання і виконано перевірку перерізів проводів і жил кабелю по допустимому струмовому навантаженню. За результатами вибору та перевірки виявлено, що повітряну і кабельну лінії виконано однаковим перерізом струмопровідної частини – 240 мм². Визначено параметри схеми заміщення повітряної і кабельної ліній електропередавання. Проаналізовано процес передачі електричної енергії повітряною і кабельною лініями та встановлено, що відхилення напруги знаходиться в межах $\pm 5\%$, що підтверджує відповідність показникам якості і рівноцінність аналізованих варіантів. Враховуючи це, проведено економічний аналіз для обґрунтування оптимального варіанту лінії шляхом розрахунку витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат і виявлено, що кабельна лінія на 79 % дорожче за повітряну лінію. Тому проведено SWOT-аналіз для обґрунтування вибору доцільної лінії електропередавання за результатами якого проєкт з кабельною лінією виявився більш привабливим за проєкт з повітряною лінією. Таким чином, спираючись на представлені результати дослідження слідує, що для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії 110 кВ протяжністю 20 км має сенс використовувати кабельну лінію електропередавання.

Ключові слова: електрична мережа; енергоефективність; кабельна лінія; повітряна лінія; показники якості електричної енергії; система передачі електричної енергії; комплексний аналіз; техніко-економічні характеристики.

Вступ. В зв'язку з воєнною агресією рф на території України значно збільшилась кількість населення у великих містах Західної та Центральної частин країни за рахунок вимушено переселених мешканців з населених пунктів на територіях яких відбуваються воєнні дії [1]. Ці обставини спонукають до перегляду питань щодо післявоєнного проектування та реконструкції систем передачі електричної енергії в Україні з врахуванням європейського досвіду побудови електричних мереж (ЕМ).

Реалії війни та відбудови вимагають переосмислення організації простору міст, функціонального призначення територій та об'єктів з врахуванням питань енергетичної безпеки. В даний час тенденція зростання електроспоживання в містах пов'язана не тільки зі збільшенням кількості мешканців, а й з безперервним проникненням електроенергії у всі сфери життєдіяльності населення, що потребує комплексного підходу [2]. Також актуальним залишається завдання реконструкції і модернізації застарілих та пошкоджених в результаті агресії рф об'єктів ЕМ.

Постановка проблеми. Засобами для забезпечення споживачів електричною енергією є

системи передачі електричної енергії, які виконано повітряними лініями (ПЛ) та кабельними лініями (КЛ) електропередавання (ЛЕП).

Технологія функціонування ПЛ і КЛ базується на законах Ома і правилах Кірхгофа. Обидві ЛЕП є технологічно зрілими. Однак це не означає, що одна із них «краща» або «технологічно більш просунута» за іншу. Передовий рівень розроблення продукції та технологічний прогрес дозволяють цілеспрямовано використовувати обидві лінії. Проте технічна здійсненність не означає, що вона дійсно того варта і параметри її визначаються не окремими думками мережевих операторів, політиків та експертів, а фундаментальними законами фізики.

Ключову роль у визначенні того, що використовувати ПЛ чи КЛ відіграють клас напруги і струм, який передається по лінії, а також режим її роботи. Посилаючись на [3, 4] слідує, чим вища напруга ЛЕП, тим більша повинна бути безпечна відстань. Якщо цю відстань неможливо дотримати, як у випадку з КЛ, необхідна належна ізоляція, щоб забезпечити безпеку лінії та навколишнього середовища. Ще один важливий фактор, який впливає на енергоефективне рішення щодо вибору тієї чи іншої



ЛЕП це режим роботи лінії. Особливо режим «гаління», коли можна прокласти лише обмежену частину довжини кабелю. Дотримання цієї довжини, тобто «лімітів пожежогасіння», є надзвичайно важливим для безпеки ЛЕП. Однак, це обмеження не поширюється на інші режими роботи, але вони мають різні взаємодії, які слід враховувати під час вибору лінії в системі передачі електричної енергії.

Спираючись на вищенаведене, слідує, що вибір тої чи іншої лінії в системі передачі електричної енергії повинен базуватися на комплексному аналізі техніко – економічних характеристик ПЛ і КЛ для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Аналіз інформаційних джерел. Рішенню цього питання присвячено ряд робіт як українських, так і зарубіжних науковців.

Роботи [5, 6] присвячені порівнянню параметрів ПЛ та КЛ із зшитого поліетилену. Показано, що КЛ є більш захищеними від зовнішніх факторів і мають компактну конструкцію, яка зменшує електромагнітний вплив на навколишнє середовище і не вимагає відчуження великих земельних ділянок. Однак в працях відсутній комплексний аналіз техніко-економічних показників

В роботах [7–11] наведено приклади розробки пілотних проєктів щодо ЛЕП різних класів напруги з ізоляцією із зшитого поліетилену та елегазу, а також повітряної ізоляції.

В роботах [7] розглянуті питання вибору КЛ для різних умов, наведені приклади їх успішної реалізації в зарубіжних ЕМ, що може бути цінним досвідом у післявоєнний період проєктування та реконструкції систем передачі електричної енергії України, який потребує адаптації до українських ЕМ.

