

С.Ю. Шевченко, Д.О. Данильченко, Р.О. Ганус, С.І. Дривецький, С.К. Березка, О.М. Гречко

Особливості проєктування високовольтних повітряних ліній електропередавання в підземному колекторі

Проблема. Захист високовольтних повітряних ліній електропередавання (ПЛ) від зовнішніх атмосферних та військових впливів, та зменшення їх небезпечного електромагнітного випромінювання можливо при їх виконанні у компактному вигляді і розміщенні у підземному колекторі. Але для забезпечення високої пропускної спроможності та надійної роботи таких компактних повітряних ПЛ необхідно удосконалення існуючих конструкцій їх струмопровідних елементів. **Метою** роботи є визначення перспективних конструктивних параметрів струмопроводів компактних високовольтних повітряних ліній електропередавання, які прокладені у підземному колекторі (ПЛПК). **Методика** розрахунку допустимих тривалих струмів ПЛПК заснована на запропонованій авторами аналітичній моделі опису процесів масотеплоперенесення в повітрі підземного колектору. **Наукова новизна.** Вперше обґрунтовано можливість ефективного використання ПЛ в умовах підземного колектору та визначено умови надійної передачі ними електроенергії з підвищеною пропускною спроможністю. Це досягнуто завдяки застосуванню прямокутних плоских вертикальних струмопровідних шин, які мають збільшену площу поверхні та забезпечують кращий конвекційний теплообмін порівняно з традиційним круглим проводом, а також за рахунок визначення допустимого тривалого струму для таких ПЛ при зменшеній температурі зовнішнього середовища (15 °C), що характерна для умов експлуатації в підземних колекторах і суттєво нижча за стандартну температуру (25 °C), прийнятну для ПЛ, розміщених на відкритому повітрі. **Практична значимість.** Використання запропонованої ПЛПК має забезпечити надійне передавання електричної енергії, достатню пропускну спроможність і підвищену захищеність від зовнішніх факторів при зменшенні електромагнітного впливу на оточуюче середовище (за рахунок істотного зменшення міжфазної відстані з 3–4 м до 0,3–0,6 м для ПЛ 110 кВ), і має переваги над відомими підземними електромережами (лініями електропередавання з елегазовою ізоляцією та кабельними лініями, що характеризуються підвищеною вартістю ізоляції). Бібл. 36, табл. 1, рис. 6.

Ключові слова: компактна високовольтна повітряна лінія електропередавання, підземний колектор, струмопровід із плоских шин, моделювання теплового режиму.

Вступ. Забезпечення надійного електропостачання споживачів є головним завданням електроенергетичної галузі. Для його виконання необхідно покращення техніко-економічних показників високовольтних електромереж. Найчастіше використовуються два основних типи електромереж для живлення споживачів електричною енергією: високовольтні повітряні лінії електропередавання (ПЛ) та високовольтні підземні кабельні лінії (КЛ). Проте під час експлуатації ПЛ і КЛ виникають проблеми із забезпеченням їх надійного функціонування. Це зумовлено впливом природних атмосферних факторів (ожеледь, сонячна радіація, сильні вітри і зливи, тощо), а також високою вразливістю цих ліній у разі ведення бойових дій із використанням сучасного артилерійського та ракетного озброєння.

Окрім того, потребує нагального вирішення проблема покращення електроживлення сучасних мегаполісів з щільною забудовою. Зростання навантаження у містах призводить до необхідності пошуку нових методів з організації їх енергопостачання.

Одним з ефективних методів підвищення надійності електроживлення міст і захищеності електромереж від негативних зовнішніх техногенних, природних і військових впливів, є розміщення електромереж у підземних залізобетонних тунелях (колекторах), що достатньо широко розповсюджено у світі. Так, в роботах [1–11] наведено приклади розробки пілотних проєктів зі спорудження підземних електромереж різних класів напруги з ізоляцією із повітря, зшитого поліетилену та елегазу.

В роботах [1, 2] розглянуті питання вибору ізоляції для підземних ліній та підстанцій різного конструктивного виконання, наведені приклади їх розрахунків. Робота [3] присвячена аналізу впливу на навколишнє середовище ПЛ та підземних КЛ. У ній показано, що підземні лінії мають суттєво меншу кількість параметрів зовнішнього впливу та набагато менше впливають на оточуюче середовище.

Роботи [12–14] присвячені порівнянню параметрів ПЛ та підземних КЛ із зшитого поліетилену. Показано, що КЛ є більш захищеними від зовнішніх факторів і мають компакту конструкцію, яка зменшує електромагнітний вплив на довкілля і не вимагає відчуження великих земельних ділянок. Однак при однаковій пропускній спроможності, КЛ в порівнянні з ПЛ мають у 2–10 рази більшу вартість за рахунок високої вартості високовольтної ізоляції із зшитого поліетилену [13, 14]. Також слід зазначити, що ремонтні роботи ПЛ та КЛ можуть відрізнятися по вартості у 5–10 разів.

Роботи [4, 5] містять матеріали щодо спорудження підземної лінії 500 кВ у Каліфорнії, що виконана кабелем постійного струму. Таке рішення обумовлено неможливістю використання КЛ змінного струму у необхідній довжині. Вибір підземної лінії обумовлено спротивом громади спорудженню наземної ПЛ.

У роботах [6, 7] наведено дані про реалізацію в китайському місті Ухань проєкту з будівництва повністю підземної підстанції 220 кВ. Наразі у відкритих джерелах детальна інформація щодо цього проєкту не наведена, однак те, що вона розташована в торговому центрі, накладає на її конструкцію додаткові вимоги.

Робота [8] присвячена розробці у 2013 р. Харківським проєктно-конструкторським інститутом «Тепло-електропроект – Союз» проєкту підземної підстанції 220 кВ з ізоляцією із елегазу.

У роботах [9, 10] розглянута можливість спорудження підземних електромереж, визначені переваги таких мереж, однак не наведено дані про їх конструктивні особливості.

Робота [11] присвячена аналізу використання в електромережах елегазової ізоляції. Наведені переваги та недоліки використання елегазу у якості ізоляційного середовища. Розглянуті лінії електропередавання із елегазовою ізоляцією (GIL – Gas Insulated transmission Line). Пряме заглиблення в землю системи GIL поєднує у собі переваги підземної прокладки кабелів з високою

пропускною спроможністю наземних ПЛ відповідної потужності. Показано, що GIL мають високу надійність, високу пропускну спроможність, та низький рівень магнітного поля. Такі лінії за своїм конструктивом подібні до так званих комплектних струмопроводів та мають всередині конструкції ізолятори, що обмежує радіуси повороту та значення припустимих струмів короткого замикання. Окрім того, корпуси GIL мають бути виконані герметичними, що суттєво ускладнює їх конструкцію. Також варто відмітити високу вартість та складність обслуговування такої лінії у порівнянні з ПЛ аналогічної потужності.

В роботах [15–18] показано, що величина шкідливого для людей і довкілля магнітного поля, що створюється ПЛ і КЛ, пропорційна міжфазній відстані їх струмопроводів. Тому величина їх магнітного поля істотно (на порядок) зменшується при компактному виконанні електромереж, які характеризуються міжфазною відстанню менш 1 м.

