

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

АНАЛІЗ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Виконав: студент 4 курсу, групи 2ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Мукомел А. В. _____

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Матвієнко С.В.

« 12 » _____ 2024 р.

Рецензент: к.т.н., доцент, доц. каф. ЕСБЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва
кафедри)

« 11 » _____ 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 12 » _____ 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мукомелу Андрію Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Аналіз систем моніторингу повітряних ліній електропередавання»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80.

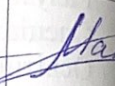
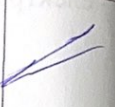
2. Термін подання студентом роботи 10 червня 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Повітряна лінія електропередачі, як об'єкт діагностування. 2. Дослідження методів моніторингу повітряних ліній. 3. Сучасні технології моніторингу повітряних ЛЕП. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Актуальність. 2. Надійність опор та фундаментів ПЛ. 3. Характерні руйнування опор. 4. Розподіл відмов залежно від типу опор. 5. Методи моніторингу повітряних ліній. 6. Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередач. 7. Система моніторингу проводів ЛЕП. 8. Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1. 9. OTLM-модуль, вироблений словенською компанією C&G. 10. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С.В.		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24
2	Повітряна лінія електропередачі, як об'єкт діагностування (розділ 1 БДР)	16.02.24	15.03.24
3	Дослідження методів моніторингу повітряних ліній (розділ 2)	16.03.24	10.04.24
4	Сучасні технології моніторингу повітряних ЛЕП (розділ 3 БДР)	11.04.24	11.05.24
5	Охорона праці (розділ 4 БДР)	12.04.24	19.05.24
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24
	Захист БДР	За графіком	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

А.В. Мукомел

С.В. Матвієнко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Мукомел Андрій Вікторович «Аналіз систем моніторингу повітряних ліній електропередавання». Бакалаврська дипломна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 79 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 46 назв; рис.: 25; табл. 11.

В бакалаврській дипломній роботі проведено аналіз повітряних ліній, як об'єкта діагностування, досліджено методи моніторингу повітряних ліній та проблеми, які виникають при утворенні ожеледиці на проводах. Окремим розділом проаналізовано сучасні технології моніторингу повітряних ліній електропередач. В розділі охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розглянуто технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, з гігієни праці та виробничої санітарії, по електробезпеці за робочим місцем, а також питання пожежної безпеки.

Ключові слова: повітряна лінія електропередавання, моніторинг, діагностування.

ABSTRACT

УДК 621.316

Andriy Mukomel "Analysis of monitoring systems of overhead power transmission lines". Bachelor's thesis on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 79 p.

In Ukrainian language. Bibliographer: 46 titles; fig.: 25; tabl. 11.

In the bachelor's thesis, overhead lines were analyzed as an object of diagnostics, methods of monitoring overhead lines and problems arising from the formation of ice on wires were investigated. A separate section analyzes modern technologies for monitoring overhead power lines. In the section on occupational health and safety in emergency situations, technical solutions for the safe implementation of research, occupational hygiene and industrial sanitation, electrical safety at the workplace, as well as fire safety issues are considered.

Key words: overhead power line, monitoring, diagnosis.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЯК ОБ’ЄКТ ДІАГНОСТУВАННЯ	8
1.1 Опори	8
1.1.1 Надійність опор та фундаментів ПЛ	11
1.1.2 Залежність відмов від матеріалу опори	15
1.2 Надійність проводів та грозозахисних тросів	17
1.3 Арматура	21
1.4 Ізолятори	22
2 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	26
2.1 Обслуговування ПЛ виїзною бригадою	26
2.1.1 Візуальне дослідження	28
2.1.2 Проводи та грозозахисні троси	34
2.1.3 Ізолятори	35
2.1.4 Лінійна арматура	39
2.2 Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередачі	39
3 СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛЕП	45
3.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях	45
3.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП	45
3.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ЛЕП	46
3.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж	48
3.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків	49
3.4.2 Канал передачі даних	50
3.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі	51
3.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП	51
3.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП	52
3.4.6 Коронний розряд на дротах	52

3.4.7 Вплив гармонік	53
3.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж ЛЕП	53
3.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1	54
3.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу	55
3.5.3 Осцилографування історії аварій	57
3.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП	57
3.7 Лазерна картографія ЛЕП	58
3.8 Монтаж системи моніторингу під напругою	60
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	62
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	62
4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	62
4.1.2 Електробезпека	65
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	67
4.2.1 Мікроклімат	67
4.2.2 Склад повітря робочої зони	68
4.2.3 Виробниче освітлення	68
4.2.4 Виробничий шум	69
4.3 Пожежна безпека	70
ВИСНОВОК	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	75
ДОДАТКИ	79

ВСТУП

Робота присвячується аналізу систем моніторингу повітряних ліній електропередавання (ПЛЕП) з метою підвищення надійності та довготривалості служби.

Актуальність теми. На сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем та виробником електричної енергії зобов'язують виробника до безперебійного та якісного електропостачання. Але, на жаль, нинішнє обладнання, що використовується в Україні, морально і фізично застаріло. ПЛЕП є одними з найнадійніших елементів сучасної енергетичної системи.

Значною частиною пошкодження повітряних ліній (ПЛ) є обриви проводів (зокрема через атмосферні тиски) та короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження і локалізувати його, потрібно витратити велику кількість грошей і часу.