В роботі [8] проаналізовано вплив на навколишнє середовище ПЛ та КЛ. У ній показано, що КЛ мають суттєво меншу кількість параметрів зовнішнього впливу та набагато менше впливають на навколишнє середовище. Однак, в праці не порівнювалися технічні показники ЛЕП.

В роботі [9] показано доцільність застосування КЛ у місцях з обмеженим коридором або високими екологічними вимогами та зазначено високу вартість цих ліній, що потребує проведення SWOT-аналіз для обґрунтування вибору доцільної ЛЕП.

В роботі [10] наведені переваги та недоліки використання елегазу у якості ізоляційного середовища в електроенергетиці. Розглянуті лінії електропередавання із елегазовою ізоляцією (GIL – Gas Insulated transmission Line). Показано, що ці лінії мають всередині конструкції ізолятори, які обмежують радіуси їхнього повороту та значення допустимих струмів короткого замикання. Також у праці відмічено високу вартість та складність обслуговування GIL у порівнянні з ПЛ пропускна здатність яких аналогічна GIL.

В роботі [11] представлені наукові розробки високовольтних компактних ПЛ з повітряною ізоляцією, які розміщуються у підземному колекторі (ПЛПК). Даний проєкт може бути альтернативою як ПЛ так і КЛ за умови мінімальних дисконтованих

витрат, які включають технічні та економічні показники ліній і діють для вибору об'єкту ЕМ.

Таким чином, аналіз інформаційних джерел підтверджує актуальність комплексного аналізу в питаннях вибору ЛЕП в системі передачі електричної енергії шляхом порівняння ПЛ і КЛ для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Мета статті. Виконати комплексний аналіз техніко – економічних характеристик ПЛ і КЛ ЛЕП для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Матеріали дослідження. Вихідні данні системи передачі електричної енергії. Передача електричної енергії виконується по радіальній ЕМ, яку розташовано у Східному регіоні України (рис. 1).

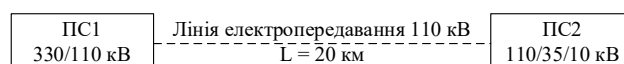


Рисунок 1 – Схема радіальної електричної мережі

Центром живлення ЕМ (рис. 1) є ПС1 330/110 кВ. Навантаження на стороні низької напруги (НН) ПС2 (рис. 1): $S_n = 15,5$ МВА, $\cos\varphi_n = 0,93$. Навантаження на стороні середньої напруги (СН) ПС2 (рис. 1): $S_c = 20$ МВА, $\cos\varphi_c = 0,89$. Довжина ЛЕП (рис. 1) $L = 20$ км. Релейний захист відключає струм короткого замикання через $t = 0,3$ с, значення струму короткого замикання $I_{кз} = 35$ кА.

Розрахунки навантаження ПС2 для режиму максимуму навантаження. Розрахунки виконуються окремо по активній (P) і реактивній (Q) складовій потужності (S) за виразами [12, 13]:

$$P_n = S_n \cdot \cos\varphi_n; \quad Q_n = S_n \cdot \sin\varphi_n; \quad (1)$$

$$P_c = S_c \cdot \cos\varphi_c; \quad Q_c = S_c \cdot \sin\varphi_c; \quad (2)$$

$$S_b = S_n + S_c; \quad P_b = P_n + P_c; \quad Q_b = Q_n + Q_c; \quad (3)$$

де $S_n, S_c, \cos\varphi_n, \cos\varphi_c$ приймаються з вихідних даних.

Розрахунки за (1–3) наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Навантаження ПС2

Режим максимуму навантаження	
S_n , МВА	15,5
P_n , МВт	14,4
Q_n , Мвар	5,6
S_c , МВА	20,0
P_c , МВт	17,8
Q_c , Мвар	9,1
S_b , МВА	35,5
P_b , МВт	32,2
Q_b , Мвар	14,8

Обґрунтування номінальної напруги системи передачі електричної енергії. Обґрунтування номінальної напруги ЕМ виконується за формулою, яка дає задовільні результати для всієї шкали номінальних напруг змінного струму в діапазоні 35–1150 кВ [12, 13]:

$$U_{\text{ном}} = 1000 / \sqrt{(500/L + 2500/P_{\text{л}})}, \quad (4)$$

де L – довжина лінії, км (рис. 1);

$P_{\text{л}}$ – передана по лінії потужність, МВт (табл. 1).

Результати розрахунків по обґрунтуванню номінальної напруги ЕМ (4) становлять $U = 99$ кВ. Це свідчить про те, що передача електричної енергії виконується номінальною напругою 110 кВ. Визначення класу номінальної напруги є необхідним для вибору струмопровідної частини ЛЕП.

Вибір струмопровідної частини ЛЕП 110 кВ.

Вибір струмопровідної частини ЛЕП 110 кВ «ПС1–ПС2» здійснюється на основі Правил улаштування електроустановок [14] і СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 [15].

Відповідно до [14] і [15] струмопровідні частини ЛЕП доцільно виконати:

- для ПЛ 110 кВ проводом АС 2(240/32) мм²;
- для КЛ 110 кВ кабелем типу АПвЕгП–110 1×240 мм² прокладеними у траншеї.