Основним параметром, що суттєво впливає на характеристики електромереж, є конструкція їх фазних струмопроводів, в тому числі їх матеріал та геометрія. На теперішній час вибір струмопроводів ПЛ і КЛ регламентований нормативними документами [19]. Слід зазначити, що їх рекомендації є різними для різних класів напруги. Так, для визначення перерізу та кількості проводів у фазі для ПЛ з номінальною напругою до 20 кВ, необхідно виконувати електричні розрахунки, а ті ж параметри для ліній з більшою напругою визначаються без будь яких технічних або економічних розрахунків у [19] у вигляді табл. 2.5.16. Це обумовлює необхідність пошуку інших підходів до вибору матеріалу і конструкції струмопроводів у порівнянні з традиційним підходом [20–23], і особливо, зважаючи на те, що у вказаних джерелах не розглянуті питання вибору параметрів струмопроводу для електромереж, розміщених у підземних колекторах.

В роботах [24–26] наведені приклади використання та вибору так званих високотемпературних проводів. У роботах [27, 28] наведені відомості та висвітлені переваги проводів з композитним осердям, які дозволяють підвищити механічні характеристики та збільшити довжину прольотів ПЛ. В [29, 30] описуються переваги використання проводів, виготовлених зі сплавів алюмінію, та наведені приклади їх використання для ПЛ.

Слід зауважити, що наведені вище переваги новітніх марок проводів не можуть бути визначальними для вибору конструктивного виконання струмопроводів ПЛ у підземному колекторі. Необхідно враховувати, що визначення конструкції струмопроводів для ПЛ, розміщеної у підземному колекторі, буде досить близьким до вибору конструкції фаз закритих розподільних пристроїв з повітряною ізоляцією відповідно до [19–23]. В цих джерелах наведено таблиці зі значеннями перерізів проводів і шин та їх максимально допустимі тривалі струми. Однак не вказано, за яких умов вони діють.

Розглянуті вище роботи, що присвячені створенню компактних підземних електромереж різних типів, та їх конструктивних елементів, не містять конкретних технічних параметрів виконаних або запропонованих проєктів.

На думку авторів статті, найбільший інтерес для практичного використання мають високовольтні компактні ПЛ з повітряною ізоляцією, що розміщуються у

підземному колекторі (ПЛПК). Але ПЛПК в порівнянні з наземними ПЛ, підземними КЛ і підземними лініями GIL на сьогодні досліджені недостатньо. Рациональні конструктивні параметри їх струмопроводів, що при обмеженій вартості дозволяють реалізувати збільшену пропускну спроможність при підвищеній захищеності від зовнішніх факторів і зменшенні електромагнітного впливу на оточуюче середовище, залишаються досі не визначеними.

Метою роботи є визначення перспективних конструктивних параметрів струмопроводів компактних високовольтних повітряних ліній електропередавання, які прокладені у підземному колекторі.

Проведений вище аналіз показує, що ПЛПК можуть бути розглянуті як перспективний засіб передачі електричної енергії за умов забезпечення їх конкурентних техніко-економічних характеристик. Так, ПЛПК має досить суттєві переваги над ПЛ, і в першу чергу тому, що в підземному колекторі не діють негативні природні фактори, що впливають на ПЛ, які розміщені просто неба. Тому ПЛПК можуть розглядатися як альтернатива КЛ і GIL, які мають більш складну конструкцію ізоляції струмопроводів і високу вартість.

Таким чином, вимоги до конструктивних елементів ПЛПК будуть дуже відмінні від відомих вимог до конструктивних елементів ПЛ. Цей факт підтверджує необхідність виконання досліджень з визначення раціональної конструкції елементів ПЛПК, і в першу чергу конструкції їх фазного струмопроводу.

Визначення конструкції фазного струмопроводу ПЛПК. Одним з основних конструктивних параметрів як ПЛ, так і ПЛПК, є переріз струмопроводу. Спираючись на однозначні рекомендації нормативних документів щодо перетину фази ПЛ з номінальною напругою 110 кВ, прийнятий перетин фази 240 мм², рекомендований у [19] для проводів типу АС. Для фазних струмопроводів ПЛПК з плоских шин (ПШ) перетин може бути обраний таким самим, як і для проводу типу АС. Однак, якщо розрахувати допустимий тривалий струм проводу ПЛ 110 кВ виходячи з її максимальної натуральної потужності 30 МВт, отримаємо значення струму у фазі біля 272 А. При збільшенні потужності на 25 % (стандартна практика використання ліній 110 кВ) – струм зросте приблизно до 340 А. Для таких значень струмів можна з [19] визначити перетини проводів АС 95 мм² та 150 мм² відповідно. Вибір таких перерізів проводів призведе до збільшення втрат активної потужності, однак зменшить капіталовкладення у лінію. Тому для визначення раціонального перерізу проводу необхідно провести техніко-економічне порівняння конструкції фази з урахуванням усіх факторів, що впливають на неї.

Однак умови використання проводів фаз для ПЛ просто неба та струмопроводів ПЛПК, як зазначено вище, досить сильно відрізняються. Нормативні документи рекомендують проводити вибір фазних проводів на базі допустимого тривалого струму. Для його визначення необхідно розрахувати коефіцієнт тепловіддачі, який істотно залежить від конструктивних особливостей струмопроводів фаз та температури повітря в підземному колекторі.

Виходячи зі значень струмів (0,3–2 кА), які необхідно забезпечити для ПЛПК, їх створення не вимагає

використання спеціальних складних конструкцій струмопроводів у вигляді коробів, труб, двутаврів або декількох шин прямокутного перерізу [19–23]. Тому авторами пропонується у якості фазного струмопроводу ПЛПК розглянути використання або звичайного для ПЛ проводу типу АС, або однієї прямокутної ПШ. При цьому виникає необхідність виконання теплових розрахунків прямокутних шин ПШ, які широко вживані на низькі та середні напруги. Ця необхідність зумовлена тим, що номенклатура шин [19–23] не відповідає умовам їх використання для ліній електропередавання. Для ПЛПК можуть бути раціональними зовсім інші типорозміри ПШ, які відповідають вимогам [19] з перерізу струмопроводів фаз для різних класів номінальної напруги.

При визначенні коефіцієнту тепловіддачі та допустимого тривалого струму струмопроводів фаз ПЛПК також необхідно враховувати специфічні умови їх експлуатації. Основною відмінністю від ПЛ є те, що для ПЛПК не потрібно враховувати силу та напрям вітру, а також сонячне випромінювання, які впливають на тепловий режим при заданій тривалій допустимій температурі струмопроводу 70 °С [19–23].

Ефективність охолодження струмопроводів ПЛПК оцінюється коефіцієнтом їх тепловіддачі [31], що визначає інтенсивність передавання теплоти від твердої поверхні до повітря в навколишньому середовищі. Для його розрахунку за умов ламінарності та природної конвекції може бути використано наступне співвідношення [32]:

$$Nu = C (Gr \cdot Pr)^n, \quad (1)$$

де Nu – критерій Нуссельта; Gr – критерій Грасгофа; Pr – критерій Прандтля; коефіцієнти C та n залежать від режиму вільного руху і умов омивання поверхні.

