

ШТУЦЬ АНДРІЙ

Вінницький національний аграрний університет

<https://orcid.org/0000-0002-4242-2100>e-mail: shtuts1989@gmail.com**ЗОЗУЛЯК ІГОР**

Вінницький національний аграрний університет

<https://orcid.org/0000-0002-5381-3115>e-mail: ihorzozulyak@gmail.com**ГРИГОРЕНКО НАЗАР**

Вінницький національний аграрний університет

e-mail: 34grigorenko34@gmail.com

АНАЛІЗ ФАКТОРІВ РИЗИКУ АВАРІЙ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ОБУМОВЛЕНИХ КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ

Зміна клімату стає однією з найактуальніших проблем сучасності, яка має значний вплив на всі сфери життя, включаючи енергетичну галузь. Лінії електропередач (ЛЕП) є критично важливим елементом енергетичної інфраструктури, забезпечуючи транспортування електроенергії на великі відстані. Зростання екстремальних погодних явищ, таких як урагани, повені, посухи та льодові дощі, може призвести до аварій в ЛЕП, що завдає значних збитків економіці та призводить до перебоїв в електропостачанні.

В роботі розглянуто та досліджено питання функціонування повітряної ЛЕП. Приведені вимоги до технічного обслуговування ЛЕП. Для нормального функціонування повітряних ЛЕП і запобіганню аварій і відмов потрібно проводити огляди проводів і тросів, виміри відстаней і стріл провисання, верхові ревізії проводів і тросів. Також важливим елементом для нормального функціонування є проведення вимірювання відстаней на повітряних ЛЕП за кліматичних умов, а саме: визначення висоти підстрибування проводів і тросів при скиданні ожеледиці, визначення величини відхилення проводів та тросів під дією вітру, визначення відстаней між суміжними проводами і між проводами та тросами за умовами «галопування» так, як вище перераховані випадки можуть призвести до короткого замикання, що негативно впливає на роботу ЛЕП. Також проаналізовано алгоритм функціонування повітряної ЛЕП за умови експлуатації, та вимоги до проведення аварійно – відновлювальних робіт.

В роботі детально проаналізовано організаційно-технічні заходи для ліквідації і запобіганню аварій спричинених важкими кліматичними умовами, розглянуті питання: визначення висоти підстрибування проводів і тросів при скиданні ожеледиці, визначення величини відхилення проводів і тросів під дією вітру, визначення відстаней між суміжними проводами та між проводами і тросами за умовами «галопування».

Досліджено методи попередження аварій внаслідок дії кліматичних факторів та розглянуто технічні заходи щодо використання перспективних конструкцій елементів повітряних ЛЕП.

У зв'язку з вищезазначеними проблемами, дослідження та аналіз факторів ризику аварій в ЛЕП, обумовлених змінами клімату, є надзвичайно актуальним завданням. Це дозволить розробити ефективні заходи з запобіганню аваріям та підвищення стійкості ЛЕП до нових кліматичних умов.

Ключові слова: дослідження, аналіз, лінії електропередач, фактори ризику, аварії, кліматичні зміни, погодні умови, електроенергетична інфраструктура, адаптація до змін клімату, стійкість енергосистем, метеорологічні впливи, прогнозування ризиків.

SHTUTS ANDRII, ZOZULYAK IHOR, HRYHORENKO NAZAR

Vinnytsia National Agrarian University

ANALYSIS OF RISK FACTORS OF POWER TRANSMISSION LINE ACCIDENTS DUE TO CLIMATE CONDITIONS

Climate change is becoming one of the most urgent problems of our time, which has a significant impact on all spheres of life, including the energy sector. Power transmission lines (power lines) are a critically important element of the energy infrastructure, ensuring the transportation of electricity over long distances. The increase in extreme weather events, such as hurricanes, floods, droughts and freezing rains, can lead to breakdowns in transmission lines, causing significant losses to the economy and leading to power outages.

The paper considers the issue of the functioning of the overhead transmission line. The requirements for maintenance of power lines are given. For the normal functioning of overhead power lines and the prevention of accidents and failures, it is necessary to carry out inspections of wires and cables, measurements of distances and arrows of sag, overhead inspections of wires and cables. Also, an important element for normal functioning is the measurement of distances on overhead power lines under climatic conditions, namely: determination of the height of bouncing of wires and cables when removing ice, determination of the deflection of wires and cables under the influence of wind, determination of distances between wires and between wires and cables by under "galloping" conditions, as the cases listed above can lead to a short circuit, which negatively affects the operation of the transmission line. The algorithm of operation of the overhead transmission line under operating conditions and the requirements for carrying out emergency and restoration work were also analyzed.

The work examines in detail the organizational and technical measures for the elimination and prevention of accidents caused by severe climatic conditions, the following issues are considered: determination of the height of bouncing of wires and cables when removing ice, determination of the amount of deflection of wires and cables under the influence of wind, determination of distances between wires and between wires and cables under the conditions of "galloping".

The methods of preventing accidents due to climatic factors were studied and technical measures regarding the use of promising designs of elements of overhead power lines were considered.

In connection with the above-mentioned problems, the research and analysis of the risk factors of accidents in transmission lines caused by climate changes is an extremely urgent task. This will make it possible to develop effective measures to prevent accidents and increase the resistance of power lines to new climatic conditions.

Key words: research, analysis, power lines, risk factors, accidents, climate change, weather conditions, electric power infrastructure, adaptation to climate change, power system resilience, meteorological impacts, risk forecasting.

Постановка проблеми

Технічне обслуговування проводять з метою підтримання робоздатності повітряних ліній (ПЛ) та запобігання передчасного зношення її елементів, що досягають виконанням профілактичних перевірок та вимірювань, усуненням пошкоджень та несправностей.

Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх надійнішими і економічнішими, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Систематичне виявлення і своєчасне попередження передчасного зносу технічних конструкцій і окремих її деталей становить основу технічного обслуговування. Воно здійснюється шляхом проведення оглядів, вимірів і своєчасного усунення дрібних ушкоджень і неполадок. Технічний контроль та обслуговування ПЛ покладається на персонал підприємства електромереж.

Усі роботи з технічного обслуговування (підтяжка болтових з'єднань, чищення й обмив ізоляції, заміна окремих дефектних ізоляторів, контроль стану проводів і розпірок та інші дрібні дефекти) проводяться залежно від реального поточного технічного стану конструкцій, контрольованого в процесі експлуатації на базі виміру відповідних параметрів. Нагляд за станом ПЛ може виконуватись за допомогою тепловізійного контролю, виміру розподілу напруги на ізоляторах, виміру частотних характеристик електричних полів тощо.

Правильно організоване обслуговування ПЛ дозволяє:

- контролювати реальний поточний технічний стан конструкцій;
- технічно обґрунтовано визначати терміни і зміст ремонтних і налагоджувальних робіт, контролювати якість їхнього виконання;
- зменшити фінансові і трудові витрати на експлуатацію устаткування за рахунок продовження міжремонтного періоду і збільшення терміну служби устаткування;
- скоротити потреби в запасних частинах, матеріалах і допоміжному устаткуванні;
- позбутися від "раптових" поломок елементів конструкції ПЛ. Технічне обслуговування передбачає ведення журналів дефектів та іншої документації, на базі якої формуються обсяги капітального ремонту ПЛ.