Струм короткого замикання по екрану ($I_{\text{екр}}$) для цього типу кабелю за умови тривалості короткого замикання $t \leq 1$ сек. визначається за виразом [15]:

$$I_{\text{екр}} = I_{\text{екр}} \cdot \sqrt{t} \quad (5)$$

Відповідно вихідним даним і (5) $I_{\text{екр}} = 19,2$ кА. За такого струму короткого замикання необхідно переріз мідного екрана – 95 мм² [15].

Таким чином, струмопровідну частину КЛ 110 кВ має сенс виконати кабелем типу АПвЕгП–110 1×240/95.

Перевірка струмопровідної частини ЛЕП. ПЛ 110 кВ. Відповідно до [12] перевірка струмопровідної частини ПЛ 110 кВ виконується по допустимому тривалому струмовому навантаженню за виразом:

$$I_{\text{розр.пл}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6)$$

де $I_{\text{розр.пл}}$ – розрахунковий струм, який протікає по ПЛ в максимальному режимі;

$I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження проводів для інтервалу температур від +25 °С до +70 °С.

Розрахунковий струм ($I_{\text{розр.пл}}$) для перевірки проводів ПЛ 110 кВ визначається за виразом [13, 14]:

$$I_{\text{розр.пл}} = S_{\text{в(нб)}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (7)$$

де $S_{\text{в(нб)}}$ – навантаження на стороні високої напруги (ВН) ПС2 (табл. 1).

За результатами розрахунку (7) $I_{\text{розр.пл}} = 186,5$ А.

Допустиме тривале струмове навантаження ($I_{\text{доп}}$) для перевірки проводів ПЛ 110 кВ визначається за виразом:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{макс}} \cdot k_{\theta}, \quad (8)$$

де k_{θ} – поправочний коефіцієнт для температури повітря в заданому регіоні в період максимуму навантажень визначається відповідно до [14] і для Східного регіону України становить $k_{\theta} = 1,24$.

Для проводів ПЛ 110 кВ виконаних перерізом 240/32 мм² значення максимального струмового навантаження ($I_{\text{макс}}$) становить $I_{\text{макс}} = 605 \cdot \text{А}$ [12, 13], тоді $I_{\text{доп}}$ буде:

$$I_{\text{доп}} = 605 \cdot 1,24 = 750,2 \text{ А.}$$

Таким чином, провід типу АС 240/32 мм² здатний забезпечити технологічний процес передачі електричної енергії ПЛ 110 кВ по допустимому струмовому навантаженню за умови нагрівання.

КЛ 110 кВ. Відповідно до [15] перевірка струмопровідної частини КЛ, яку прокладено в траншеї, виконується по допустимому тривалому струмовому навантаженню за виразом:

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (9)$$

де $I_{\text{розр}}$ – розрахунковий струм, що відповідає середньому півгодинному максимальному струму, найбільшому із середніх півгодинних струмів даного елемента мережі;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий тривалий струм для відповідного перерізу жил кабелів.

Розрахунковий струм ($I_{\text{розр.кл}}$) для перевірки кабелю 110 кВ визначається за виразом [15]:

$$I_{\text{розр.кл}} = S_{\text{в(нб)}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (10)$$

де $S_{\text{в(нб)}}$ – навантаження на стороні високої напруги (ВН) ПС2 (табл. 1).

За результатами розрахунку (10) $I_{\text{розр.кл}} = 186,5$ А.

Допустимий тривалий струм ($I_{\text{доп}}$) для перерізу жил кабелю АПвЕгП–110 1×240/95 мм² з урахуванням поправочних коефіцієнтів (k_{Σ}) визначається за методикою [15] відповідно виразу:

$$I_{\text{доп.кл}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_{\Sigma}, \quad (11)$$

де $I_{\text{доп.табл}}$ – довготривалий допустимий струм для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену напругою 110 кВ з номінальним перерізом жили 240 мм² становить 422 А [15].

Також слід враховувати, що $I_{\text{доп.кл}}$ повинен бути скорегований з урахуванням умов прокладки та експлуатації кабелю за допомогою поправочних коефіцієнтів [15].

Значення поправочних коефіцієнтів (k_{Σ}) для Східного регіону України визначаються відповідно [14, 15] і становлять:

- $k_1 = 1,06$ – поправочний коефіцієнт для температури навколишнього середовища заданого регіону;

- $k_2 = 0,99$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від глибини прокладки кабелю;

- $k_3 = 0,93$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від питомого теплового опору ґрунту;

- $k_4 = 1,0$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від відстані між фазами;

- $k_5 = 0,93$ – поправочний коефіцієнти для перерахування довгострокового допустимого струму прокладених рядом груп кабелів.

Допустимий струм для заданих умов прокладки кабелю в траншеї розрахований за виразом (11) з врахуванням наведених вище поправочних коефіцієнтів становить $I_{\text{доп кл}} = 383$ А, що підтверджує достатність перерізу жил 240 мм^2 при обраних умовах прокладки.

Таким чином, кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену типу АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$ здатний забезпечити технологічний процес передачі електричної енергії КЛ 110 кВ по допустимому струмовому навантаженню за умови нагрівання.

Параметри схеми заміщення ЛЕП. ПЛ 110 кВ.

Розрахункову схему заміщення ПЛ 110 кВ представлено на рис. 2 [13].