Критерій Нуссельта Nu [33] характеризує інтенсивність теплообміну в прикордонному шарі між газом і поверхнею тіла, що обтікається:

$$Nu = \alpha \cdot l / \lambda_p, \quad (2)$$

де l – характерний розмір, м; λ_p – коефіцієнт теплопровідності газу, Вт/(м·К).

Критерій Прандтля Pr [33] визначає фізичні властивості газу:

$$Pr = \mu \cdot C_p / \lambda_p = \nu_p / a, \quad (3)$$

де μ – динамічний коефіцієнт в'язкості, Н·с/м²; ν_p – кінематичний коефіцієнт в'язкості газу за даної температури середовища t_p , м²/с; a – коефіцієнт температурної стійкості газу при заданій температурі, м²/с; C_p – ізобарична масова теплоємність газу, кДж/(кг·К).

Критерій Грасгофа Gr характеризує співвідношення підйомних сил, що виникають в газу при нагріванні, і сил в'язкості [33]:

$$Gr = \frac{\beta \cdot g \cdot d^3 \cdot \Delta t}{\nu_p^2}, \quad (4)$$

де β – коефіцієнт об'ємного розширення газу, 1/К; g – прискорення під дією сили тяжіння, м/с²; Δt – різниця температур між поверхнею (стілкою) розміром d і газом, між якою здійснюється обмін теплом, °С або К.

Використаємо співвідношення (1–4) для розрахунку допустимого тривалого струму струмопроводу ПЛПК із круглого проводу типу АС.

Розрахунок допустимого тривалого струму ПЛПК із круглого проводу. Геометрія струмопроводу ПЛПК із круглого проводу наведена на рис. 1.

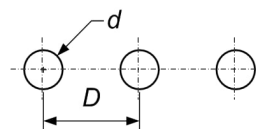


Рис. 1. До визначення коефіцієнта тепловіддачі круглого проводу ПЛПК

Для розрахунку обрано рекомендовану в [19] конструкцію фази 110 кВ з одним проводом типу АС перетином 240 мм², яка використовується для ПЛ.

Розрахунок виконано за наступних умов.

ПЛПК напругою 110 кВ розташовується у залізобетонному колекторі з мінімальним внутрішнім розміром 3×4 м, який знаходиться під землею на глибині не менш 4 м. При цьому розрахункова температура повітря у колекторі відповідно до [34] буде складати 14–16 °С. Тому розрахунок виконаємо для температури повітря $t_p = 15$ °С, а також для порівняння для температури $t_p = 25$ °С, яка відповідно до [19–23] є розрахунковою для наземних ПЛ.

Тривала допустима температура струмопроводу $t_{st} = 70$ °С, коефіцієнт теплопровідності $\lambda = 0,0287$ Вт/м·К; кінематичний коефіцієнт в'язкості $\nu_p = 17,46 \cdot 10^{-6}$ м²/с; критерій Прандтля для повітря $Pr = 0,698$; коефіцієнт об'ємного розширення повітря $\beta = 0,00343$ 1/К.

При розрахунку використані наступні параметри проводу фази: діаметр проводу АС 240/32 $d = 21,4$ мм; коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла $G_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/м²; коефіцієнт чорноти тіла $E_b = 0,4$; активний опір проводу $r_0 = 0,1182$ мОм/м.

З урахуванням того, що провід типу АС виконано із пучка дротів меншого діаметру, використаний еквівалентний діаметр проводу, збільшений на коефіцієнт 1,33 [35]. Наявність стінок колектору в розрахунку не враховувалася.

Критерій Грасгофа Gr розрахований відповідно до (4). Враховуючи значення за критерієм Прандтля для повітря, критерій Нуссельта визначаємо як [33]:

$$Nu = 0,5 (Gr \cdot Pr)^{0,25}. \quad (5)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від проводу розраховуємо за формулою:

$$\alpha = Nu \cdot \lambda / d. \quad (6)$$

Тепловий потік від проводу за рахунок конвекції з 1 м² дорівнює:

$$q = \alpha_2 \cdot (t_{st} - t_p). \quad (7)$$

Тепловиділення від проводу за рахунок конвекції з 1 м² поверхні проводу АС 240/32 [33] дорівнює:

$$Q_C = \alpha_1 (t_{st} - t_p) F, \quad (8)$$

де F – площа поверхні проводу.

Тепловиділення з 1 м² поверхні проводу АС 240/32 за рахунок випромінювання складає [33]:

$$Q_R = \varepsilon_0 C_0 \left((t_{st}/100)^4 - (t_p/100)^4 \right) \cdot F. \quad (9)$$

Сумарне тепловиділення в каналі дорівнює:

$$Q_p = Q_C + Q_R. \quad (10)$$

Тепловиділення від протікання струму I складає:

$$Q_e = I^2 R, \quad (11)$$

де R – електричний опір струмопроводу.

Допустиме значення сили струму, що протікає у проводі за умови $Q_e = Q$ дорівнює:

$$I = (Q_p / R)^{0,5}. \quad (12)$$

Результати розрахунку допустимого тривалого струму для проводу АС 240/32, що виконаний відповідно до (5–12) за (1–4), представлені на рис. 3 і дозволяють порівняти його з табличним, наведеним в [19]. Похибка розрахунку склала 2,6 % (табличне значення 505 А, розраховане значення 518,13 А). Це підтверджує коректність розробленої методики розрахунку і можливість її використання для визначення допустимих тривалих струмів струмопроводів, розміщених в підземному колекторі. При цьому умови роботи струмопроводів у колекторі є практично однаковими з умовами їх роботи у приміщенні.

Розрахунок допустимого тривалого струму струмопроводу ПЛПК із плоскої шини (ПШ). Пропонується виконувати фазний струмопровід ПЛПК у вигляді однієї шини ПШ прямокутного перерізу. Така конструкція фазного струмопроводу обрана враховуючи простоту її монтажу та експлуатації. При аналізі перетин ПШ приймаємо рівним перерізу проводу для АС 240 ПЛ 110 кВ, який рекомендується в [19]. Слід зазначити, що при рівному перерізі з проводом типу АС, ПШ на відміну від АС може мати різне конструктивне виконання.

Для розрахунку обрані варіанти ПШ з геометрією, що відповідає співвідношенню наступних розмірів h/d (рис. 2): 240/1, 120/2, 80/3, 60/4, 48/5, 24/10, 20/12, 12/20, 12/24, 5/48, 4/60, 3/80, 2/120, 1/240.

Розрахунок допустимого тривалого струму ПШ ґрунтується на співвідношеннях (1–4), які використані і для круглого проводу. Геометрія струмопроводу з ПШ наведена на рис. 2.

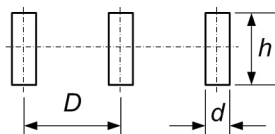


Рис. 2. До визначення коефіцієнта тепловіддачі струмопроводу ПЛПК з плоских шин

В ПШ процес тепловиділення відрізняється у зв'язку з наявністю виражених вертикальної та горизонтальної поверхонь ПШ, для яких, за наявності природної конвекції, умови тепловіддачі є іншими. Ця відмінність враховується різними коефіцієнтами у (1).