Визначення висоти підстрибування проводів і тросів при скиданні ожеледиці. Характер і висота підстрибування проводів в прольоті значно змінюються від способу закріплення проводів на опорах. У однопрольотних схемах (тобто в одиночних анкерних прольотах) висота підстрибування визначиться по наступній формулі:

$$H = 0,75 \frac{\beta}{\gamma_1} \sigma_3^2 \quad (1)$$

де β - коефіцієнт пружного подовження;

γ_1 - питоме навантаження від власної маси проводу, Н/м*мм²;

σ_3 - напруга в проводі, покритому ожеледицею, Н/м*мм².

Висота підстрибування проводу в багатопрольотній схемі в проміжних прольотах на довгій анкерній ділянці визначається по емпіричній формулі:

$$H = \Delta f \left(2 - \frac{l}{1000} \right) \quad (2)$$

де Δf - різниця статичних стріл провисання за наявності ожеледиці і після її скидання, м

l - довжина прольоту, м.

Визначення величин стріл провисання до і після скидання ожеледиці або мокрого снігу доцільно проводити шляхом безпосереднього вимірювання на даній лінії.

У тих випадках, коли заміряти стрілу провисання з ожеледицею не представилося можливим (ожеледиця опала), її слід обчислювати.

За рахунок цього напруга в провіднику, вільна від ожеледиці, зменшиться лише на декілька відсотків. Для спрощення розрахунків можна з достатньою точністю вважати, що напруга в проводі після скидання ожеледиці в одному з прольотів багатопрольотної схеми зменшується проти напруги в проводі, покритому ожеледицею, на 5-10%.

Визначення величини відхилення проводів і тросів під дією вітру. По правилах устаткування електрообладнання (ПУЕ) відстані від дротів до будівель, споруд і крон дерев, що знаходиться в охоронній зоні повітряних ліній, встановлюються від відхиленого під дією вітру положення проводів.

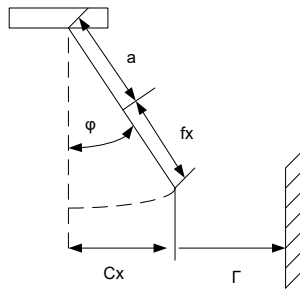


Рис. 1. Відхилення дроту і гірлянди на проміжній опорі

При цьому швидкість вітру приймається максимально допустима, а температура повітря в більшості районів - 5⁰С.

Величина горизонтальної проекції відхилення проводу в різних точках прольоту різні і буде максимальною у нижчої точки проводу в прольоті (рисунок 1).

Для визначення величини відхилення проводу можуть бути легко виведені наступні наближені формули: для ліній з підвісними ізоляторами в прольоті між проміжними опорами:

$$C_x = (f_x + a) \sin \varphi \tag{3}$$

для ліній з підвісними ізоляторами в прольоті між анкерною і проміжною опорами

$$C_x = (f_x + a \frac{x}{l}) \sin \varphi \tag{4}$$

де x - відстань від анкерної опори до місця, де визначається C_x; a - довжина гірлянди; для ліній з штирьовими ізоляторами і між анкерними опорами на лініях з підвісними ізоляторами

$$C_x = f_x \sin \varphi; \tag{5}$$

відхилення гірлянди на проміжній опорі

$$C_{гир} = a \sin \varphi \tag{6}$$

У всіх вищезгаданих формулах кут відхилення проводів можна визначити з виразу $\sin \varphi = \gamma_4 / \gamma_6$

де γ_4 - питоме навантаження проводу від вітру;

γ_6 - сумарна від маси проводу і вітру.

Таблиця 1

Значення кутів відхилення проводів для різних швидкостей вітру

Марка проводу	Переріз проводу	Sinφ при v _{розр} , м/с			
		16	20	25	30
		3	4	5	6
АС	16	-	0,941	0,964	-
	25	-	0,911	0,947	-
	35	-	0,889	0,932	-
	50	-	0,835	0,898	-
АСО	150	-	0,536	0,541	0,6
	185	-	0,508	0,53	0,577
	240	-	0,468	0,457	0,517
АСУ	400	-	0,398	0,795	0,585

Значення sinφ для різних марок проводів для швидкостей вітру 16, 20, 25 і 30 м/с приведені в таблиці.

Розрахункова швидкість вітру може бути зменшена в порівнянні від максимальної величини на 16% для ділянок трас ліній, що проходять в забудованій місцевості або по просіках лісових масивів, якщо середня висота навколишніх будівель або дерев доставляє не менше 2/3 від висоти підвісу проводів. Значення стріли провисання f₆ визначається розрахунком з використанням рівняння стану проводу. Для спрощення з достатнім ступенем точності до +0,25 м замість розрахунку стріл провисання f₆ можна приймати еквівалентні їм по величині стріли провисання f_t при певній температурі, які можуть бути узяті з монтажних таблиць або кривих.

Таблиця 2

Значення температур, при яких стріли провисання f₆ рівні значенням f_t

Марка проводу	Переріз, мм ²	Температура, °С
АС	25-50	25
	70-95	20
АСО	120-150	15
	150-240	10
АСУ	300-500	5

У таблиці приведені значення температури повітря t , при яких стріла провисання $f_6 = f_t$.

Значення стріли провисання f_x на будь-якій відстані x від опори можна визначити по формулі (7), якщо відома стріла провисання f_t у середині прольоту.

$$f_{e.1} = \frac{x_1}{l} \left[\Delta H + 4f \left(1 + \frac{x_1}{l} \right) \right] \quad (7)$$

Описаний метод не враховує масу гірлянди і може бути застосований, якщо відносна різниця точок підвісу проводів на опорах, що обмежують проліт зближення ($\Delta H/l$), не перевищує для лінії з нормативною товщиною стінки ожеlediці 0,5 і 1,0 см:

Для мідних проводів - 0,03; Для проводів АС-70-АС-120 - 0,05

Для проводів АС-150-АС-240 - 0,035; Для проводів АС-300-АСО-500 - 0,02-0,025

Для ліній з нормативною товщиною стінки ожеlediці більше 1,0см можуть бути допущені і великі відношення $\Delta H/l$ (так, наприклад, для проводу АС-70-0,1, а для дроту АС-150-0,05).

Якщо величина різниці точок підвісу проводів буде більша вказаних величин, то відхилення проводу C_x слід визначати по точнішій формулі:

$$C_x = C_{\text{прх}} + C_{\text{гир}}; \quad (8)$$

де $C_{\text{прх}} = f_x \sin \varphi$ - відхилення проводу; $C_{\text{гир}} = a \sin \varphi_{\text{гир}}$ - відхилення гірлянди.

Кут відхилення гірлянди знаходиться по формулі

$$\text{tg} \varphi_{\text{гир}} = \frac{P_{\text{віт.пр.}}}{G_{\text{ваг.пр.0,5Gгир}}} \quad (9)$$

де $P_{\text{віт.пр.}}$ - вітрове навантаження на довжині вітрового прольоту; $G_{\text{ваг.пр.}}$ - маса дроту на довжині вагового прольоту; $G_{\text{гир}}$ - маса гірлянди ізоляторів.