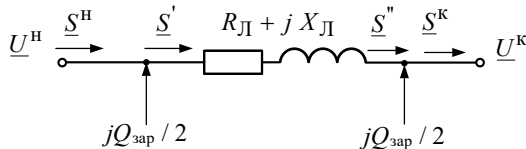


Рисунок 2 – Розрахункова схема заміщення ПЛ 110 кВ

Розрахунок параметрів схеми заміщення ПЛ 110 кВ (рис. 2) виконується за виразами [13]:

$$\begin{aligned} R_{\text{пл}} &= r_0 \cdot L; X_{\text{пл}} = x_0 \cdot L; \\ B_{\text{пл}} &= b_0 \cdot L; Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \end{aligned} \quad (12)$$

де r_0, x_0, b_0, q_0 – параметри на 1 км довжини лінії перерізом АС 240 мм^2 [13].

Результати розрахунку за виразами (12) наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Параметри розрахункової схеми заміщення ПЛ 110 кВ

Величина	Показник
$n_{\text{лан}} (F)$, шт. (мм^2)	2(240/32)
L , км	20
$R_{\text{л}}$, Ом	2,4
$X_{\text{л}}$, Ом	8,1
$B_{\text{л}}$, 10^{-6} См	56,2
$Q_{\text{зар}}$, Мвар	0,75

КЛ 110 кВ. Розрахункову схему заміщення КЛ 110 кВ представлено на рис. 3 [13].

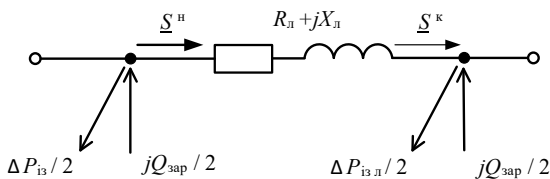


Рисунок 3 – Розрахункова схеми заміщення кабельної лінії 110 кВ із ізоляцією зі зшитого поліетилену

Розрахунок параметрів схеми заміщення КЛ 110 кВ (рис. 3) виконується за виразами [13]:

$$\begin{aligned} R_{\text{кл}} &= r_0 \cdot L; X_{\text{кл}} = x_0 \cdot L; \\ B_{\text{кл}} &= b_0 \cdot L; Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \end{aligned} \quad (13)$$

де r_0, x_0, b_0, q_0 – питомі параметри кабелю АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$ [13].

Також для КЛ 110 кВ розраховуються діелектричні втрати ($\Delta P_{\text{із}}$) за виразом [13]:

$$\Delta P_{\text{із}} = \Delta P_{\text{із.0}} \cdot L_{\text{л}}, \quad (14)$$

де $\Delta P_{\text{із.0}}$ – питомі діелектричні втрати [13]:

$$\Delta P_{\text{із.0}} = g_0 \cdot U^2, \quad (15)$$

де g_0 – питома активна провідність КЛ 110 кВ, См/км:

$$g_0 = b_0 \cdot \tan \delta, \quad (16)$$

де $\text{tg} \delta = 0,006$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції при фазній напрузі.

Розраховані за виразами (14–16) діелектричні втрати КЛ 110 кВ становлять $\Delta P_{\text{із}} = 0,11$ МВт.

Результати розрахунку за виразами (13–16) наведено в табл. 3.

Таблиця 3 – Параметри розрахункової схеми заміщення КЛ 110 кВ

Величина	Показник
Кабель	АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$
L , км	20
R , Ом	3,16
X , Ом	3,84
B , 10^{-6} См	948
$\Delta P_{\text{із}}$, МВт	0,11
$Q_{\text{зар}}$, Мвар	11,4

Параметри ПЛ (табл. 2) і КЛ (табл. 3) використовуються під час аналізу технологічного процесу передачі електричної енергії в досліджуваній ЕМ.

Аналіз технологічного процесу передачі електричної енергії. Оскільки ремонт пошкодженої КЛ займає більше часу аніж ПЛ, то розрахунок технологічного процесу передачі електричної енергії по КЛ проводиться для одної групи кабелів. Враховуючи це і те, що ЕМ має радіальну топологію, величина потужності, яка передається по ЛЕП відповідно [16] і табл. 1 буде:

$$\Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} = S_{\text{пс2}} = (32,2 + j14,8), \text{ МВА.}$$

Технологічні втрати при передачі цієї потужності по лінії ПС1–ПС2 розраховуються з використанням даними табл. 2 і 3 за виразами [16]:

- для ПЛ:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= \frac{P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2}}{U_{\text{ном}}^2} \times \\ &\times \frac{R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}}{2}; \\ \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= (0,08 + j0,28), \text{ МВА.} \end{aligned} \quad (17)$$

- для КЛ:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= \frac{P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2}}{U_{\text{ном}}^2} \times \\ &\times (R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}) + \Delta P_{\text{із}}; \\ \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= (0,12 + j0,13), \text{ МВА.} \end{aligned} \quad (18)$$

Як слідує з розрахунків (17) і (18), за умови передачі однакової величини потужності, активні втрати по КЛ більші за активні втрати по ПЛ на 33 %. При цьому реактивні втрати по КЛ менші за реактивні втрати по ПЛ на 53 %. Враховуючи це слідує, що для прийняття енергоефективного рішення щодо вибору ЛЕП необхідно проаналізувати показники якості електричної енергії.