В цій ситуації розгляд питань діагностики старого електричного обладнання та запобіжні заходи щодо уникнення можливих аварій, так само і на ПЛ, стають дуже актуальними. Серед основних - крадіжка частин конструкції анкерних опор, дефекти в ізоляторах (тріщини, сколи), а також метод виявлення ожеледиці на проводах ЛЕП. Через тяжкість відкладень ожеледиці можуть траплятися обриви проводів і вихід з ладу опор ПЛЕП. Також, при появі ожеледиці, погіршується високочастотний зв'язок по електричним лініям, що застосовується для передачі сигналів релейного захисту (РЗ) та протиаварійної автоматики і технологічної інформації.

Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а «розпорошене» по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ найчастіше виявляються масово і вимагають великих економічних вкладень. Завчасне виявлення ожеледиці та передчасне усунення її наслідків на ПЛ шляхом плавлення є основними завданнями організацій, що займаються енергопостачанням.

Останні десятиріччя характеризуються низьким рівнем інвестицій в технічне переозброєння електричних станцій і мереж. Спад промислового виробництва призвів до різкого збільшення зношеного енергетичного обладнання. За інформацією ДП «НЕК» Укренерго» близько 30% обладнання підстанцій 110 - 750 кВ вичерпало розрахунковий ресурс, а в електричних мережах 40 - 50%. На багатьох промислових підприємствах ситуація ще більш критична - середній термін служби електрообладнання перевищує 30 років і більш ніж 80% відпрацювало свій фізичний ресурс, а темпи зростання частки зношеного електрообладнання сягають 2-6% в рік від загальної кількості. При цьому спостерігається стійка тенденція щорічного росту на 0,4 - 0,7% кількості технологічних порушень і аварій, більшість з яких припадає на лінії електропередач та маслonaповнене обладнання, і в першу чергу, силові трансформатори і автотрансформатори [1].

Розподіл кількості технологічних пошкоджень в роботі електротехнічного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище [2]:

1. Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП) – 57%.
2. Комутаційне обладнання – 25%.
3. Пристрої релейного захисту та протиаварійні – 11%.
4. Силові трансформатори – 5%.
5. Вимірювальні трансформатори – 2%.

Наведені статистичні дані показують, що повітряні ЛЕП є найбільш пошкоджуваним елементом, перерви в роботі якого несуть найбільші збитки. Статистичні дані свідчать, що значна обладнання знаходиться в експлуатації понад 30 років. Експлуатація фізично і морально застарілого обладнання викликає збільшення об'єму використовуваного палива і шкідливих викидів в навколишнє середовище, погіршення техніко-економічних показників енергосистеми, зростання частоти і тривалості планових ремонтів, зростання аварійних ситуацій, які супроводжуються складними динамічними процесами, що призводять до збільшення недовідпуску електроенергії споживачам. Значний рівень зношеного електрообладнання викликає додаткові втрати електроенергії,

зниження ефективності функціонування електрообладнання. Всі ці фактори призводять до того, що електроенергетика входить в зону підвищеного ризику виникнення масових технологічних аварій, відмов електрообладнання і, як наслідок, зниження надійності електропостачання [2].

Тому, задля того щоб підвищити надійність ліній електропередач, необхідно:

- використовувати прогресивні технічні рішення й сучасні технології і матеріали, що підвищують надійність і довговічність ліній електропередачі;
- розробляти нові конструкції опор на базі багатограних стійок, що дозволяють споруджувати лінії з більшим терміном експлуатації, проводити технічне переоснащення і реконструкцію у всіх кліматичних районах з необхідним рівнем надійності, швидко відновлювати опори після аварій;
- використовувати ефективні засоби захисту від кліматичних впливів (гасителі вібрації і коливань, засоби плавлення ожеледі).

При експлуатації:

Мета та завдання роботи. Метою даної роботи є підвищення надійності та зниження аварійності на повітряних лініях 110 кВ.

Для досягнення вказаної мети, необхідно вирішити такі завдання:

- 1) Розглянути повітряну лінію електропередачі, як об'єкта діагностування.
- 2) Проаналізувати методи моніторингу повітряних ліній.
- 3) Розглянути проблеми утворення ожеледиці на проводах ліній електропередачі та вибрати найбільш надійний та ефективний метод плавлення ожеледиці.

1 ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЯК ОБ'ЄКТ ДІАГНОСТУВАННЯ

Розглянемо повітряну лінію електропередачі, як об'єкт дослідження. Повітряна лінія (ПЛ) складається з основних конструктивних елементів: опори; дроти; арматура; ізолятори.

1.1 Опори

Опори – це основний елемент ПЛ, вони служать для підтримання електричних проводів. Опори можна класифікувати за різними ознаками: за призначенням, за матеріалом, за конструкцією, за кількістю ланцюгів передачі електроенергії.

За призначенням опори поділяються на проміжні та анкерні (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Проміжна та анкерна опора

Анкерні у свою чергу поділяються на:

- кінцеві, які монтуються на початку або в кінці повітряної лінії;

- перехідні, які монтуються у місцях перешкод (річки, озера, автомобільні дороги тощо);
- кутові, які монтуються на поворотах траси;
- відгалуджувальні, які монтуються для виконання відгалуджень;
- перехресні, які монтуються у місці перетину повітряних ліній;
- транспозиційні, які монтуються на шляху траси для зміни розташування фаз вздовж лінії.

За матеріалом опори бувають:

- дерев'яні;
- металеві;
- залізобетонні.