Підставляючи в (7) значення $G_{\text{прх}}$ і $G_{\text{гир}}$, одержуємо:

$$C_x = f_x \sin \varphi + a \sin \varphi_{\text{гир}} \quad (10)$$

Якщо на опорах, що обмежують проліт зближення, має місце неоднакове відхилення гірлянд ізоляторів (різні вітрові і вагові прольоти), то для величини $G_{\text{гирх}}$ маємо:

$$C_{\text{гирх}} = C_{\text{гир1}} + \frac{C_{\text{гир2}} - C_{\text{гир1}}}{l} x \quad (11)$$

де x - відстань до місця, де визначається відхилення дроту, від опори з найменшим відхиленням гірлянди; $G_{\text{гир1}}$ - відхилення гірлянди на одній опорі (найменше); $G_{\text{гир2}}$ - відхилення гірлянди на іншій опорі.

Також нами розглядається аналогічним методом який може бути підраховано і відхилення від вітру грозозахисних тросів, покритих ожеlediцею, що опустилися до рівня проводів, для визначення максимального наближення їх до проводів.

Визначення відстаней між проводами і між проводами і тросами за умовами «галопування». При визначенні відстаней між проводами на опорах прийнято, що область можливих положень проводу при «галопуванні» обмежена площею еліпса, розташованого перпендикулярно осі лінії. При цьому велика вісь еліпса дещо відхилена від вертикалі (рисунок 2) і відповідає найбільшому розмаху коливань проводу.

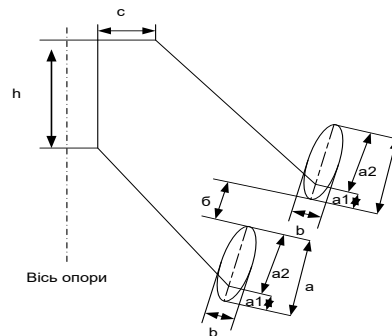


Рис.2. Розрахункове положення проводів при галопуванні

Для ліній з одиночними проводами за розрахунковий випадок слід приймати «галопування» з двома напівхвилями в прольоті, а для розщеплених проводів - з однією напівхвилею в прольоті. За початкові величини, позначені на рисунку 2, звичайно приймаються наступні:

При одиночних проводах на лініях 36-220 кВ:

1. Велика вісь еліпса - $a = 0,5 f_{\text{п}} = 0,45 f_t$, де f_t - габаритна стріла провисання проводу; $f_{\text{п}}$ - стріла провисання проводу при «галопуванні» ($f_{\text{п}} = 0,9 f_t$).

2. $a_1 = 0,2 a$; $a_2 = 0,8 a$.

3. Мала вісь еліпса $b = 0,3 a$ при $f_t = 16$ м; $b = 0,5 a$ при $f_t = 4$ м. Для інших величин f_t мала вісь еліпса визначається шляхом лінійної інтерполяції.

4. Кут відхилення проводу $\alpha = 14^\circ$.

5. Кут нахилу великої осі еліпса від вертикалі $\alpha_1 = 0,5 \alpha$.

Відстань, що мінімально допускається, між проводами, що переміщуються, δ визначається по таблиці 3.

Таблиця 3

Мінімально допустимі відстані між проводами при „галопуванні” для ліній 35-220 кВ

Вертикальна відстань між проводами на опорі, м	Стріла провисання, м	Відстань між переміщуючи ми дротами, см, при напрузі ліній, кВ			
		35	110	150	220
До 1,75	До 3	75	-	-	-
	4-10	100	-	-	-
	12-16	150	-	-	-
До 2,0	4-10	-	150	200	250
	12-16	-	200	250	300
3	4-16	20	135	170	215
3,5	4-16	-	90	115	160
4 і більше	4-16	-	45	60	95

Прийняті в таблиці 3 величини гарантують наступні мінімальні відстані між проводами на опорі для ліній 36 кВ- 1 м; для ліній 110 кВ - 3 м; для ліній 150 кВ - 3,6 м і для ліній 220 - 4,5 м.

При розщеплених проводах (на два) ліній напругою 330 кВ; 1) $a=0,75$, $f_n=0,675$; 2) $a_1=0,2$, $a_2=0,8$; 3) $b=0,25$ а при $f_r=10$ м, $b=0,2$ а при $f_r=14$ м; 4) $a=10^\circ$; 5) $a_1=a$; 6) $\delta=1,4$ м.

При розщеплених проводах (на три) ліній напругою 500 кВ (для визначення відстаней між проводами і тросами): 1) $a=f_n$; 2) $a_1=0,2$, $a_2=0,8$; 3) $b=0,25$ а; 4) $a=10^\circ$; 5) $a_1=a$; 6) $\delta=1,15$ м; 7) кут відхилення троса $-a_{mp}=15^\circ$.

При цьому прийнято, що при «галопуванні» проводів троси не «галопують» і відхилені вітром.

Визначення необхідних відстаней між проводами і між проводами і тросами на опорі h і c проводиться або графічною побудовою еліпсів, як це показано на рисунку 3, або шляхом аналітичних розрахунків по наближених формулам.

При визначенні відстаней між проводами

$$C = 0,1h + \frac{2b + \delta}{2a + \delta} \sqrt{(2a + \delta)^2 - h^2} \tag{12}$$

При визначенні відстаней між проводом і тросом

$$C = 0,1(h_{mp} + Y) - X \frac{b + \delta}{a + \delta} \sqrt{(a + \delta)^2 - (h_{mp} + Y)^2} \tag{13}$$

де c - горизонтальний зсув між проводами або між проводом і тросом; h - вертикальна відстань між проводами; h_{mp} - висота тросостійки;

$$Y = (f_n + \lambda_{np}) \cos \alpha - 0,6 \alpha \cos \alpha_1 - (f_{mp} + \lambda_{mp}) \cos \alpha_{mp}$$

$$X = -(f_n + \lambda_{np}) \sin \alpha - 0,6 \alpha \sin \alpha_1 - (f_{mp} + \lambda_{mp}) \sin \alpha_{mp}$$

де f_{np} - стріла провисання тросу; λ_{np} ; λ_{mp} - довжина підтримуючої гірлянди ізоляторів для проводу і підвіски троса.

Незалежно від отриманих досліджень та результатів розрахунків величина горизонтального зсуву між проводами при будь-якій вертикальній відстані в районах із стінкою ожеледиці завтовшки 5 і 10 мм не повинна прийматися менше: 0,5 м для ліній 35 кВ; 0,7 м для ліній 110 кВ; 1,0 м для ліній 150 кВ; 1,5 м для ліній 220 кВ і 2,0 м для ліній 330 кВ.

Для районів, де неодноразово це спостерігалася, відстані між проводами на опорі доцільно вибирати, виходячи з жорсткіших умов, тобто величину малої осі еліпсів слід збільшити до $b=0,5$ а, а величину великої осі

приймати $a=1-0,5f_n$. Величина кута нахилу великої осі еліпса при цьому приймається $\alpha^1 = \alpha$.

Алгоритм аналізу оцінки технічного стану повітряної ЛЕП. Наведемо методики аналізу оцінки технічного стану опор ПЛ, а також конструктивні заходи щодо підвищення експлуатаційної надійності електромережних конструкцій при дії природно-кліматичних і аварійних навантажень.