Співвідношення для визначення критерію Нуссельта для горизонтальної частини ПШ [32]:

$$Nu = 1,18 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,125}. \quad (13)$$

Для вертикальної частини ПШ [32]:

$$Nu = 0,75 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,25}. \quad (14)$$

Розрахунок коефіцієнта тепловіддачі за умови природної конвекції виконуємо відповідно до (6). Умови розрахунку аналогічні визначенням вище для круглого проводу типу АС.

Розрахуємо критерії подібності Прандтля та Грасгофа, які необхідні для визначення критерію Нуссельта за (3) та (4) відповідно. Критерій Нуссельта визначаємо для горизонтальної та вертикальної поверхні шини.

Коефіцієнт тепловіддачі ПШ від горизонтальної поверхні складає:

$$\alpha_1 = Nu \cdot \lambda / d, \quad (15)$$

де d – товщина прямокутної шини.

Коефіцієнт тепловіддачі від вертикальної поверхні складає:

$$\alpha_2 = Nu \cdot \lambda / h, \quad (16)$$

де h – висота прямокутної шини.

Площа горизонтальної поверхні шини (рис. 2) дорівнює:

$$F_1 = 2 \cdot d \cdot L, \quad (17)$$

де L – довжина прямокутної шини.

Площа вертикальної поверхні шини (рис. 2) складає:

$$F_2 = 2 \cdot h \cdot L. \quad (18)$$

Тепловий потік за рахунок конвекції з горизонтальної поверхні шин дорівнює:

$$q_{C1} = \alpha_1 \cdot (t_{st} - t_p). \quad (19)$$

Тепловиділення за рахунок конвекції з горизонтальної поверхні шин дорівнює:

$$Q_{C1} = q_{C1} \cdot F_1. \quad (20)$$

Тепловий потік за рахунок конвекції з вертикальної поверхні шин складає:

$$q_{C2} = \alpha_2 \cdot (t_{st} - t_p). \quad (21)$$

Тепловиділення за рахунок конвекції з вертикальної поверхні шин дорівнює:

$$Q_{C2} = q_{C2} \cdot F_2. \quad (22)$$

Тепловиділення за рахунок конвекції визначимо як:

$$Q_C = Q_{C1} + Q_{C2}. \quad (23)$$

Тепловиділення від ПШ за рахунок випромінювання визначаємо за (9), а сумарне – за (10).

Допустимий тривалий струм для ПШ визначається відповідно до (12). Результати його розрахунку, що виконані відповідно до (12–23), представлені на рис. 3.

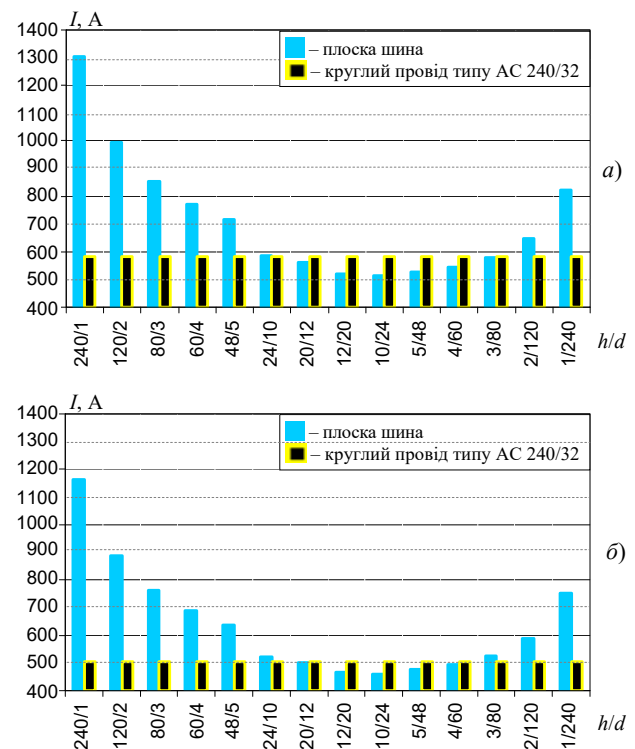


Рис. 3. Результати розрахунку допустимого тривалого струму ПЛПК при різному конструктивному виконанні фазного струмопроводу перерізом 240 мм² і різних температурах повітря: а) при $t_p = 15$ °C; б) при $t_p = 25$ °C

Аналіз результатів розрахунку допустимих тривалих струмів та вибір конструкції фазного струмопроводу ПЛПК. Аналіз отриманих результатів показує, що плоскі шини ПЛПК у порівнянні із круглим проводом того ж перерізу мають більші значення допустимих тривалих струмів.

На рис. 3 на осі абсцис відкладено співвідношення h/d для різної геометрії ПШ, які розглядалися. Отже, при температурі повітря 15 °С у колекторі, граничні значення струмів для ПЛПК з ПШ у порівнянні з температурою 25 °С можуть бути підвищені. Так, для ПЛПК 110 кВ з ПШ 240/1, допустимий тривалий струм зростає на 12 % (з 1164 А до 1302 А), що дозволить збільшити пропускну спроможність електромережі на 15 МВт. У той же час, при виконанні ПЛПК з проводу типу АС 240/32, зміна температури повітря з 25 °С до 15 °С призводить до збільшення допустимого тривалого струму тільки на 9 %.

Результати розрахунків допустимих тривалих струмів для ПШ з різним співвідношенням h/d дозволяють визначити найбільш раціональні конструкції фазних проводів ПЛПК з ПШ. Такі конструкції мають бути враховані у техніко-економічному обґрунтуванні при реалізації конкретного проекту ПЛПК, враховуючі такі інші технічні параметри, як траса проходження лінії, наявність техногенних впливів, наявність мережі номінальної напруги, вплив на оточуюче середовище, витрати на експлуатацію та ремонт, необхідна пропускна спроможність, механічна міцність, реактивний та активний опір та ін. Визначення раціональних конструкцій ПЛПК з ПШ дозволить скоротити кількість варіантів для більш детального техніко-економічного аналізу.

ПЛПК з ПШ має більші допустимі тривалі струми, що пов'язано зі збільшенням поверхні тепловіддачі P струмопроводу (рис. 4).

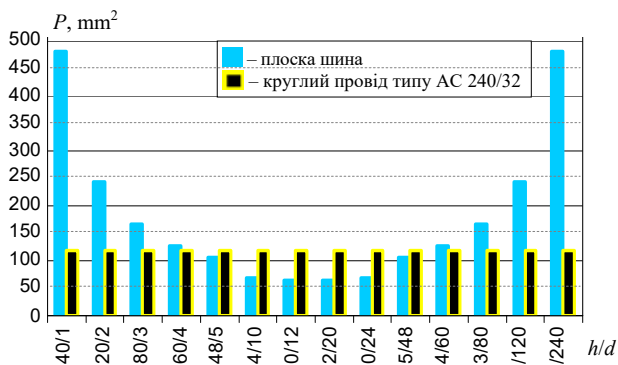


Рис. 4. Площа поверхні тепловіддачі P різних конструкцій струмопроводів ПЛПК перерізом 240 мм²

Аналізуючи результати, наведені на рис. 3, 4, можна зробити висновок, що існують конструкції ПШ які за меншої ніж у проводу АС площі поверхні або периметру (за однакової довжини) мають більші допустимі тривалі струми. За рівної довжини струмопроводів, що порівнюються, їх площа пропорційна периметру струмопроводу. При цьому периметри струмопроводів з ПШ, досить суттєво відрізняються від периметру проводу типу АС 240/32. Це підтверджує, що допустимі тривалі струми для ПЛПК з ПШ будуть більшими за струм для круглого проводу. Це також підтверджує рис. 5, де наведено співвідношення k між

периметрами різних конструкцій ПШ і проводу круглого перерізу та співвідношення k для допустимих тривалих струмів ПШ і проводу круглого перерізу.