Одним із основних показників якості електричної енергії є відхилення напруги (ΔU), яке нормується відповідно [17, 18].

Використовуючи вищенаведені результати розрахунку визначається втрата напруги в залежності від засобу передачі електричної енергії за виразом [16]:

$$\Delta U_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} = (P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} \cdot R_{\text{пс1-пс2}} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} \cdot X_{\text{пс1-пс2}}) / U_{\text{пс1}} \quad (19)$$

де $P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} + jQ_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}}$ – потужність, яка передається по ЛЕП (табл. 1);

$R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}$ – параметри повітряної і кабельної ліній (табл. 2 і 3);

$U_{\text{пс1}} = 1,1 U_{\text{ном}}$ за умови максимального завантаження.

Визначення відхилення напруги у відсотках виконується за формулою:

$$\Delta U_* = \left(\frac{\Delta U}{U_b} \right) \cdot 100 = \left(\frac{PR + QX}{U_b^2} \right) \cdot 100. \quad (20)$$

Результати розрахунку за формулами (19 і 20) наведено в табл. 4

Таблиця 4 – Параметри напруги в системі передачі електричної енергії

Показник	ПЛ	КЛ
$U_{\text{пс1}}$, кВ	121	121
$U_{\text{пс2}}$, кВ	119,4	119,7
$\Delta U_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}}$, кВ	1,6	1,3
ΔU , %	1,5	1,2

Як слідує з табл. 4, відхилення напруги за умови максимального завантаження ЕМ обома ЛЕП знаходиться в межах $\pm 5\%$, що підтверджує відповідність показникам якості [17, 18] і рівноцінність аналізованих варіантів. Тому, для обґрунтування доцільного об'єкту передачі електричної енергії має сенс провести економічне оцінювання показників ЛЕП.

Економічне оцінювання показників ЛЕП. В задачах, які не потребують визначення загальної ефективності оцінювання, можливий розрахунок витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат (B). Цей показник рекомендується використовувати як основний критеріальний показник для завдань, у яких будівництво енергетичних об'єктів проводиться більше одного року та поточні показники змінюються упродовж розрахункового періоду [19–23].

Під час розрахунків грошові знаки вважаємо грошовими одиницями (грош. од.).

Для статичних задач показник ($B_{\text{пл}}$) і ($B_{\text{кл}}$) розраховуються за виразом:

$$B_{\text{пл}} = \frac{K_{\text{пл}} + B_{\text{ор.пл}}}{E}; \quad B_{\text{кл}} = \frac{K_{\text{кл}} + B_{\text{ор.кл}}}{E}; \quad (21)$$

де $K_{\text{пл}}$ і $K_{\text{кл}}$ – вартість будівництва лінії, яку визначають відповідно до нормативної документації за укрупненими показниками вартості елементів ЕМ;

$B_{\text{ор.пл}}$ і $B_{\text{ор.кл}}$ – річні витрати, які визначаються без урахування амортизаційних відрахувань на реновацію, грош. од.;

E – реальна (чиста) норма дисконту, яка приймається відповідно до рекомендацій Міністерства економічного розвитку і торгівлі України, які зазначені у листі щодо підготовки державних інвестиційних проєктів і становить 12 % [20].

Посилаючись на вищенаведене $K_{\text{пл}}$, грош. од., розраховуються за виразом:

$$K_{\text{л}} = k_0 \cdot L_{\text{л}}, \quad (22)$$

де k_0 – вартість 1 км ЛЕП 110 кВ, визначається відповідно [19, 21];

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії.

Річні витрати на технічне обслуговування і ремонт ЛЕП ($B_{\text{ор.л}}$) розраховуються за виразом:

$$B_{\text{ор.пл}} = \alpha_{\text{ор.л}} \cdot K_{\text{пл}}; \quad B_{\text{ор.кл}} = \alpha_{\text{ор.л}} \cdot K_{\text{кл}}, \quad (23)$$

де $\alpha_{\text{ор.л}} = 0,012$ для ліній 110 кВ – щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт ліній відносно вартості основних фондів по ЛЕП, ум.од.

Використовуючи [19–21] і вирази (21–23) розраховано вартість ПЛ і КЛ. За результатами розрахунку слідує, що вартість становить:

- для ПЛ – 995 808 грош. од.;
- для КЛ – 4 897 992 грош. од.

Оскільки в [19, 21] значення вартості спорудження ЕМ 110 кВ наводяться в доларах США й були прийняті в розрахунках як грош. од. Переклад в національну валюту здійснюється за офіційним курсом НБУ на момент виконання розрахунків [23]. Використовуючи курс НБУ на 27 лютого 2026 року витратна частина інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат без врахування інфляції буде становити:

- для ПЛ – 43 018 906 грн.;
- для КЛ – 211 593 254 грн.

Як слідує з розрахунку, значення витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат КЛ 110 кВ на 79 % більше в порівнянні з аналогічним значенням для ПЛ 110 кВ. Тобто КЛ майже в 5 разів дорожча за ПЛ, що не суперечить світовій практиці розрахунків кошторисів для ПЛ і КЛ [22].