Для своєчасного визначення існуючого рівня надійності, моніторингу кліматичних характеристик, виготовлення програми з усунення можливих наслідків аварій була розроблена методологія створення єдиної геоінформаційної системи [4,6,7], що містить підсистему управління базами даних, яка складається з наступних блоків (рисунок 3): При розробці технічних заходів на кожному етапі здійснюється перевірка умови по обраному рівню надійності будівельних конструкцій ПЛ $N_p \geq N_{tr}$ і приймається рішення про застосування технічних заходів щодо забезпечення їхньої надійності та довговічності.

Проведено дослідження та запропонована методологія системи керування експлуатаційною надійністю дозволяє не тільки планувати ремонтно-відбудовчі заходи, ранжирувати ПЛ у залежності від імовірності відмови, проводити моніторинг технічного стану ПЛ, але й в оперативному порядку керувати заходами щодо запобігання можливих аварій (на підставі інформації, одержуваної з метеопостів) і оперативному відновленню ПЛ при відключеннях.

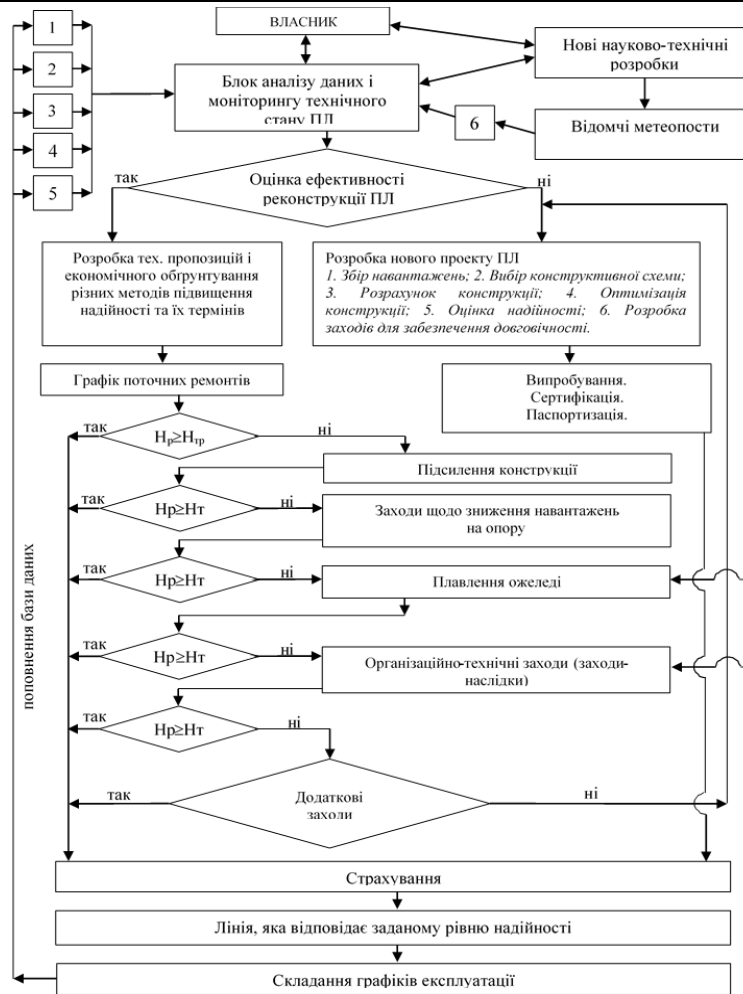


Рис.3. Алгоритм оцінки стану ЛЕП

Мета і задачі дослідження

Метою даної роботи є дослідження та аналіз факторів ризику аварій ліній електропередач (ЛЕП), обумовлених змінами клімату, а також розробка ефективних заходів для запобігання цим аваріям і підвищення стійкості ЛЕП до екстремальних кліматичних умов.

Матеріал і результати дослідження

Системний підхід до підвищення надійності повітряних ЛЕП при екстремальних метеоумовах.

Аналіз та дослідження статистичних даних по багатьом регіонам показує, що до числа основних причин ожеледневих аварій відносяться серйозні недолки в проектуванні та спорудженні ПЛ. Це вимагає розробки комплексних системних заходів (КСЗ) щодо вдосконалення будівництва ПЛ [6]. Можливий варіант такого складу КСЗ:

1. Удосконалення споруди ПЛ шляхом уточнення кліматичного районування; вдосконалення проектних рішень по ПЛ; використання обладнання з підвищеною стійкістю ожеледно-вітровим впливам.
2. Поліпшення технічного стану електромереж шляхом реконструкції, капітального та поточного ремонту; своєчасного очищення траси ПЛ від порослі.
3. Впровадження плавки ожеледі та автоматизованих систем керування плавкою ожеледі.
4. Проведення організаційних заходів при експлуатації.
5. Підвищення кваліфікації оперативного персоналу.

Нами було досліджено технічні заходи щодо використання перспективних конструкцій елементів повітряних ЛЕП (ПЛЕП).

Найбільш перспективним рішенням проблеми обледеніння і налипання снігу на проводах є створення конструкції проводу, що виключає ожеледоутворення на його поверхні. Такі проводи (типу AERO-Z) запропоновані Бельгійською компанією «NEXANs» [7].

Проводи, що отримали назву «AERO-Z», являють собою зв'язані між собою провідники, які складаються з одного або декількох концентричних шарів круглих дротів (внутрішні шари) і алюмінієвих дротів у вигляді букви «Z» (зовнішні шари). Кожен шар проводу має скрутки по довжині, виконану з певним кроком. Завдяки щільності скрутки практично виключається проникнення у внутрішні шари води і забруднень, отже, знижується корозія проводів і електричних втрат на 10-15%, в тому числі, втрати на корону; підвищується механічна міцність конструкції. За рахунок більш гладкої зовнішньої структури AERO-Z мають приблизно на 30-35% менший аеродинамічний опір вітровим навантаженням, що призводить до різкого зниження «галоупання» проводів, як в

горизонтальному, так і у вертикальному напрямку, це полегшує роботу опор і гірлянд при сильних вітрах і скорочує експлуатаційні витрати.

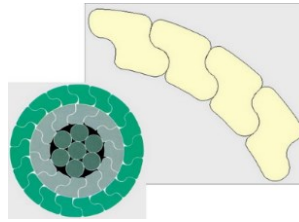


Рис. 4. Конструкція проводу AERO-Z

Випробування показали, що дріт AERO-Z краще протистоїть снігу і обмерзанню, тому що має більш високий опір до кручення, що призводить до самострушення зайвого снігу під дією сили тяжіння.

Провід AERO-Z дорожче проводів АС на 0,25 млн. євро за км. Ця різниця у вартості окупається приблизно за 5 років через скорочення числа опор і зниження втрат електроенергії на 13-14%.

Нами запропоновано одним з найбільш перспективних напрямків вирішення цих завдань є будівництво ЛЕП на багатогранних опорах. Які представляють собою багатогранну конічну конструкцію, виготовлену із сталевго листа [8].