Конструкція опор залежить від призначення повітряної лінії, її напруги, кількості проводів та тросів, їх розташування, кліматичних та інших умов. Типи опор, що найчастіше зустрічаються:

- V-подібна;
- дельтаподібна;
- «тринога»;
- пірамідна;
- портална;
- одностійкова;
- АП – подібна;
- Y – подібна;
- А – подібна;
- Т – подібна.

Станом на 1 січня 2021 року в експлуатації та на обслуговуванні персоналу НЕК Укренерго знаходилося 103 підстанції (ПС) напругою 220-750 кВ (встановленою потужністю автотрансформаторів і трансформаторів більше, ніж 83 тис. МВА), та 23,4 тис. км магістральних і міждержавних ПЛЕП напругою 110-800 кВ [<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/merezhi-ukrenergo/>].

Основна частка ПЛ була побудована у 1960-1970 роках. Під час проектування виходили з терміну служби 30 років. Довготривалий захист від корозій, зношування через знакозмінні навантаження, зношування різних матеріалів були розраховані на ті ж роки. Частка ліній з терміном експлуатації понад 30 років зростає, оскільки нове будівництво та реконструкція ПЛ з 1991 року проводяться у малих обсягах.

Довжина повітряних ліній на залізобетонних опорах становить – 59% на металевих – 23% та на дерев'яних опорах – 18% від загальної довжини ліній. Довжина повітряних ліній 35–500 кВ за кількістю ланцюгів та напругою наведена у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 - Протяжність ПЛ 35-500кВ за напругою та кількістю ланцюгів

Напруга, кВ	Всього по трасі, тис. км	Одноланцюгові ПЛ на опорах			Дволанцюгові ПЛ на опорах		
		Метал.	З/бет.	Дер.	Метал.	З/бет.	Дер.
500	30,0	26,0	4,0	-	-	-	-
330	9,0	3,5	4,7	-	0,7	0,1	-
220	74,0	26,2	29,6	2,8	13,8	1,6	-
110	203,0	16,3	89,3	36,5	24,4	36,5	-
35	184,0	5,6	111,2	51,2	3,7	11,0	-
Всього	500,	77,6	238,8	90,5	42,6	49,2	

Середній термін служби повітряної лінії на різних опорах (роки):

- з металу – 41,6;
- з залізобетону – 30,1;
- з дерева – 41,4.

Дані про термін служби свідчать про великомасштабне старіння високовольтних ліній, що призводить до неприпустимого зношування. Так, наприклад, відповідно до даних дослідження зношення повітряної лінії

становить 36%, що призвело до збільшення кількості відмов протягом останніх 10 років у 1,6 рази.

Аналіз причин технологічних порушень в енергетичній системі дає можливість класифікувати відмови ПЛ, і зокрема аварії, спричинені порушенням працездатності окремих елементів ПЛ. Цей аналіз показує, що значна кількість відмов ПЛ є наслідком пошкодження проводів, ізоляторів, а також відключень через грозові перенапруження. Опори повітряної лінії є дуже надійним елементом ЛЕП, проте якщо опора руйнується, це призводить до дуже серйозних наслідків і невеликих витрат, пов'язаних з відновленням повітряних ліній та недовідпустком електричної енергії. Розподіл відмов за елементами ПЛ наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Розподіл відмов за елементами ПЛ

Елементи ПЛ	Потік відмов в процентах від загального числа	
	Без врахування грозових перенапружень	З врахування грозових перенапружень
Опори	9	13
Арматура	3	4
Провода та троси	37	52
Ізолятори	23	31

1.1.1 Надійність опор та фундаментів ПЛ

Аналіз причин відмов ПЛ, проведений дослідницькими установами, показує, що інтенсивність відмов залежить від терміну служби ПЛ. Наприклад, ця залежність для ПЛ 35–330 кВ на металевих опорах, які в основному були споруджені у 60–70 роки у південній частині СРСР, ілюструється графіком на рисунку 1.2.

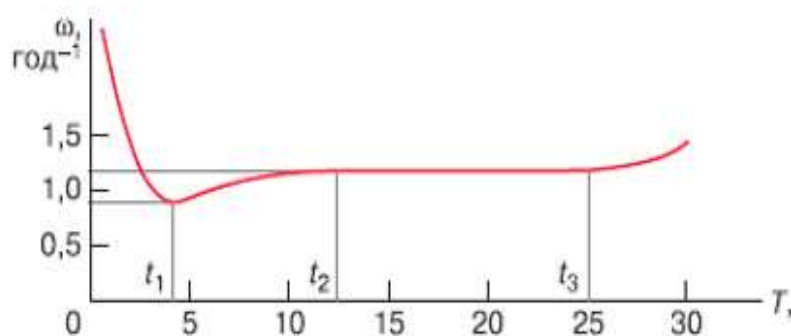


Рисунок 1.2 – Зміна потоку відмов у часі для ПЛ на металевих опорах

Опори ПЛ цього періоду характеризуються тим, що конструкції опор виконувались в основному звареними з сталі, яка мала температуру кипіння, що має підвищену схильність до тріщиноутворення і крихкому руйнуванню при від'ємній температурі. Був і ряд інших недоліків: наприклад, стики між зварними секціями закривалися односторонніми накладками, захист від корозії виконувався лише лакофарбовими покриттями.