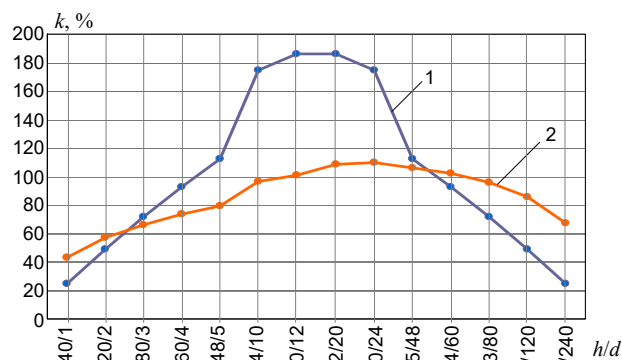


Рис. 5. Співвідношення k між параметрами проводів:

1 – співвідношення площі поверхні тепловіддачі для проводу типу АС 240/32 для різних конструкцій ПШ з перерізом 240 мм²;

2 – співвідношення допустимих тривалих струмів для проводу типу АС 240/32 для різних конструкцій ПШ

Як показано вище, ефективність охолодження струмопроводів ПЛПК і інтенсивність природної конвекції визначаються їх коефіцієнтом тепловіддачі α відповідно до (1–4, 6, 15, 16). При заданих температурі повітря в колекторі і граничній температурі струмопроводу, α істотно залежить від його геометрії, яка визначає площу поверхні, а також від просторової орієнтації струмопроводу, що ілюструє рис. 3.

Так найбільшу ефективність охолодження і найбільші значення допустимих тривалих струмів мають струмопроводи з ПШ (рис. 2) з максимальним співвідношенням його висоти h до ширини d . До таких конструкцій, теоретично можна віднести ПШ з співвідношенням сторін h/d 240/1, 120/2, 80/3, 48/5 з вертикальною установкою ПШ (при $h > d$) відповідно до рис. 2. Однак з урахуванням забезпечення необхідної механічної міцності ПШ, при проектуванні ПЛПК доцільно обмежитись вертикальним струмопроводом товщиною не менш 2 мм.

В разі горизонтальної установки ПШ ($h < d$), ефективність охолодження і значення допустимих тривалих струмів зменшуються (рис. 3) в зв'язку з погіршенням природної конвекції.

Визначення міжфазної відстані і довжини прольотів для ПЛПК з ПШ. Геометричні розміри ПЛПК з ПШ визначаються їх мінімальною міжфазною відстанню D (рис. 2), яка залежить від ізоляційних властивостей повітря. Для закритих розподільних пристроїв 110 кВ, найменша міжфазна відстань між їх шинами відповідно до [36] складає 250–450 мм, що може бути прийняте і для ПЛПК.

Ще одним важливим питанням є визначення мінімальної довжини прольотів ПЛПК з ПШ за прийнятої міжфазної відстані, яка залежить від електродинамічних сил, що виникають при протіканні ударного струму короткого замикання через струмопроводи ПЛПК. У такому аварійному режимі фазні струмопроводи не повинні наближатися до сусідньої фази на відстань, при якій можливе пробивання ізоляції.

Для дослідження цього питання виконані розрахунки мінімально допустимого значення прольоту між

опорами ПЛПК при використанні ПШ. При аналізі було прийняте допущення, що ПШ може бути представлена як балка, що спирається на декілька опор. При цьому припущенні припустиме зусилля σ на розрив ПШ з алюмінію може бути визначено як [35]:

$$\sigma = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot D}, \quad (24)$$

де i_y – ударний струм КЗ, кА; l – довжина прольоту; D – відстань між фазами, м; W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, м³.

Мінімальну довжину прольоту ПЛПШ визначимо із наступного співвідношення, отриманого відповідно до (24) та табл. 1, обмеживши припустиме зусилля σ для ПШ з алюмінію значенням 40 МПа:

$$l = \left((\sigma \cdot W \cdot D) / (\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2) \right)^{0,5}. \quad (25)$$

Табл. 1

Визначення моменту інерції та моменту опору ПШ ПЛПК

Розташування шин	Момент інерції	Момент опору
	$d \cdot h^3 / 12$	$d \cdot h^2 / 6$
	$h \cdot d^3 / 12$	$h \cdot d^2 / 6$

Результати розрахунку довжини прольотів для різних конструкцій ПЛПК з ПШ при дії різних ударних струмів короткого замикання, що виконані відповідно до [35] для мінімально можливої за умовами пробою повітряної ізоляції міжфазної відстані у 300 мм для ПЛПК 110 кВ [36] і представлені на рис. 6.

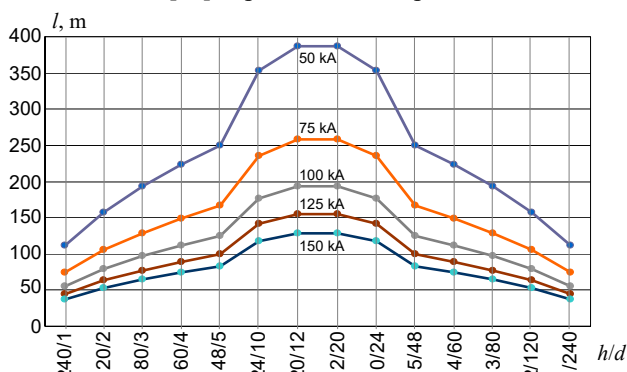


Рис. 6. Результати розрахунку довжини прольотів / ПЛПК в залежності від конструкції ПШ перерізом 240 мм² (h/d) при різних струмах

Аналіз отриманих результатів (рис. 6) показує, що припустима довжина прольоту ПЛПК з ПШ досить суттєво залежить від її конструктивних параметрів. Отримані при розрахунках значення довжин прольотів свідчать про можливість спорудження ПЛПК з ПШ практично для всіх конструкцій ПШ, що розглянуті в роботі. Це свідчить про те, що ПЛПК з ПШ навіть за найменших значень прольотів (50 м) буде дешевшою, ніж звичайна ПЛ у зв'язку з відсутністю традиційних опор, які в нашому випадку замінюються на більш дешевші гірлянди ізоляторів, або опорні ізолятори. Тому ПЛПК, навіть при скороченні її прольотів

до мінімального значення (50 м), є конкурентоздатною в порівнянні з ПЛ.