У порівнянні з залізобетонними та металевими решітчастими, багатогранні опори мають ряд суттєвих переваг. Надійність багатогранних опор значно вище бетонних і ґратчастих опор, особливо в складних ожеледно-вітрових умовах. При аналізі аварійних режимів при розвиненій ожеледі багатогранні опори витримують навантаження в 2-3 рази більші, ніж залізобетонна опора. Обсяги руйнувань при аваріях знижуються в кілька разів. Відсутній ефект «скручування», як у ґратчастих і ефект «доміно», як у ЗБО. Габаритний проліт між металевими опорами може бути в 1,5-2 рази збільшений. Багатогранні опори мають більш тривалий термін служби не менше 50 років. Довговічність може бути підвищена (до 75 років) за рахунок нанесення полімерних покриттів в заводських умовах. Це істотно більше, ніж гарантовані строки служби бетонних опор (25 років) і ґратчастих опор (40 років). Крім того, відзначаються і такі позитивні моменти як: естетичність, простота утилізації, мале землевідведення, простота обслуговування та ін. Однак у сучасних умовах замовника в першу чергу цікавить порівняльна вартість будівництва ПЛІ на традиційних і багатогранних опорах. Питомі капітальні витрати будівництва 1 км однонапногової ПЛІ 220кВ на опорах різних типів представлені в табл. 4. Розрахунки проводилися для третього району за вітром і третього району по ожеледі.

Таблиця 4

Питомі капітальні витрати будівництва.

Показник	Од. вим.	Багатогранні металеві	Залізо-бетонні	Металеві ґратчасті
Затрати	тис. у.о./км	370	386	538

Застосування багатогранних опор здатне підвищити надійність ЛЕП, знизити витрати на будівельно-монтажні роботи, транспортні та експлуатаційні витрати, зменшити терміни будівництва.

В останні десятиліття освоєно новий вид ізолятора з полімерних матеріалів. Полімерні ізолятори представляють собою склопластиковий стрижень, захищений суцільнолитим ребристим покриттям з кремнійорганічної гуми з металевими накінецьниками на кінцях. Гумова оболонка має електричну міцність не менше 17 кВ/см і стійкість трекінгу та ерозії не менше 4,5 кВ [9].

Нами були проведені дослідження експлуатаційних характеристик полімерних, фарфорових та скляних ізоляторів, забруднених в природних умовах експлуатації на лініях електропередачі 110 кВ. Одночасно були випробувані полімерні розпорки типу РМІ-110/2, які застосовуються для зменшення галоупування проводів. Ізолюючі розпорки - це набір підвісних підтримуючих полімерних ізоляторів.

Методи попередження аварій від зледеніння ЛЕП. Аналіз аварій в енергосистемах і режимів роботи електричних приймачів показує, що вони залежать від економічного стану країни. Так як навантаження ліній електропередач при стабільності (до війни) було практично розрахункове так як промислові підприємства працювали на повну потужність. Тобто струм протікав такої сили що температура дротів ліній електропередач навіть при низьких температурах повітря була більша, що не давало змоги відкладатися ожеледі і на лінії електропередач діяли додаткові навантаження тільки від тиску вітру.

При зменшенні навантаження або при відключенні лінії тепловий стан проводу буде змінюватися, при цьому виділення у проводі теплоти зменшується або припиняється, а віддавання її середовищу триває доти, доки перевищення температури проводу не досягне відповідно усталеного нового значення або не стане рівним нулю. На такій лінії почне відкладатися ожеледь, паморозь чи налипати мокрий сніг. В тому випадку коли, погодні умови викликають механічні навантаження, які перевищують розрахункові навантаження, то потрібно вживати заходи, що попереджують можливі пошкодження ліній електропередач.

Механічне усунення ожеледі з проводів не потребує значних додаткових витрат, але його ефективність досить низька. Тому теплові методи усунення ожеледі мають суттєві переваги. Потрібну кількість тепла для розплавлення ожеледі на проводах можливо отримати шляхом збільшення навантаження мережі або застосування при змінному або постійному струмі різних схем, в залежності від прийнятого джерела струму, що забезпечує

потрібний тепловий режим проводів. Збільшення навантаження можливо тільки тоді коли є можливість переключення навантаження з декількох мереж на одну.

Теплові методи застосовуються при відключенні споживачів, тому важливе значення при розтопленні ожеледі має час застосування такого заходу, так як цим визначається збиток для споживачів.

Можливо значно підвищити ефективність заходів по боротьбі з ожеледдю, шляхом використання методу накладення, використовуючи діелектричні втрати в ожеледі при частоті приблизно від 60 кГц до 100 кГц. В цих частотах в ожеледі виникають діелектричні втрати, крім того поверхневий ефект змушує струм протікати тільки по поверхні лінії і нагріває її.

Електромагнітне поле довгої лінії при 100 кГц має потенціал, що створює перешкоди для системи радіозв'язку, і емісія в діапазоні цієї частоти регулюється в багатьох країнах [10,11,12]. У надзвичайній ситуації операції по боротьбі зі зледенінням можуть бути більш важливими, чим можливі перешкоди.

Можна здійснювати боротьбу зі зледенінням на більш низьких частотах. Наприклад, 8 кГц, на жаль, це далеко від діапазону частоти де поверхневий ефект і діелектричне нагрівання ожеледі можуть бути легко збалансовані для однорідного нагрівання. Але нагрівання поверхневим ефектом саме по собі, може бути досить ефективним.

Система автоматичного спостереження за ожеледдю

Аналіз статистичних даних по багатьом регіонам показує, що до числа основних причин ожеледних аварій відносяться недоліки коли проводять дослідження під час проектування та зведенні ПЛ, причому часто це не провина науковців. Бажання оптимізувати витрати на будівництво ліній електропередач напругою 220 кВ особливо і вище не дозволяє замовнику включати в технічні вимоги до проєктованої мережі, і дослідити усі недоліки ПЛ підвищення її механічних властивостей шляхом застосування посиленних конструкцій опор, арматури, ізоляції, а так само скорочення прольотів проводів між опорами.

Практикою експлуатації доведено, що запобігання ожеледних аварій та суттєве підвищення надійності ПЛ можливо при застосуванні комплексної системи заходів. З усіх складових цієї системи можна виділити наступні:

1. Реконструкція з відмовою від грозозахисних тросів в обґрунтованих випадках;
2. Впровадження ізоляційних міжфазних розпорок-гасителів галоупування проводів;
3. Впровадження схем плавки ожеледі на провадах і тросах;
4. Впровадження автоматизованої інформаційної системи спостереження за ожеледдю.

Захист ліній електропередач тросами від грози одночасно створює проблеми з їх експлуатацією взимку (плавка, відновлення при обривах і т. д.), причому зимові наслідки за економічним збитком значно перевершують літні відключень ПЛ з успішним або не успішним АПВ.

Досвід експлуатації ПЛ показує, що троси схильні до аварій від обледеніння більшою мірою, ніж проводи, а обрив тросу виводить з роботи всю лінію, що не дозволяє провести плавку на провадах в самий критичний момент. У зв'язку з тривалим терміном служби, 20 років і більше, пошкоджуваність тросів при плавці в порівнянні з початковим періодом їх експлуатації зростає більш ніж на порядок. Відсутність плавки тросів при обмерзанні призводить до їх розтягуванню (спостерігалися випадки опускання троса до землі) і пошкодження при сильних динамічних ударах при скиданні ожеледі. При успішній плавці ожеледі на провадах трос, залишаючись навантаженим ожеледдю, провисає і при вітрі відбувається дотик проводів з тросом з подальшими ушкодженнями обох.