Отримані результати розрахунків витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат обумовлюють необхідність проведення SWOT-аналізу для прийняття енергоефективного рішення щодо вибору доцільної ЛЕП.

SWOT аналіз. Складовими SWOT-аналізу проєкту є [24]:

- *сильні сторони (Strengths)* – внутрішні можливості (навички, потенціал) чи ресурс реалізації проєкту, що можуть зумовити формування конкурентної переваги чи належного виконання відповідних функцій;

- *слабкі сторони (Weaknesses)* – фактори, наявність або відсутність яких заважає досягненню місії та цілей реалізації проєкту;

- *можливості (Opportunities)* – обставини, які можуть бути використані для досягнення стратегічних цілей (результатів) реалізації проєкту;

- *загрози (Threats)* – будь-які процеси або явища, що перешкоджають руху в напрямі досягнення місії та цілей реалізації проєкту.

Складові SWOT-аналізу для аналізованих систем передачі електричної енергії зведено в табл. 5.

Таблиця 5 – Складові SWOT-аналізу проєктів систем передачі електричної енергії 110 кВ

№	ПЛ	КЛ
Сильні сторони (Strengths)		
1	максимальне віддалення від населених пунктів	мінімальний вплив на навколишнє середовище
2	низька вартість впровадження проєкту	значне підвищення безпеки
3		забезпечення безперебійного функціонування критично важливої інфраструктури навіть за несприятливих погодних умов
4		низька вартість обслуговування в період експлуатації і, як наслідок, довгострокова економічна перевага
Слабкі сторони (Weaknesses)		
1	велика кількість перетинів з автомобільними дорогами	великий обсяг погоджень з різними організаціями
2	складність переходу через залізницю	висока вартість (на 79 % більше порівняно з ПЛ)
3	узгодження відводу територій під трасу лінії з власниками земельних ділянок	
Можливості (Opportunities)		
1	прискорена реалізація проєкту	повністю вирішує всі технічні, експлуатаційні, екологічні, земельні і соціальні питання
Загрози (Threats)		
1	низький рівень безпеки лінії в процесі експлуатації	ймовірність затягування термінів реалізації проєкту на 1–1,5 роки
2	проблеми пов'язані з погодними умовами	
3	проблеми пов'язані з форс-мажорними обставинами з вини третіх осіб	

Висновок SWOT-аналізу. Як впливає з вищенаведеного, більш привабливим, відповідно до проведеного SWOT-аналізу (табл. 5), є проєкт КЛ, а менш привабливим – проєкт ПЛ.

Висновок. За результатами досліджень встановлено, що:

- повітряна і кабельна лінії мають однаковий переріз струмопровідної частини – 240 мм²;

- за активною складовою втрат потужності КЛ поступаються ПЛ на 33 %, а за реактивною складовою КЛ краще за ПЛ на 53 %;

- відхилення напруги знаходиться в межах ± 5 % не залежно від того якою лінією передається потужність, що підтверджує відповідність показникам якості;

- КЛ на 79 % дорожче за ПЛ;

- відповідно до проведеного SWOT-аналізу, проєкт з КЛ є привабливішим за проєкт з ПЛ.

Таким чином, для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії за сукупністю показників проведеного комплексного аналізу техніко-економічних характеристик застосування КЛ 110 кВ довжиною 20 км є доцільнішим порівняно із застосуванням ПЛ аналогічного класу напруги і довжини.

Список літератури

1. Про забезпечення прав і свобод внутрішньо переміщених осіб : Закон України від 20.10.2014 № 1706-VII : станом на 4 квіт. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1706-18#Text>.
2. Про комплексну реконструкцію кварталів (мікрорайонів) застарілого житлового фонду : Закон України від 22.12.2006 № 525-V : станом на 9 лип. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/525-16#Text>.
3. Freileitung und Erdkabel sind „Stand der Technik“. *Hochspannungsblog*. URL: <https://www.hochspannungsblog.at/wissenswertes/netzaufbau/vergle-ich-freileitung-erdkabel>.
4. Newton E. Overhead vs. underground power: why do we use both locations?. *Energy & Grid Management*. URL: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-eh64fqBV7Og1Daf>.
5. Fenrick S. A., Getachew L. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines. *Utilities Policy*. 2012. Vol. 20, no. 1. P. 31–37. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>.
6. MacDonald M. A comparison of electricity transmission technologies: costs and characteristics. London, UK, 2025. 335 p. DOI: https://www.theiet.org/media/axwkkktb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf.
7. Underground Electrical Lines: Understanding Power Lines and Their Benefits. *JOCA*. URL: <https://joca-cable.com/uk/blog/underground-electrical-lines/>.
8. CIGRE Joint Working Group 21/22.01. Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines. CIGRE, 1996. 68 p.
9. Dixit A., Zhong X. Appendix A: Literature Review Report on Technical and Economic Aspects of HV Overhead and Underground Cable Transmission Lines. *Comparing high voltage overhead and underground transmission infrastructure (up to 500 kV)*. Brisbane & Perth, 2023. URL: https://s37430.pcdn.co/ciet/wp-content/uploads/sites/16/2023/11/03_Technical_Appendix_A-1.pdf.
10. Grechko O., Kulyk O. Current state and future prospects of using SF₆ gas as an insulation in the electric power industry. *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 7–11 October 2024. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61434.2024.10877987>.

11. Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector / S. Y. Shevchenko et al. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2025. No. 5. P. 80–88. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2025.5.11>.
12. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. На заміну ГКД 341.004.003-94 ; чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.
13. Барбашов І. В., Омеляненко Г. В., Черкашина В. В. Електричні системи та мережі. Параметри і схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах і завданнях : навчальний посібник. Харків : НТУ «ХПІ», 2023. 169 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
15. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011. Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова. Чинний від 2017-02-26. Вид. офіц. Київ, 2017.
16. Черкашина В. В., Омеляненко Г. В., Пономаренко С. Г. Електричні системи та мережі. Проектування електричних мереж 110 кВ : навчальний посібник. Харків : НТУ «ХПІ», 2025. 157 с.
17. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. Київ, 2023.
18. Омеляненко Г. В., Макаров А. О. Нормування показників якості електричної енергії. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я*: тези доповідей XXXIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2025, м. Харків, 14–17 трав. 2025 р. Харків, 2025. С. 151.
19. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. На заміну 20.01.1997. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики України, 1997.
20. Методичні рекомендації з прогнозування основних макроекономічних показників на короткостроковий період. Чинний від 2010-09-27. Вид. офіц. Київ : Міністерство економіки України, 2010.
21. ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Unit investment costs indicators for energy infrastructure categories. *ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication_s/ACER_UIC_indicators_table.pdf.
22. Clarke J. Overhead Lines – Forecast Cost Report: Comparative Cost Estimate. Turner & Townsend Infrastructure Ltd., 2025. URL: <https://greengencymru.com/wp-content/uploads/Forecast-Costs-and-Comparison-of-Underground-Cables-and-Overhead-line.pdf>.
23. Офіційний курс гривні щодо іноземних валют. *Національний банк України*. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates?date=27.02.2026>.
24. СОУ НЕК 20.171:2017. Методологія аналізу витрат і вигод проєктів розвитку електричних мереж. Чинний від 2017-11-23. Вид. офіц. Київ : Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ДП «НЕК «Укренерго»), 2017.
4. E. Newton, “Overhead vs. underground power: Why do we use both locations?,” *Energy & Grid Management*, Feb. 8, 2022. [Online]. Available: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-eh64fqBV70glDaf>
5. S. A. Fenrick and L. Getachew, “Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines,” *Utilities Policy*, vol. 20, no. 1, pp. 31–37, Mar. 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>
6. M. MacDonald, “A comparison of electricity transmission technologies: Costs and characteristics,” London, UK, Apr. 2025. [Online]. Available: https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf
7. “Underground electrical lines: Understanding power lines and their benefits.” JOCA. [Online]. Available: <https://jocacable.com/uk/blog/underground-electrical-lines/>
8. CIGRE Joint Working Group 21/22.01, “Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines,” CIGRE, 1996.
9. A. Dixit and X. Zhong, “Appendix A: Literature review report on technical and economic aspects of HV overhead and underground cable transmission lines,” in *Comparing High Voltage Overhead and Underground Transmission Infrastructure (Up to 500 kV)*. Brisbane & Perth: Univ. Queensland & Curtin Univ., 2023. [Online]. Available: https://s37430.pcdn.co/ciet/wp-content/uploads/sites/16/2023/11/03_Technical_Appendix_A-1.pdf
10. O. Grechko and O. Kulyk, “Current state and future prospects of using SF₆ gas as an insulation in the electric power industry,” in *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 7–11, 2024. IEEE, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61434.2024.10877987>
11. S. Y. Shevchenko, D. O. Danylchenko, R. O. Hanus, S. I. Dryvetskyi, S. K. Berezka, and O. M. Grechko, “Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 5, pp. 80–88, Sep. 2025, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2025.5.11>
12. *Normy tekhnolohichnoho proektuvannia enerhetychnykh system i elektrychnykh merezh 35 kV i vyshe [Standards for the engineering design of power systems and electrical networks of 35 kV and above]*, SOU-N EE 00100227- 101:2014. Kyiv, 2014. (in Ukrainian)
13. I. V. Barbashov, H. V. Omelianenko, and V. V. Cherkashyna, *Elektrychni systemy ta merezhi. Parametry i skhemy zamishchennia elementiv elektrychnykh system u prykladakh i zavdanniakh [Electrical systems and networks: Parameters and equivalent circuits of electrical system components in examples and exercises]*. Kharkiv: NTU «KhPI», 2023. (in Ukrainian)
14. *Pravyla ulashuvannia elektroustanovok [Rules for the installation of electrical systems]*. Kharkiv: Fort, 2017. (in Ukrainian)
15. *Proektuvannia kabelnykh liniy napruhoiu do 330 kV. Nastanova [Design of cable lines with voltages up to 330 kV. Guidelines]*, SOU-N MEV 37471933- 49:2011. Kyiv, 2017. (in Ukrainian)
16. V. V. Cherkashyna, H. V. Omelianenko, and S. H. Ponomarenko, *Elektrychni systemy ta merezhi. Proektuvannia elektrychnykh merezh 110 kV [Electrical systems and networks. Design of 110 kV electrical networks]*. Kharkiv: NTU «KhPI», 2025. (in Ukrainian)
17. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*. EN 50160:2022, CENELEC, 2022.
18. H. V. Omelianenko and A. O. Makarov, “Normuvannia pokaznykiv yakosti elektrychnoi enerhii [Standardization of power quality indicators],” in *Information Technologies: Science, Engineering, Technology, Education, Health*, Kharkiv, Ukraine, May 14–17, 2025. Kharkiv: National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”, 2025, p. 151. (in Ukrainian)
19. *Vyznachennia ekonomichnoi efektyvnosti kapitalnykh vkladov v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy i elektrychni merezhi [Determining the economic efficiency of capital investments in the energy sector. Methodology. Power SYSTEMS AND ELECTRICAL NETWORKS]*, HKD 340.000.002-97, Kyiv, 1997. (in Ukrainian).
20. *Metodychni rekomendatsii z prohnozuvannia osnovnykh makroekonomichnykh pokaznykiv na kortkostrokovyi period [Guidelines for forecasting key macroeconomic indicators in the short term]*, Ministry of Economy of Ukraine, Kyiv, 2010. (in Ukrainian).