Таким чином, запропоновані авторами ПЛПК в порівнянні з наземними ПЛ, а також підземними КЛ однакової потужності, дозволяють забезпечити надійне передавання електроенергії з високою пропускнуною спроможністю, підвищення якої в порівнянні з наземними ПЛ 110 кВ складає від 3 % до 230 % (в залежності від конструкції ПШ) при однакових перерізах їх струмопроводів. При цьому запропоновані ПЛПК забезпечують високу захищеність від негативних зовнішніх атмосферних та військових факторів при зменшенні електромагнітного впливу на оточуюче середовище.

При напругах 20–110 кВ запропоновані ПЛПК є конкурентними з підземними лініями з елегазовою ізоляцією, так як при близьких технічних характеристиках вони мають спрощену конструкцію струмопроводів, яка потребує менших капітальних та експлуатаційних видатків.

Висновки.

1. Обґрунтовано техніко-економічні переваги використання ПЛПК при розміщенні в підземному колекторі на основі порівняльного аналізу характеристик ПЛ, КЛ, та ліній з елегазовою ізоляцією.

2. Запропоновано методику розрахунку допустимих тривалих струмів ПЛПК, яка заснована на розробленій авторами аналітичній моделі опису процесів масотеплоперенесення в повітрі підземного колектору і дозволяє обґрунтувати раціональну конструкцію фазних струмопроводів, виконаних із плоских шин.

3. Показано, що виконання струмопроводу ПЛПК із вертикальних плоских шин зі співвідношенням сторін 240/1, 120/2, 80/3, 48/5, які характеризуються збільшеною площею поверхні та підвищеним природним конвекційним теплообміном порівняно з круглим проводом однакового перерізу, а також із урахуванням зниження температури повітря в підземному тунелі до 15 °С порівняно із зовнішнім середовищем (25 °С), дозволяє суттєво підвищити пропускну спроможність ПЛПК у порівнянні з ПЛ.

4. На основі аналізу теплових, електромагнітних, електродинамічних процесів в ПЛПК та літературних джерел обґрунтовано можливість істотного зменшення міжфазної відстані для ПЛПК в порівнянні з ПЛ (для ПЛ 110 кВ з 3–4 м до 0,3–0,6 м), що дозволяє проектувати ПЛПК в компактному виконанні із зменшеним рівнем електромагнітних полів.

5. Вперше обґрунтовані техніко-економічні переваги використання ПЛПК в порівнянні з наземними ПЛ, а також підземними КЛ і підземними лініями з елегазовою ізоляцією, та визначені умови для забезпечення надійного передавання ПЛПК електроенергії з високою пропускнуною спроможністю, підвищення якої складає від 3 % до 230 % (в залежності від конструкції ПШ) в порівнянні з ПЛ 110 кВ просто неба при однакових перерізах їх струмопроводів.

6. Запропоновані ПЛПК є конкурентними з підземними лініями з елегазовою ізоляцією на напругу 20–110 кВ, так як при близьких технічних характеристиках вони мають спрощену конструкцію струмопроводів, яка потребує менших капітальних та експлуатаційних видатків.

7. Проектування і будівництво запропонованих ПЛПК забезпечить надійне передавання електричної енергії, достатню пропускну спроможність і підвищену захищеність від негативних зовнішніх атмосферних та військових факторів при зменшенні електромагнітного впливу на оточуюче середовище.

8. Подальші дослідження планується зосередити на розробленні наукових основ нормативних документів з проектування ПЛПК, які наразі в Україні відсутні.

Конфлікт інтересів. Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Faria J.H.S., Santos I.N., Rosentino A.J.P., Antunes A.H.P., Silva F.M., de Paula H. Design of an Underground, Hermetic, Pressurized, Isolated and Automated Medium Voltage Substation. *IEEE Open Journal of Industry Applications*, 2020, vol. 1, pp. 205-215. doi: <https://doi.org/10.1109/OJIA.2020.3034764>.
2. Shevchenko S., Danylchenko D., Hanus R., Radohuz S., Tomashevskiy R., Makhonin M., Potryvai A. Methods of Calculating Moisture Discharge Characteristics of Insulators. *Problems of the Regional Energetics*, 2025, no. 1(65), pp. 146-157. doi: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.1-65.11>.
3. CIGRE Joint Working Group 21/22.01. Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines. CIGRE, 1996. 68 p.
4. Chino Hills Underground Project Update. 2015. 26 p. Available at: <https://www.chinohills.org/DocumentCenter/View/11427> (Accessed: 26 March 2025).
5. GridLAB. Transmission in California. 2023. 42 p. Available at: <https://gridlab.org/wp-content/uploads/2023/03/Transmission-in-California.pdf> (Accessed: 26 March 2025).
6. 华中第一个全地下变电站首台变压器吊装. Available at: http://m.cnhubei.com/content/2022-02/12/content_14493225.html (Accessed: 26 March 2025). (Chinese).
7. Prahladao S. Wuhan's First Fully Underground 220-kilovolt Substation Supports World-class Power Grid. Available at: <https://www.arcweb.com/blog/wuhans-first-fully-underground-220-kilovolt-substation-supports-world-class-power-grid> (Accessed: 26 March 2025).
8. LLC Kharkiv Design Development Institute «Теплоэлектропроект-Сoyuz». Unique Underground 220 kV «Smirnov» SS Construction. Available at: <https://tep-soyuz.com.ua/en/projects/raspredelenie-elektroenergii/stroitelstvo-unikalnoj-podzemnoj-ps-220-kv-smirnov> (Accessed: 26 March 2025).
9. Danylchenko D., Meshkov T. Study of the Possibility of Placing the Transformer Underground in Compliance with the Thermal Regime. 2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2024, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61434.2024.10878057>.
10. Shevchenko S., Danylchenko D., Dryvetskiy S., Potryvay A., Hanus R. Justification of the need to build underground substations and power lines. *Bulletin of the National Technical University «KhPI». Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, 2023, no. 2(7), pp. 91-98. doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.02.14>.
11. 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, 2024, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61434.2024.10877987>.
12. Newton E. Overhead vs. Underground Power: Why Do We Use Both Locations? Energy Central, 2022. Available at: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-ch64fqBV7OglDaf> (Accessed: 26 March 2025).
13. Fenrick S.A., Getachew L. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines. *Utilities Policy*, 2012, vol. 20, no. 1, pp. 31-37. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>.
14. MacDonald M. A Comparison of Electricity Transmission Technologies: Costs and Characteristics. An Independent Report by Mott MacDonald in Conjunction with the IET. 2025, 335 p. Available at: https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf (Accessed: 26 March 2025).
15. COY-H EE 20.179:2008 Розрахунок електричного і магнітного полів ліній електропередавання. Методика (зі змінами) (у редакції наказу Міненерго вугілля від 01 липня 2016 р. №423). К.: Міненергвугілля України, 2016. 37 с.
16. Rozov V.Y., Pelevin D.Y., Kundius K.D. Simulation of the magnetic field in residential buildings with built-in substations based on a two-phase multi-dipole model of a three-phase current conductor. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 5, pp. 87-93. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.13>.
17. Rozov V., Grinchenko V., Tkachenko O., Yerisov A. Analytical Calculation of Magnetic Field Shielding Factor for Cable Line with Two-Point Bonded Shields. 2018 IEEE 17th International Conference on Mathematical Methods in Electromagnetic Theory (MMET), 2018, pp. 358-361. doi: <https://doi.org/10.1109/MMET.2018.8460425>.
18. Розов В.Ю., Реуцкий С.Ю., Пелевин Д.Е., Яковенко В.Н. Исследование магнитного поля высоковольтных линий электропередачи переменного тока. *Технічна електродинаміка*, 2012, № 1, С. 3-9.
19. Правила улаштування електроустановок. Харків: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
20. Справочник по проектированию линий электропередачи. Под ред. М.А. Реута, С.С. Рокотяна. М.: Энергия, 1980. 296 с.
21. Справочник по проектированию высоковольтных систем. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
22. Grigsby L.L. Power systems. CRC Press, 2007. 452 p.
23. Pardalos P.M., Rebennack S., Pereira M.V.F., Iliadis N.A. Handbook of power systems I. Springer, 2010. 494 p.
24. Reddy B.S., Mitra G. Investigations on High Temperature Low Sag (HTLS) Conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2020, vol. 35, no. 4, pp. 1716-1724. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2950992>.
25. Nuchprayoon S., Chaichana A. Performance Comparison of Using ACSR and HTLS Conductors for Current Upgrading of 230-kV Overhead Transmission Lines. 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8493888>.
26. Alawar A., Bosze E.J., Nutt S.R. A Composite Core Conductor for Low Sag at High Temperatures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, vol. 20, no. 3, pp. 2193-2199. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848736>.
27. Hadzimuratovic S., Fickert L. Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors. 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2018, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2018.8571614>.
28. Dong X., Wang Q., Zhou Z., Li R., Liao Y., He J., Gong B., Zheng D., Chen W., Fan L., Zhu Y. Technical and Economic Analysis of Aluminum Conductor with Multi-stranded Composite Core and Its Application. 2019 IEEE Innovative Smart Grid