Практикою експлуатації енергосистем доведено, що запобігання ожеледних аварій та суттєве підвищення надійності ПЛ можливо шляхом здійснення і своєчасного застосування плавки ожеледі електричним струмом. Цей захід дозволяє видаляти ожеледь на сотнях кілометрів ліній за 0,5-1 години, запобігти небезпечному перевантаженню і ліквідувати галоупування проводів. Для нагріву проводів і тросів може використовуватися як змінний так і постійний струм.

Оцінюючи сьогоденний стан експлуатованих ліній та їх проєктну стійкість до ожеледі можна з упевненістю відзначити, що альтернатива плавці лише повна реконструкція ліній з посиленням механічної стійкості. Це потребуватиме великих фінансових витрат при відсутності гарантії, що протягом терміну експлуатації ожеледь і вітер не виявляться раптом більше розрахункового, з огляду на загальну зміну клімату.

Механізм плавки ожеледі дозволить уникнути ожеледних аварій тільки за умови виконання низки організаційно-технічних заходів. Основні з них:

1. Забезпечення постійної готовності схем і систем плавки ожеледі в ожеледнебезпечний період;
2. Організація системи спостереження за ожеледдю обстановкою;
3. Наявність плану організації боротьби з ожеледоутворенням;
4. Готовність персоналу різних підрозділів до злагоджених спільних дій при спостереженні за ожеледдю.

Кожний зазначений захід сам по собі досить об'ємний і в реальних умовах має глибокий ступінь деталізації, розглядаючи їх за ступенем важливості в першу чергу можна виділити організацію системи спостереження за ожеледдю обстановкою.

Такою системою являється автоматизована інформаційна система контролю ожеледних навантажень (АІСКОН) представляє собою єдиний комплекс програмно-апаратних засобів, що складаються з:

- радіотелемеханічних систем телевимірювань ожеледних навантажень (СТОН) на ПЛ, що забезпечують спільно з пристроями радіозв'язку, телемеханіки передачу інформації про ожеледно-вітрові навантаження і температуру повітря з пунктів контролю (ПК) на ПЛ в пункти прийому (ПП) і далі на пункт управління (ПУ) плавкою ожеледі;

- технологічного та прикладного програмного забезпечення, що включає програми функціонування мікропроцесорних пристроїв радіотелемеханічних СТОН і програми обробки для автоматизованого робочого місця (АРМ) у ПП і ПУ.

АІСКОН є багаторівневою цифровою інформаційно-обчислювальною системою, що забезпечує безперервний контроль ожеледного навантаження та температури повітря в пунктах контролю, віддалених на значну відстань від пунктів прийому.

Архітектура АІСКОН є відкритою, гнучкою і модульною, що дозволяє виконувати поетапний розвиток інформаційної системи з метою збільшення ПК і ПП і розширення її кордонів до регіональної системи.

Функціональна схема радіотелемеханічної СТОН (рисунок 5) складається:

1. ДОН - датчик ожеледного навантаження; 2. ДТ - датчик температури; 3. МЛПП - мікропроцесорний лінійний перетворювач; 4. МПП - мікропроцесорний прийомний перетворювач; 5. РМ - радіомодем; 6. РС - радіостанція; 7. БЖ - блок живлення; 8. АБ - акумуляторна батарея; 9. СБ - сонячна батарея; 10. ПВМ - пристрій відбору потужності; 11. ТН - трансформатор напруги; 12. АРМ - автоматизоване робоче місце [10,11,12].

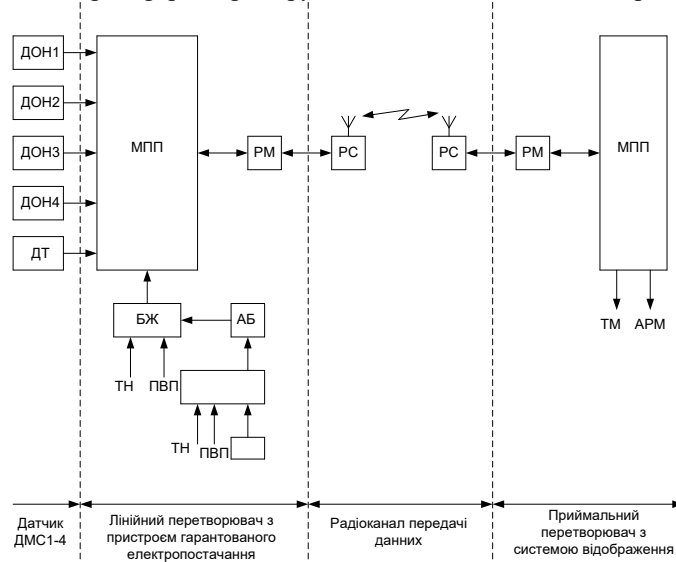


Рис. 5. Функціональна схема радіотелемеханічної СТОН

У кожному пункті контролю, що розміщується на опорі ПЛ, встановлюються:

- датчики ожеледного навантаження (ДОН) на трьох фазах і трасі;
- датчик температури (ДТ);
- перетворювач лінійний мікропроцесорний (МЛПП);
- джерело безперебійного живлення (БП).

Мікропроцесорний лінійний перетворювач, джерело безперебійного живлення, акумуляторна батарея і радіостанція розміщуються в шафі контролю, який кріпиться на опорі. Антена встановлюється на траверсі.

Датчики ожеледного навантаження забезпечують безперервний контроль навантаження на провід ПЛ з достатньою точністю. Діапазон контрольованих навантажень від 0 до 100кН (0-10000 кг). Типорозмір датчика вибирається за максимального навантаження, яке залежить від ваги проводи, вітру та ожеледі.

Датчик встановлюється на проміжній опорі і кріпиться між траверсою і підвісною гірляндю. Для кріплення використовується стандартна лінійна зчипна арматура. Датчик захищений від впливу атмосфери і зовнішніх електромагнітних полів, забезпечує контроль температури в діапазоні від -40°С до +40°С.

Мікропроцесорний лінійний перетворювач забезпечує зчитування інформації з чотирьох датчиків ожеледного навантаження і з датчика температури, перетворює в цифровий сигнал для подальшої передачі по каналу радіозв'язку.

До складу пункту прийому входить:

- перетворювач приймальний мікропроцесорний (МПП);
- радіостанція (РС) з антеною;
- сервер обробки та зберігання даних;
- автоматизовані робочі місця диспетчера (АРМ);
- джерело безперебійного живлення.

Мікропроцесорний прийомний перетворювач забезпечує прийом сигналів з кожного пункту контролю та відображення інформації на вбудованому символному табло.

Крім цього мікропроцесорний прийомний перетворювач забезпечує підключення стандартних систем телемеханіки SMART, «Компас1 (2)», «Граніт» і т. д., ПЕОМ та систем АСУТП за стандартними інтерфейсам RS232/RS485.

Програмне забезпечення АІСКОН складається з:

– технологічного програмного забезпечення, що забезпечує функціонування лінійного і приймального перетворювачів,

– прикладного програмного забезпечення, що складається з:

– Програми формування бази даних про всіх контрольованих параметрах в реальному масштабі часу;

Програми обробки та надання даних про температуру повітря і ожеледно-вітрове навантаження на фазні проводи і грозозахисні троси ПЛ в пунктах контролю;

Програми розрахунку режимів плавки ожеледі на ПЛ постійним і змінним струмом:

Програми прогнозування розвитку подій.