Параметр потоку відмов для таких конструкцій за перші 4 роки експлуатації знижувався, а між 4-12 роками підвищувався, а потім між 12 - 25 роками стабілізувався. Надалі параметр потоку відмов через зношення і старіння елементів ПЛ зростав до моменту проведення капітального ремонту чи реконструкції ПЛ.

Після введення СНіП 11-В, 3-62 (нині скасовано) та уніфікації опор їх конструкція була переглянута. Почали застосовуватися сталі підвищеної якості (спокійного плавлення), оцинковані деталі, змінилася конструкція стиків (подвійні накладки) тощо.

Цікаві цифри потоку відмов ПЛ з 1958 до 2000 року. За статистичними даними, з 1958 до 1976 року минулого століття середній термін експлуатації не перевищував 25 років, і тому в цьому інтервалі не спостерігалось характерне підвищення потоку відмов. У період із 1976 по 1982 рік потік відмов різко знижується. Ці роки характеризуються масовим введенням в експлуатацію нових ліній (до 15 тис. км на рік проти 1,5-2,0 тис. км на рік у попередні роки).

Потім з 1982 до 1992 року аварійність знову підвищується до рівня 1976 року і продовжує поступово зростати аж до нинішнього століття. З 2000 року потік відмов почав стабілізуватися, оскільки відтоді поживавився процес ремонту та реконструкції ПЛ.

Параметр потоку відмов останнім часом для металевих опор становить 0,0129, для опор із залізобетону – 0,0108, для дерев'яних опор – 0,11. Зараз можна зробити такі висновки:



Рисунок 1.3 – Характерні руйнування металевих опор



Рисунок 1.4 – Характерні руйнування фундаментів металевих опор



Рисунок 1.5 – Характерні руйнування залізобетонних опор

У цьому випадку твердження про високу несучу здатність опор, що виробляються в Західній Європі, США, Канаді, в порівнянні з вітчизняним,

призначеними для таких самих кліматичних умов, не дійсне. Опори та портали ПЛ, виготовлені за кордоном, мають значно менше металу, з чого випливає, що вони менш міцні (навіть якщо враховувати той факт, що вони застосовують високоміцну сталь). Висока надійність набувається за рахунок використання досить потужного антикорозійного захисту, такого як цинкування, і звичайно ж суворого дотримання всіх технологічних норм на кожній стадії виробництва та експлуатації.

Експлуатацією часто висловлюють пропозицію про створення опор повітряних ліній, які змогли б витримувати підвищене навантаження навіть при виході з експлуатації кількох елементів. Проте завдання проектувальника полягає у розробці найбільш економічної конструкції при дотриманні вимог чинних нормативних документів, тобто для досягнення необхідної міцності, застосовано мінімум витрат. Неодноразове резервування та включення додаткових елементів тільки для забезпечення надійності конструкції при несанкціонованому втручанні в її роботу, будуть тільки збільшувати вартість повітряної лінії і навряд чи зможуть запобігати нещасним випадкам і збоєм.

1.1.2 Залежність відмов від матеріалу опори

Слід зазначити, що у початковий період експлуатації пошкодження опор із металу в 1.6 рази нижче, ніж у опор із залізобетону. Але якщо залізобетонні опори протягом 15-20 років після обкатки конструкцій перебувають у стабільному стані, а пошкодження перебувають приблизно тому ж рівні, то металеві опори на той час перебувають під впливом знос-фактору. В результаті порівнюється їх пошкоджуваність.

Основною причиною значної початкової відмінності у пошкодженні металевих та залізобетонних опор є сильна залежність несучої здатності останніх від якості їх ущільнення у ґрунті.

Найчастіше у залізобетонних опор проявляється крен під дією сторонніх навантажень, що додатково збільшує нахил, обґрунтований величезною масою самої конструкції, що сприяє збільшенню крену. Виходячи з цього, несуча здатність опор падає, що веде за собою їхнє руйнування. Вагома частина

згинального моменту досягається в ожеледних районах - 35%, а при слабкому закріпленні опор в ґрунті 50% і більше. У залізобетонних опор відмови через ожеледицю перевищують ті самі значення, що і для металевих опор, а саме - в 1,9 рази. В експлуатації мало уваги приділяється цьому фактору.

Іншою причиною зниження надійності залізобетонних опор у період обкатки є велика кількість прихованих дефектів. До таких дефектів насамперед відносяться поломка арматури, відхилення від проектного армування, невідповідність класів бетону та сталі, порожнечі в тілі бетону тощо. Відмови з цих причин виходять близько 35,5%.

В даний час наявність тріщин у стійках опор не впливає на надійність, оскільки корозія арматури здебільшого не досягає свого критичного значення. Нахил металевих конструкцій через ненадійну фіксацію в ґрунті дуже рідкісний. Головна причина руйнувань металевих опор – це перевищення справжніх навантажень та впливів, та значний вплив корозії на елементи під час тривалої експлуатації. До вищепереліченого слід додати, що при дуже високих навантаженнях найчастіше це відмови зношувального характеру. Це доводить той факт, що у випадках, коли наслідком відмов був лише ураган, то металеві опори мали термін служби 10-15 років, а відмова конструкцій, що експлуатуються менше 10 років, не переходили за 15% від кількості усіх відмов.

До великої кількості відмов ПЛ 110 кВ при розрахунку на 100 км шляху призводить до пошкодження дерев'яних опор. При тих самих впливах, пошкоджувальність повітряних ліній на дерев'яних опорах обумовлена тим, що вони мають низький термін служби (7-15 років). Через те, що опори загниють, а своєчасно усувати загнивання немає можливості.