Technologies - Asia (ISGT Asia), 2019, pp. 2634-2638. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8880908>.

29. Lew J. Aluminum-Calcium Composite Conductors: The Future of America's Power Grid. 2020 IEEE MIT Undergraduate Research Technology Conference (URTC), 2020, pp. 1-4. doi: <https://doi.org/10.1109/URTC51696.2020.9668908>.

30. Tian L., Russell A., Riedemann T., Mueller S., Anderson I. A deformation-processed Al-matrix/Ca-nanofilamentary composite with low density, high strength, and high conductivity. *Materials Science and Engineering: A*, 2017, vol. 690, pp. 348-354. doi: <https://doi.org/10.1016/j.msea.2017.03.010>.

31. Alvarez Gómez F., Garcia de María J.M., Garcia Puertas D. Numerical study of the thermal behaviour of bare overhead conductors in electrical power lines. *Recent Researches in Communications, Electrical & Computer Engineering*, 2011, no. 1, pp. 149-153. Available at: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Meloneras/ACELAE/ACELAE-25.pdf> (Accessed: 26 March 2025).

32. Михеев М.А., Михеева И.М. *Основы теплопередачи*. М.: Энергия, 1977. 344 с.

33. Уонг Х. *Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров*. М.: Атомиздат, 1979. 216 с.

34. Soil temperature at 2 m depth. Available at: <http://renouvelable-habitat.fr/en/soil-temperature-at-2m-depth> (Accessed: 26 March 2025).

35. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

36. COY 45.2-00100227-24:2010 Захист проводів і тросів повітряних ліній електропередавання від вітрових коливань (вібрації, галопування, субколивань). Методичні вказівки.

REFERENCES

1. Faria J.H.S., Santos I.N., Rosentino A.J.P., Antunes A.H.P., Silva F.M., de Paula H. Design of an Underground, Hermetic, Pressurized, Isolated and Automated Medium Voltage Substation. *IEEE Open Journal of Industry Applications*, 2020, vol. 1, pp. 205-215. doi: <https://doi.org/10.1109/OJIA.2020.3034764>.
2. Shevchenko S., Danylchenko D., Hanus R., Radohuz S., Tomashevskyi R., Makhonin M., Potryvai A. Methods of Calculating Moisture Discharge Characteristics of Insulators. *Problems of the Regional Energetics*, 2025, no. 1(65), pp. 146-157. doi: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.1-65.11>.
3. CIGRE Joint Working Group 21/22.01. Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines. CIGRE, 1996. 68 p.
4. Chino Hills Underground Project Update. 2015. 26 p. Available at: <https://www.chinohills.org/DocumentCenter/View/11427> (Accessed: 26 March 2025).
5. GridLAB. Transmission in California. 2023. 42 p. Available at: <https://gridlab.org/wp-content/uploads/2023/03/Transmission-in-California.pdf> (Accessed: 26 March 2025).
6. 华中第一个全地下变电站首台变压器吊装. Available at: http://m.cnhubei.com/content/2022-02/12/content_14493225.html (Accessed: 26 March 2025). (Chinese).
7. Prahladao S. Wuhan's First Fully Underground 220-kilovolt Substation Supports World-class Power Grid. Available at: <https://www.arcweb.com/blog/wuhans-first-fully-underground-220-kilovolt-substation-supports-world-class-power-grid> (Accessed: 26 March 2025).
8. LLC Kharkiv Design Development Institute «Теплоэлектропроект-Сoyuz». Unique Underground 220 kV «Smirnov» SS Construction. Available at: <https://tep-soyuz.com.ua/en/projects/raspredelenie-elektroenergii/stroitelstvo-unikalnoj-podzemnoj-ps-220-kv-smirnov> (Accessed: 26 March 2025).
9. Danylchenko D., Meshkov T. Study of the Possibility of Placing the Transformer Underground in Compliance with the Thermal Regime. 2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2024, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61434.2024.10878057>.
10. Shevchenko S., Danylchenko D., Dryvetskyi S., Potryvai A., Hanus R. Justification of the need to build underground substations and power lines. *Bulletin of the National Technical University «KhPI». Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, 2023, no. 2(7), pp. 91-98. doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.02.14>.
11. 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, 2024, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61434.2024.10877987>.
12. Newton E. Overhead vs. Underground Power: Why Do We Use Both Locations? Energy Central, 2022. Available at: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-ch64fqBV7OglDaf> (Accessed: 26 March 2025).
13. Fenrick S.A., Getachew L. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines. *Utilities Policy*, 2012, vol. 20, no. 1, pp. 31-37. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>.
14. MacDonald M. A Comparison of Electricity Transmission Technologies: Costs and Characteristics. An Independent Report by Mott MacDonald in Conjunction with the IET. 2025, 335 p. Available at: https://www.theiet.org/media/axwkkktb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf (Accessed: 26 March 2025).
15. SOU-NEE 20.179:2008. Calculation of electric and magnetic fields of power lines. Methodology (with changes) (in the edition of the order of the Minenergvugillya dated July 1, 2016, no. 423). Kyiv, Minenergvugillya Ukraine Publ., 2016. 37 p. (Ukr).
16. Rozov V.Y., Pelevin D.Y., Kundius K.D. Simulation of the magnetic field in residential buildings with built-in substations based on a two-phase multi-dipole model of a three-phase current conductor. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 5, pp. 87-93. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.13>.
17. Rozov V., Grinchenko V., Tkachenko O., Yerisov A. Analytical Calculation of Magnetic Field Shielding Factor for Cable Line with Two-Point Bonded Shields. 2018 IEEE 17th International Conference on Mathematical Methods in Electromagnetic Theory (MMET), 2018, pp. 358-361. doi: <https://doi.org/10.1109/MMET.2018.8460425>.
18. Rozov V.Y., Reutsky S.Y., Pelevin D.Y., Yakovenko V.N. The research of magnetic field of high-voltage ac transmissions lines. *Technical Electrodynamics*, 2012, no. 1, pp. 3-9. (Rus).
19. Electrical installation regulations. Kharkiv, Fort Publ., 2017. 760 p. (Ukr).
20. Reut M.A., Rokotyan S.S. Handbook of Power Transmission Line Design. Moscow, Energiya Publ., 1980. 296 p. (Rus).
21. Rokotyan S.S., Shapiro I.M. Handbook of Electrical Power Systems Design. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1985. 352 p. (Rus).
22. Grigsby L.L. Power systems. CRC Press, 2007. 452 p.
23. Pardalos P.M., Rebennack S., Pereira M.V.F., Iliadis N.A. Handbook of power systems I. Springer, 2010. 494 p.
24. Reddy B.S., Mitra G. Investigations on High Temperature Low Sag (HTLS) Conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2020, vol. 35, no. 4, pp. 1716-1724. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2950992>.
25. Nuchprayoon S., Chaichana A. Performance Comparison of Using ACSR and HTLS Conductors for Current Upgrading of