Програми обробки та надання даних дозволяє відображати ожеледну обстановку в зручних для сприйняття користувачів видах, а також проводить архівування процесів, що відбуваються.

Впровадження системи раннього ожеледоутворення дозволяє вести цілодобовий моніторинг за ожеледоутворенням на великій території, підвищити оперативність прийняття рішень про проведення плавки ожеледі, вести дистанційний контроль за початком і закінченням плавки ожеледі, скоротити час проведення плавки ожеледі, що дозволяє скоротити витрату електроенергії на проведення плавки, проводити плавку без організації спостереження персоналом на трасі ПЛ.

Моніторинг температури проводів як засіб підвищення ефективності роботи ПЛЕП

Існує декілька основних шляхів вирішення даної задачі, а саме використання нових конструкцій проводів ПЛ. Наприклад можна в два рази збільшити пропускну здатність ПЛ без посилення існуючих опор, застосовуючи високотемпературні проводи типу GTACSR, але при цьому зростають втрати електроенергії в лінії [7].

Крім перерахованих методів максимальне використання передавальної здатності ПЛ може бути досягнуто при наявності достовірної інформації про стан лінії, а також даних про температуру проводів і щільності протікаючого струму.

Дослідницькі та проєктні параметри існуючих ПЛЕП включають номінальні і максимально допустимі струмові навантаження, що визначають базовий рейтинг лінії (пропускну здатність). Як правило, номінальні параметри встановлюються, виходячи з економічної щільності струму j^e , нормована величина якої лежить в межах 0,5-1,0 А/мм².

Допустиме номінальне струмове навантаження часто потребує перегляду з урахуванням реальних експлуатаційних умов. У процесі тривалої експлуатації ПЛЕП можуть скластися умови, що вимагають істотного підвищення пропускну здатності, наприклад, внаслідок пошкодження або планового відключення однієї або кількох паралельних ліній, а також при необхідності підключення нових енергоємних споживачів і т.д. Підвищення пропускну здатності лінії і, відповідно, істотне збільшення струмового навантаження неминуче призводить до зростання температури нагрівання проводів, до збільшення стріл їх провисання, отже, до зменшення габаритів проводів до землі, рослинності і перетинаючих об'єктів.

Забезпечення нормативних значень габаритів проводів до землі і об'єктів, що перетинаються є одним із важливих завдань надійної та безпечної експлуатації повітряних ліній. Тому моніторинг температури проводів і струмових навантажень; оцінку на основі даних моніторингу стріл провисання проводів які змінюються і габаритів проводів до землі, виконаний з урахуванням реальних метеорологічних умов, слід розглядати як одну з необхідних умов успішного вирішення завдання підвищення пропускну здатності існуючих повітряних ліній електропередачі [10].

У свою чергу температура проводів ПЛЕП залежить від безлічі факторів, а саме:

- температури навколишнього повітря (тобто кліматичних умов в яких експлуатується дана ПЛЕП);
- наявності або відсутності вітру, його швидкості;
- вологості навколишнього повітря;
- впливу на провід ПЛЕП сонячної радіації (похмура погода або ясне небо);
- струму протікання через перетин проводу ПЛЕП.

Врахувати і проконтролювати весь набір факторів не представляється можливим, так як це призведе до різкого зростання капітальних витрат на спорудження системи моніторингу. Тому в даний час обліку підлягають два профілюючих параметра стану ПЛЕП: струм, що протікає по проводу і температура проводу. Здійснення даного типу моніторингу можна робити за допомогою датчиків ДМТ (Дистанційний Моніторинг Температури). Які дозволяють контролювати струм і температуру проводу в режимі реального часу, тобто черговий персонал може безпосередньо контролювати параметри ПЛЕП і адекватно реагувати на зміни умов роботи лінії.

Чисельні значення вимірюваної температури проводу, і струму передаються по каналах стільникового телефону на приймальний пристрій, встановлений на пульті управління підприємства електричних мереж. Точність вимірювання контрольованих параметрів становить 1°C для температури проводу і 1А для струму. Струм проводу може вимірюватися в діапазоні від 250 А до 2000 А. Пристрій забезпечений приймачем сигналів системи глобального позионування (GPS). Завдяки цьому дані вимірювання температури та струму анотіруються точними тимчасовими показниками.

На основі даних, отриманих від датчиків ДМТ можливо дослідити та побудувати математичні моделі режимів роботи повітряної лінії електропередачі. Тим самим забезпечити максимально допустиме навантаження лінії без її пошкодження.

Така система моніторингу, крім перерахованих вище якостей, дозволяє контролювати величину стріл провисання проводу, так як подовження проводу при нагріванні прямо пропорційно залежить від його температури.

Висновки

Дослідження факторів ризику аварій на лініях електропередач, спричинених кліматичними умовами, підкреслює важливість оптимізації проектування та експлуатації. Проаналізовані методики реконструкції та автоматичного моніторингу кліматичних навантажень які покращують якість і безпеку роботи ліній, зменшуючи кількість аварій. Нові технології дозволяють ефективно зменшити витрати на ремонт та підвищити надійність ліній, враховуючи геологічні та кліматичні ризики.

Забезпечення стійкості та безпеки ЛЕП в умовах зміни клімату є важливим завданням, що потребує комплексного підходу. Проаналізувавши дані методики, можна зробити наступні висновки:

1. Запропонована методика оптимальної реконструкції ПЛ дозволяє істотно підвищити якість експлуатації, вчасно виявити й усунути значну кількість недоліків, прогнозувати можливий збиток при кліматичних перевантаженнях.

2. Аналіз аварійності повітряних ліній показав, що 53% відмов відбувається при екстремальних ожеледно-вітрових навантаженнях, причому аварійність залізобетонних опор вище аварійності металевих опор у 3 рази.

3. Запропонована методика автоматичного збору й обробки кліматичної інформації і створений ожеледно-вітровий метеопост дозволяють реєструвати уточнені параметри кліматичних навантажень, які використовуються при дослідженні та проектуванні і реконструкції повітряних ліній електропередачі, а також планувати превентивні заходи при виникненні аварійних ситуацій.

4. Застосування запропонованої методики при реконструкції ПЛ з урахуванням спільної роботи залізобетонних опор з основою й оптимізації розміщення опор за профілем з урахуванням інженерно-геологічних умов траси дозволило зменшити кількість фундаментних ригелів на 14%.

5. Розроблені нові оптимальні сталеві проміжні вузькобазі опори ПЛ для України відповідають міжнародним нормативам, є технологічними у виготовленні та монтажі, надійні й довговічні, дозволяють знизити вартість високовольтних ліній на 27,5% у порівнянні з існуючими ПЛ на залізобетонних опорах.

6. Метод накладення оперативного струму високої частоти (від 60 кГц до 100 кГц) дозволяє значно підвищити ефективність заходів по боротьбі з ожеледдю за рахунок того що в ожеледі виникають діелектричні втрати, крім того поверхневий ефект змушує струм протікати тільки по поверхні лінії і нагріває її.