У таблиці 1.3 наведено розподіл відмов ПЛ залежно від виду опор. Ці недоліки опор та інших елементів повітряної лінії можуть бути запобігті, ґрунтуючись лише на сучасній діагностиці їх технічного стану.

Таблиця 1.3 - Розподіл відмов залежно від типу опор

Вид опор Причина відмов	Металеві	Залізобетонні	Дерев'яні
Навантаження та впливи:			
- вітер (вище за розрахункове значення)	33,7	21,7	52,2
- вітер і ожеледиця (вище за розрахункове значення)	13,2	24,8	5,0
Разом:	46,9	46,5	57,2
Якість проектування, будівництва та установки	9,2	35,5	1,5
Якість використання	26,9	18,0	41,0
Розбір конструкцій сторонніми особами	16,9	-	0,3

Система діагностики є невід'ємною частиною технічного переозброєння. Існуюча система стану обладнання електромереж неефективна, що в свою чергу, пов'язано з відсутністю технічних засобів на об'єктах електромережі, та з нестачею нормативно-методичної бази за всіма можливими системами діагностики.

1.2 Надійність проводів та грозозахисних тросів

Як показує розподіл відмов за елементами ПЛ, вихід із ладу проводів та грозозахисних тросів становить від 40 до 55% від загальної кількості всіх порушень. Основні причини пошкодження проводів та грозотросу – перевищення рівня ожеледиці, зношення від вібрації, «пляска» проводів та корозії. Відмови, пов'язані з втратою несучої здатності проводів, мають зношувальний характер і збільшуються приблизно на 3-5% на рік. З 1955 року їх кількість зросла у 2,8 рази. Виняток становлять 70-80-ті роки, коли кількість відмов дещо знизилася через масове введення в експлуатацію нових ліній, на яких зношувальний фактор не встиг позначитися.

Застосування в розрахунках підвищеного середньоексплуатаційного тяжіння у проводах (30% від розривного зусилля у проводі замість 25%, прийнятих у зарубіжній практиці), а також використання проводів та грозозахисних тросів з підвищеною несучою здатністю зажадало проектування посиленого вібраційного захисту із застосуванням гасників вібрації. , що встановлюються на дротах у місцях підвіски. Такі заходи під час проектування ПЛ з підвищеним тяжінням були передбачені, що призвело до великих втрат при експлуатації.

Розглянемо найбільш характерні пошкодження та відмови проводів та грозозахисних тросів на лініях електропередачі України. Найчастіше пошкоджуються дроти на переходах ПЛ через водні перепони у місцях установки в роликових підвісах. Захист від вібрації на переходах виконується у вигляді двох гасників Стокбріджа та захисних муфт, що встановлюються із зазорами між дротом та внутрішньою порожниною 2–3 мм. Робота такої конструкції виявилася абсолютно неефективною, і вона спровокувала інтенсивне зношування дроту і самих муфт (рисунок 1.6).

На тридцяти обстежених переходах ПЛ використання цих пристроїв призводило до руйнування дроту та самих муфт після 8-10 років експлуатації, а в північних районах – після 3-5 років.

В даний час розроблений підтримуючий затискувач типу ПОН, обладнаний обмежувачем виходу дроту із затиску при аварійних ситуаціях за рахунок шпонки, що працює на зріз. Цей пристрій захищає опору від руйнування через навантаження аварійного режиму (рисунок 1.7).



Рисунок 1.6 – Характерні пошкодження роликів підвісів та грозозахисних тросів, проводів у роликів підвісах