- 230-kV Overhead Transmission Lines. 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8493888>.
26. Alawar A., Bosze E.J., Nutt S.R. A Composite Core Conductor for Low Sag at High Temperatures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, vol. 20, no. 3, pp. 2193-2199. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848736>.
27. Hadzimuratovic S., Fickert L. Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors. 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2018, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2018.8571614>.
28. Dong X., Wang Q., Zhou Z., Li R., Liao Y., He J., Gong B., Zheng D., Chen W., Fan L., Zhu Y. Technical and Economic Analysis of Aluminum Conductor with Multi-stranded Composite Core and Its Application. 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2019, pp. 2634-2638. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8880908>.
29. Lew J. Aluminum-Calcium Composite Conductors: The Future of America's Power Grid. 2020 IEEE MIT Undergraduate Research Technology Conference (URTC), 2020, pp. 1-4. doi: <https://doi.org/10.1109/URTC51696.2020.9668908>.
30. Tian L., Russell A., Riedemann T., Mueller S., Anderson I. A deformation-processed Al-matrix/Ca-nanofilamentary composite with low density, high strength, and high conductivity. *Materials Science and Engineering: A*, 2017, vol. 690, pp. 348-354. doi: <https://doi.org/10.1016/j.msea.2017.03.010>.
31. Alvarez Gómez F., Garcia de María J.M., Garcia Puertas D. Numerical study of the thermal behaviour of bare overhead conductors in electrical power lines. *Recent Researches in Communications, Electrical & Computer Engineering*, 2011, no. 1, pp. 149-153. Available at: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Meloneras/ACELAE/ACELAE-25.pdf> (Accessed: 26 March 2025).
32. Mikheyev M.A., Mikheyeva I.M. *Basics of Heat Transfer*. Moscow, Energiya Publ., 1977. 344 p. (Rus).
33. Wang H. *Basic Heat Transfer Formulas and Data for Engineers*. Moscow, Atomizdat Publ., 1979. 216 p. (Rus).
34. Soil temperature at 2 m depth. Available at: <https://renouvelable-habitat.fr/en/soil-temperature-at-2m-depth> (Accessed: 26 March 2025).
35. Lezhniuk P.D., Lahutin V.M., Teptia V.V. *Design of electrical parts of power plants*. Vinnytsia, VNTU Publ., 2009. 194 p. (Ukr).
36. SOU 45.2-00100227-24:2010 Protection of wires and cables of overhead power lines from wind vibrations (vibrations, galloping, sub-oscillations). Methodological guidelines.

Надійшла (Received) 12.03.2025

Прийнята (Accepted) 04.05.2025

Опублікована (Published) 02.09.2025

How to cite this article:

Shevchenko S.Yu., Danylchenko D.O., Hanus R.O., Dryvetskyi S.I., Berezka S.K., Grechko O.M. Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2025, no. 5, pp. 80-88. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2025.5.11>

Шевченко Сергій Юрійович¹, д.т.н., проф.,
Данильченко Дмитро Олексійович¹, к.т.н., доц.,
Ганус Роман Олексійович¹, аспірант,
Дривецький Станіслав Ігорович¹, к.т.н., доц.,
Березка Сергій Костянтинович¹, к.т.н.,
Грецько Олександр Михайлович¹, к.т.н., доц.

¹ Національний технічний університет

«Харківський політехнічний інститут»,

61002, Харків, вул. Кирпичова, 2,

e-mail: dmytro.danylchenko@khp.edu.ua (Corresponding Author)

S.Yu. Shevchenko¹, Doctor of Technical Science, Professor,

D.O. Danylchenko¹, PhD, Associate Professor,

R.O. Hanus¹, PhD Student,

S.I. Dryvetskyi¹, PhD, Associate Professor,

S.K. Berezka¹, PhD,

O.M. Grechko¹, PhD, Associate Professor,

¹ National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,
2, Kyrpychova Str., Kharkiv, 61002, Ukraine.

Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector.

Problem. Protection of HV overhead power lines (OPL) from external atmospheric and military influences and reduction of their hazardous electromagnetic radiation is possible if they are made in a compact form and placed in an underground collector. But to ensure high capacity and reliable operation of such compact HV OPL, it is necessary to improve the existing designs of their current-carrying elements. The **goal** of the work is to determine promising design parameters of busbars of compact high-voltage overhead power lines laid in an underground collector. The **methodology** for calculating permissible long-term currents of HV OPL laid in an underground collector is based on the analytical model proposed by the authors for describing the processes of mass and heat transfer in the air of an underground collector. **Scientific novelty.** For the first time, the possibility of efficient use of HV OPL in an underground collector conditions is substantiated and the conditions for their reliable transmission of electric energy with increased capacity are determined. This is achieved through the use of rectangular flat vertical conductive busbars with an increased surface area and providing better convective heat exchange compared to traditional round wire, as well as by determining the rated current for such overhead lines at a reduced ambient temperature (15 °C), which is typical for operating conditions in underground collectors (25 °C) adopted for overhead lines located outdoors. **Practical value.** The use of the proposed HV OPL laid in an underground collector should ensure reliable transmission of electrical energy, sufficient throughput and increased protection from external factors while reducing the electromagnetic impact on the environment (due to a significant reduction in the interphase distance from 3–4 m to 0.3–0.6 m for 110 kV HV OPL), and has advantages over SF6-insulated cable lines and cable lines characterized by an increased insulation cost). References 36, table 1, figures 6.

Key words: compact high-voltage overhead power line, underground collector, busbar conductor, thermal modeling.