Отже, облік метеорологічних факторів вкрай важливий при дослідженні та розрахунку максимальної потужності, яку можливо пропускати по заданому перетину проводу. Застосування системи моніторингу за параметрами працюючої лінії істотно збільшує ефективність її роботи в різних умовах і зменшує ризик виникнення аварійної ситуації.

Результати даного дослідження можуть бути використані для розробки ефективних заходів з запобігання аваріям в ЛЕП та підвищення їх стійкості до нових кліматичних умов.

Література

1. Стаднік М. І., Видмиш А. А., Штуць А. А., Колісник М. А. Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навч. посіб. Вінниця: ТОВ "ТВОРИ", 2020. 332 с.
2. Возняк О. М., Штуць А. А., Колісник М. А. Сучасні системи електроприводів. Теорія та практика. Частина 1. Навчальний посібник. Вінниця: ТВОРИ, 2021. 280 с.
3. Возняк О. М., Штуць А. А. Розрахунок нестандартних W-параметрів чотириполосника на біполярному транзисторі. *Техніка, енергетика, транспорт*. 2020. № 2 (109). С. 122-128.
4. Стаднік М.І., Гулько І.В., Проценко Д.П. Автономне електропостачання тваринницької ферми на базі відновлюваних джерел енергії. *Техніка, енергетика, транспорт АПК. Вінниця: ВНАУ*. 2020. № 1 (108). С. 134-141.
5. Єгорова О. Ю. Комплексне забезпечення надійності і якості електропостачання у сільських розподільних мережах. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. С. 41-43.
6. Калінчик В.П., Сунко С.А. Способи побудови енергетичних комплексів за участю комбінованих систем електропостачання. *Матеріали IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'17»*. Київ. 2017. С. 31-32.
7. Возняк О. М., Штуць А.А. Дослідження системи контролю температури природного газу. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2020. №3 (110). С. 34-50.
8. Стаднік М. І. Оптимізація складу генеруючого обладнання автономного енергопостачання тваринницької ферми при використанні біогазу. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2018. №2(101). С. 81–88.
9. Чорний О.П., Луговой А.В., Родькін Д.Ю., Сисюк О.В. *Моделювання електромеханічних систем*. Підручник. Кременчук. 2001. 376 с.
10. Возняк О. М., Штуць А.А., Наавгуст О.П. Аналіз комплексної моделі моніторингу параметрів якості електроенергетики. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2021. № 4 (115). С. 148-159.
11. Шевченко А. В., Видмиш А. А., Штуць А. А. Геометричне моделювання в задачі трасування лінійних інженерних споруд *Вісник ХНУ. Серія Технічні науки*. 2020. №1 (281). С. 279-285.
12. A. Shtuts, M. Kolisnyk, A. Vydmysh, O. Voznyak, S. Baraban, P. Kulakov. Improvement of Stamping by Rolling Processes of Pipe and Cylindrical Blades on Experimental Research. *Key Engineering Materials*. 2020. Vol. 844. P. 168-181. doi:10.4028/www.scientific.net/kem.844.168.

13. V. V. Kukharchuk, S. Sh. Katsyv, V. F. Hraniak, V. G. Madyarov at all. Analysis of dependency current harmonics on load and filter parameters for asymmetrical network models. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 96 (9). P. 103-107. Doi:10.15199/48.2020.09.22.
14. V. Matvijchuk, A. Shtuts, M. Kolisnyk, I. Kupchuk, I. Derevenko. Investigation of the Tubular and Cylindrical Billets Stamping by Rolling Process with the Use of Computer Simulation. *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*. 2022. № 66 (1). P. 51–58. doi:10.3311/PPme.18659
15. ДБН В.2.5 -2002 С7. Проектування електрообладнання житлових і громадських будинків та споруд.
16. ДБН В.2.5.-23-2003. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

References

1. Stadnik M. I., Vydmysh A. A., Shtuts A. A., Kolisnyk M. A. Intelligent systems in electric power. Theory and practice: education. manual Vinnytsia: TVORY LLC, 2020. 332 p.
2. Vozniak O. M., Shtuts A. A., Kolisnyk M. A. Modern systems of electric drives. Theory and practice. Part 1. Study guide. Vinnytsia: TVORY, 2021. 280 p.
3. Vozniak O. M., Stuts A. A. Calculation of non-standard W-parameters of a quadrupole on a bipolar transistor. *Technology, energy, transport*. 2020. No. 2 (109). P. 122-128.
4. Stadnik M.I., Gunko I.V., Protsenko D.P. Autonomous power supply of a livestock farm based on renewable energy sources. *Technology, energy, transport of agricultural industry. Vinnytsia: VNAU*. 2020. No. 1 (108). P. 134-141.
5. Yehorova O.Yu. Comprehensive provision of reliability and quality of electricity supply in rural distribution networks. *Energy and computer-integrated technologies in agriculture*. 2016. P. 41-43.
6. Kalinchyk V.P., Sunko S.A. Ways of building energy complexes with the participation of combined power supply systems. *Materials of the IV International scientific-technical and educational-methodological conference "Energy management: state and prospects of development - PEMS'17"*. Kyiv. 2017. P. 31-32.
7. Wozniak O.M., Stuts A.A. Study of the natural gas temperature control system. *Technology, energy, transport of agricultural industry*. 2020. No. 3 (110). P. 34-50
8. Stadnik M. I. Optimization of the composition of generating equipment of autonomous power supply of a livestock farm when using biogas. *Technology, energy, transport of the agricultural industry*, 2018. No. 2(101). P. 81–88.
9. Chorny O.P. O.P., Lugovoi A.V., Rodkin D.Yu., Sisyuk O.V. *Modeling of electromechanical systems*. Textbook. Kremenchuk. 2001. 376 p.
10. Wozniak O.M., Stuts A.A., Naaugust O.P. Analysis of a comprehensive model of monitoring of power quality parameters. *Technology, energy, transport, agricultural industry*. 2021. No. 4 (115). P. 148-159.
11. Shevchenko A. V., Vydmysh A. A., Shtuts A. A. Geometric modeling in the problem of tracing linear engineering structures *Visnyk KhNU. Series Technical sciences*. 2020. No. 1 (281). P. 279-285.
12. A. Shtuts, M. Kolisnyk, A. Vydmysh, O. Voznyak, S. Baraban, P. Kulakov. Improvement of Stamping by Rolling Processes of Pipe and Cylindrical Blades on Experimental Research. *Key Engineering Materials*. 2020. Vol. 844. P. 168-181. doi:10.4028/www.scientific.net/kem.844.168.
13. V. V. Kukharchuk, S. Sh. Katsyv, V. F. Hraniak, V. G. Madyarov at all. Analysis of dependency current harmonics on load and filter parameters for asymmetrical network models. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 96 (9). P. 103-107. Doi:10.15199/48.2020.09.22.
14. V. Matvijchuk, A. Shtuts, M. Kolisnyk, I. Kupchuk, I. Derevenko. Investigation of the Tubular and Cylindrical Billets Stamping by Rolling Process with the Use of Computer Simulation. *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*. 2022. № 66 (1). P. 51–58. doi:10.3311/PPme.18659
15. DBN V.2.5 -2002 C7. Designing electrical equipment of residential and public buildings and structures.
16. DBN V.2.5.-23-2003. Design of electrical equipment of civil objects.