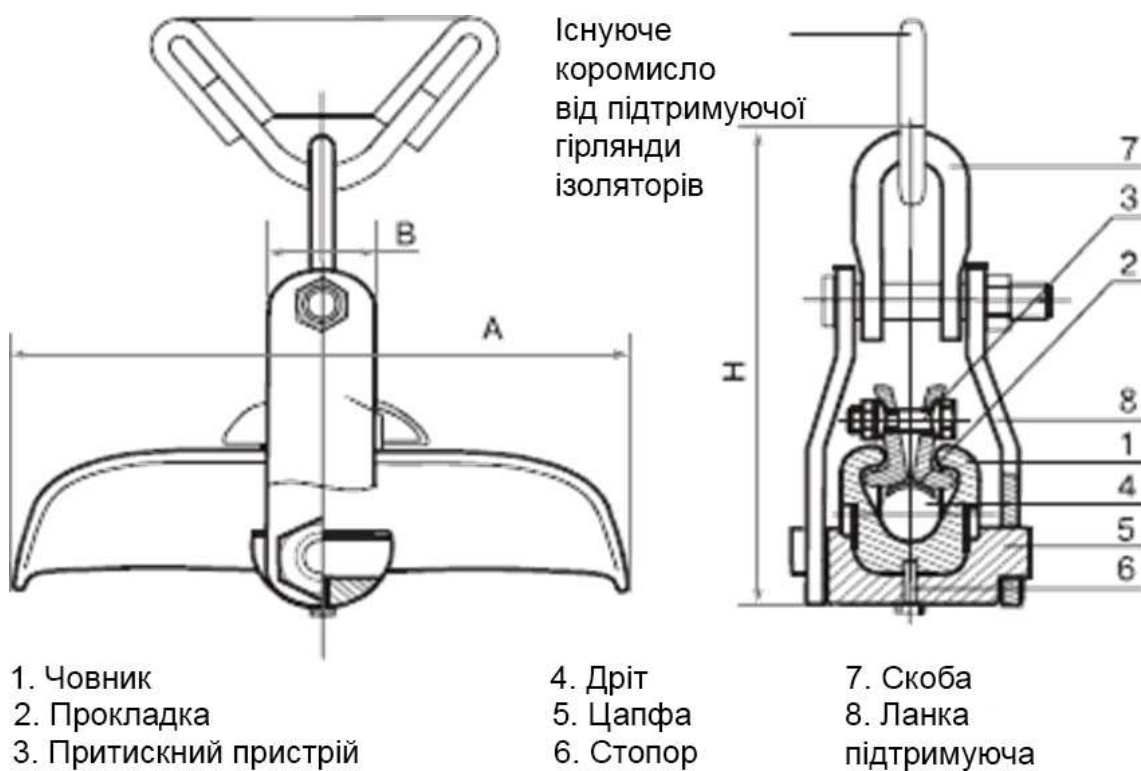


Рисунок 1.7 – Підтримуючий затискач типу ПОН

Глухе кріплення дроту пройшло тривалу перевірку на кількох переходах, де показало високу ефективність.

Аналіз показав, що більша кількість аварійних ситуацій була зафіксована при зниженій температурі – 40°C та відповідно за більшого тяжіння. Огляди також показали, що абсолютно всі обриви відбулися в місцях, де провід був уже ослаблений руйнуваннями втоми від вібрації, причому як в алюмінієвих, так і в сталевих повивах. Всі руйнування мали місце поблизу підтримуючих затискачів, гасників вібрації, а іноді в точках виходу дроту зі сполучних затискачів. Саме в цих місцях знакозмінні механічні напруження від вібрації мають найбільшу величину.

Аналогічна картина складається на проводах і тросах, що експлуатуються у більш сприятливих кліматичних умовах, наприклад, на проводах з підвищеною несучою здатністю типу АЖС та сталевих тросах, які, як правило, змонтовані з підвищеним тягарем (рис. 1.8).



Рисунок 1.8 – Руйнування дроту АЖС

Великою небезпекою для ПЛ є відкладення на проводах ожеледиці, мокрого снігу та морозу, як з боку статичних навантажень, так і динамічних – представлені у вигляді коливань різних типів. Ожеледиця та надрозрахункові навантаження, зазвичай утворюються під час атмосферного процесу, діючи одночасно на території від однієї до 3-х енергетичних систем. Аварії при ожеледиці та вітрові, найчастіше паралізують систему енергопостачання споживачів у кількох районах через масові обриви проводів, ізоляцію, руйнування арматури та поломки опор. При відкладеннях ожеледиці, які мають менші нормативних значень, більша ймовірність виникнення коливання, у тому числі «пляска», якщо відкладення ожеледиці накопичилося на одному боці і низькочастотна вібрація при циліндричній формі паморозі (рисунки 1.9 та 1.10).



Рисунок 1.9 – Ожеледиця та її наслідки на ПЛ



Рисунок 1.10 – Руйнування елементів ПЛ від танців проводів

1.3 Арматура

Основні причини відмов арматури можна розділити на чотири групи: дефекти виготовлення, збирання, ремонту та ін.; атмосферні явища, що перевищують їх розрахункові значення; знакозмінні навантаження на провід (вібрація, «пляска», великі температурні перепади); інші сторонні дії.

Основною причиною порушення роботи арматури є дефекти при виготовленні, встановлення та обслуговування (ремонту), що становлять 50 % від загальної кількості всіх пошкоджень. На другому місці йдуть пошкодження лінійної арматури від знакозмінного навантаження - 33,4%. З першою причиною необхідно боротися за допомогою підвищення контролю при виготовленні, монтажі та експлуатації лінійної арматури.

Пошкодження від впливу знакозмінних навантажень врахувати при розрахунку неможливо. Основні фактори, що призводять до пошкоджень через зношення лінійної арматури, є вібрація та «пляска» проводів.

Причиною пошкодження лінійної арматури на діючих ПЛ є вібраційні навантаження. Через вібрації руйнуються реборди роликів підвісного затиску, захисні муфти і відбувається стирання самого дроту. При «плясці» проводів відбувається стирання припливів і виникають тріщини, потім - зламлення цапф та падіння проводу.

Для попередження даних порушень в даний час розробляються пропозиції щодо методики випробувань лінійної арматури на вплив вібрації та малоциклових навантажень, що виникають при «плясці» проводів, відповідно до зарубіжних норм, зокрема з нормами СІГРЕ. Арматура, створювана у країнах Західної Європи, США, Канади, порівняно з вітчизняною, запроектованою для аналогічних розрахункових умов, значно менш металомістка, а за міцністю та зносостійкістю має показники значно вищі і, отже, більш надійна (нормована міцність зарубіжної арматури становить 95% від розривної міцності дроту, а вітчизняної – 90%). Достатня надійність забезпечується за рахунок технологічних стандартів на всіх етапах будівництва та експлуатації.