References

1. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2014, Oct. 20). *Law of Ukraine no. 1706-VII, Pro zabezpechennia prav i svobod vnurishno peremishchenykh osib [On Ensuring the Rights and Freedoms of Internally Displaced Persons]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1706-18#Text> (in Ukrainian)
2. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2006, Dec. 22). *Law of Ukraine no. 525-V, Pro kompleksnu rekonstruktsiu kvartaliv (mikrorajoniv) zastariloho zhytlovoho fondu [On the comprehensive renovation of neighborhoods (microdistricts) with aging housing stock]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/525-16#Text> (in Ukrainian)
3. “Freileitung und Erdkabel sind „Stand der Technik“.” *Hochspannungsblog*. [Online]. Available: <https://www.hochspannungsblog.at/wissenswertes/netzaufbau/vergleich-freileitung-erdkabel> (in German)

21. ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. "Unit investment costs indicators for energy infrastructure categories." ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [Online]. Available: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication s/ACER_UIC_indicators_table.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication%2FACER_UIC_indicators_table.pdf)
22. J. Clarke, "Overhead Lines – Forecast Cost Report: Comparative Cost Estimate," Turner & Townsend Infrastructure Ltd., May 2025. [Online]. Available: <https://greengencymru.com/wp-content/uploads/Forecast-Costs-and-Comparison-of-Underground-Cables-and-Overhead-line.pdf>
23. "Official exchange rates." National Bank of Ukraine. [Online]. Available: <https://bank.gov.ua/en/markets/exchangerates?date=27.02.2026>
24. *Metodolohiia analizu vytrat i vyhod proektiv rozvytku elektrychnykh merezh [Methodology for analyzing the costs and benefits of electric grid development projects]*, SOU NEK 20. 171:2017, Kyiv, 2017. (in Ukrainian).

Надійшла (Received) 10.03.2026

Прийнята (Accepted) 27.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.315.1:621.315.2

CHERKASHYNA VERONIKA ✉ – Doctor of Technical Sciences, Docent, Professor at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>; e-mail: veronika2473@gmail.com.

OMELIANENKO HALYNA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, Guarantor of the Educational Program G3 "Electric Power Engineering", National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkhalina@gmail.com.

PONOMARENKO SERHII – Doctor of Philosophy (PhD), Senior Lecturer at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7860-079X>; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

MAKAROV ANTON – PhD Student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6181-3822>; e-mail: ant.makarov1997@gmail.com.

RESEARCH ON ENERGY EFFICIENCY ISSUES OF THE ELECTRIC POWER TRANSMISSION SYSTEM

The article presents a comprehensive analysis of the technical and economic characteristics of cable and overhead power transmission lines, which makes it possible to make a well-reasoned decision regarding the selection of an object for improving the energy efficiency of the electric power transmission system. The voltage class of the power transmission system is substantiated, and it is determined that this system operates at a nominal voltage of 110 kV. In accordance with the voltage class of the power transmission system, the current-carrying parts for overhead and cable power transmission lines are selected, and the cross-sections of the conductors and cable cores are checked according to the permissible current load. Based on the results of the selection and verification, it was found that both the overhead and cable lines have the same cross-section of the current-carrying part – 240 mm². The parameters of the equivalent circuits for the overhead and cable transmission lines are determined. The process of electric power transmission through overhead and cable lines is analyzed, and it is established that the voltage deviation is within ±5 %, which confirms compliance with power quality indicators and the equivalence of the analyzed options. Taking this into account, an economic analysis was carried out to justify the optimal line option by calculating the cost component of the integral effect of total discounted costs. It was found that the cable line is 79 % more expensive than the overhead line. Therefore, a SWOT analysis was conducted to justify the choice of the most appropriate transmission line. According to the results, the project with a cable line proved to be more attractive than the project with an overhead line. Thus, based on the presented research results, it follows that in order to improve the energy efficiency of a 110 kV electric power transmission system with a length of 20 km, it is advisable to use a cable power transmission line.

Keywords: electric network; energy efficiency; cable line; overhead line; electric power transmission system; electrical energy quality indicators; comprehensive analysis; technical and economic characteristics.