1.4 Ізолятори

Дефект ізоляції на ПЛ становить 23–31% від загальної кількості порушень. Основними причинами пошкодження ізоляції є атмосферні перенапруги – близько 60% від усіх відмов, пов'язаних із пошкодженням ізоляції. Починаючи з 1969 р. пошкоджуваність ізоляції не змінюється, що досягнуто за рахунок

технічного переозброєння, а саме переходу на скляні ізолятори, а також застосування сучасного захисту від знакозмінних навантажень. Проте загалом рівень пошкодження ізоляторів високий та викликаний відсутністю у гірлянді ізоляторів захисної арматури щодо розподілу напруг, захисту від внутрішніх та грозових перенапруг, низькою якістю ізоляторів.

Гірлянда складається з окремих ізоляторів, довкола яких утворюються ємності. Завдяки наявності ємнісних струмів, що проходять через власну ємність ізолятора, викликається різне падіння напруги, вони будуть на стільки меншими, наскільки далі знаходиться від дроту ізолятор. Аналогічна картина спостерігається на ізоляторах, що знаходяться біля заземленого кінця гірлянди ізоляторів.

Падіння напруги буде менше на тих ізоляторах, які знаходяться далі від заземлюваного кінця гірлянди ізоляторів. Ємність на землю має більшу величину, ніж ємність по відношенню до дроту, і це впливає на розподіл напруги ізоляторів. Максимальна напруга падає на ізолятор біля дроту, мінімальна – на ізолятори посередині гірлянди і небагато підвищена у заземленого кінця. Розподіл напруг у гірляндах ізоляторів при контролі вимірювальною штангою представлено у таблиці 1.4.

Видно, що нерівномірність розподілу напруг зростає зі збільшенням довжини гірлянди, оскільки це збільшує загальну ємність гірлянди стосовно землі. Це призводить до того, що на найближчих до проводу ізоляторах вже при робочій напрузі може виникнути корона, що створює радіоперешкоди і призводить до інтенсивної корозії. Корона на ізоляторах з'являється при напрузі близько 20-25 кВ. На перший ізолятор від дроту завжди припадає близько 20% повної напруги. Це означає, що з напрузі 150 кВ і вище виникають умови появи корони. У таких умовах необхідно застосовувати захисну арматуру: металеві кільця, вісімки або овали, що зміцнюються на кінці гірлянди з боку дроту. На рисунку 1.11 наведені криві розподілу напруг без арматури та з арматурою у вигляді кілець та вісімок.

Таблиця 1.4 – Розподіл напруг у гірляндах ізоляторів

Напруга, кВ	Число ізоляторів	Напруга, кВ, на ізолятор від конструкції опор																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
500	20	330	15	14	13	12	12	12	11	11	11	12	12	12	14	15	16	17	19	21	24
330	16	12			9	9	9	9	9	9	10	11	13	14	17	19	22				
220	13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20							
110	6	10	8	7	9	11	19														
35	3	6	5	9																	

Основною причиною, що викликає різке збільшення пошкоджуваності високовольтних ліній, є старіння матеріалу конструкції опор, дротів, арматури та ізоляторів. Лінії електропередачі схильні до старіння та зношення від корозії та знакозмінних навантажень, кількість відмов зростає, і зростання їх становить від 3 до 5% на рік.

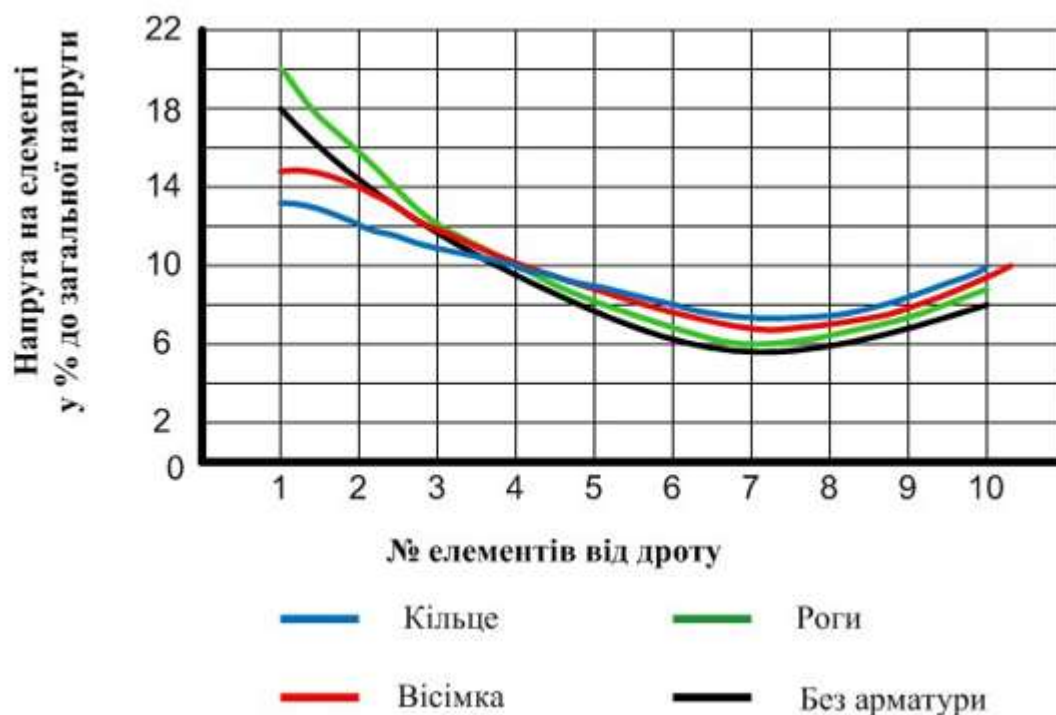


Рисунок 1.11 – Криві розподіли напруги

Висновки до розділу 1

За кількістю причин відмов ПЛ перше місце займають дроти (53 % при перенарузі від грози та 36 % без урахування грози), ізолятори йдуть на другому місці – (відповідно 30 % та 24 %), на третьому місці знаходяться опори (14 % та 8 %), на останньому (четвертому) місці - арматура (5 % та 2 %).

За тяжкістю відмов, що призводять до несприятливих наслідків для ЛЕП (висока вартість відновлення та недовідпуск електричної енергії), насамперед це опори, потім дроти, арматура, ізоляція.

Нині українські енергетичні системи працюють із великою кількістю повітряних ліній, які мають нормативний термін, який вже давно минув і вони вимагають модернізації, реконструкції чи повної заміни. Зношеність обладнання призводить до зниження надійності та збільшення кількості аварій, так само і під впливом ожеледиці.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.1 Обслуговування ПЛ виїзною бригадою

При технічному обслуговуванні ПЛ відповідно до експлуатаційного персоналу з певною періодичністю обстежуються ПЛ - огляди, вимірювання, профілактичні огляди, роботи по запобіганню елементів ПЛ від попереднього розрахунку шляхом видалення пошкоджень і несправностей, виявлених при оглядах, перевірках і вимірюваннях.

Оскільки в енергосистемах понад 40% ПЛ експлуатується 25 років і більше, актуальними стають питання щодо проведення робіт з технічної перебудови, реконструкції та модернізації ПЛ. У цьому випадку інформація, що надається в відомості несправності при технічному обслуговуванні ПЛ, виявляється недостатньою, і доводиться виконувати більш детальні (інструментальні) дослідження ПЛ.

На основі проведених обстежень проводиться оцінка технічного стану ПЛ і визначається остаточний ресурс компонентів ПЛ для планування необхідних відновлювальних робіт або прийняття рішень щодо економічної доцільності реконструкції або технічної перебудови ПЛ. Визначення остаточного ресурсу компонентів ПЛ відбувається на основі побудови математичних моделей їх міцності, враховуючи темпи старіння цих компонентів за попередній період експлуатації ПЛ. Темпи старіння компонентів ПЛ визначаються на основі обстежень цих компонентів, оцінки технічного стану, визначення величини витрат від початку експлуатації до моменту проведення обстежень. При проведенні обстежень, оцінка технічного стану ПЛ, забезпечує отримання достатньо точних та надійних даних, придатних для аналізу фактичної остаточної міцності основної маси компонентів ПЛ.

Методи та засоби, які використовуються при оцінці технічного стану ПЛ повинні мати достатню точність та інформативність. Щоб надійно оцінити втрати, міцність елемента повітряної лінії впродовж тривалого періоду роботи,

доцільно провести обстеження по двом або більш методам, заснованим на різних принципах.

Наступні методи дозволяють прогнозувати остаточний ресурс компонентів ПЛ:

- математичне моделювання опор повітряних ліній, проводів і тросів грозозахисту;
- лабораторні випробування зразків компонентів ПЛ (провода, грозозахисні троси, ізолятори та лінійна арматура);
- статистична оцінка потоків відмови окремих компонентів (ізоляторів та ін.).

Амортизаційний період ПЛ по діючим нормам становить 40-50 років. Для підтримання цих ліній у справному стані необхідно своєчасне проведення необхідних профілактичних заходів. Повітряні лінії електропередачі можуть піддаватися впливу зовнішніх кліматичних навантажень, величина яких з обмеженою ймовірністю може перевищувати розрахунок, покладений на основі проекту ПЛ. Можливі також пошкодження ПЛ, пов'язані з техногенними факторами (наїзди на опори транспортних засобів, вибухи, пожежі і т.д.).

Разом з пошкодженнями окремих елементів ПЛ у процесі експлуатації, пов'язаних з браком виробників або пошкодженнями в часі зборки, старіють компоненти ПЛ, що знаходяться в справному (робочому) стані.

Старіння основної маси справних компонентів ПЛ викликано в першу чергу корозійними процесами металевих деталей опор, пошкоджень фундаментів під дією кліматичних факторів, старіння проводів, ізоляторів, лінійної арматури, тросів грозозахисту, залізобетонних стійок, пов'язаних з впливом напруги в поєднанні з кліматичним впливом вологості та негативних температур.

Задача огляду ПЛ, це отримання кількісних показників швидкості втрат міцності (механічної) компонентів ПЛ, без випадкових пошкоджень і виробничих дефектів, на основі яких виконується аналіз технічного стану повітряної лінії в момент огляду та оцінки остаточної міцності компонентів.

Щоб оцінити надійність повітряної лінії в залежності від терміну її служби, слід використовувати інформацію про відмову (кількість відмов на 100 км лінії в рік). Залежність параметрів відмов від часу дозволяє умовно розділити на чотири види основних періодів експлуатації:

- перший період характеризує період роботи повітряної лінії, це усунення різних дефектів, після чого падає кількість відмов;
- другий період – потік відмов ПЛ наростає;
- третій період – потік відмови ПЛ стабілізується в середині, і входить в режим нормальної експлуатації;
- четвертий період експлуатації ПЛ настає після часу, коли ПЛ експлуатується в режимі прогресуючого старіння.

2.1.1 Візуальне дослідження

При проведенні візуальних обстежень для підтвердження результатів використовується фотографування об'єктів та окремих фрагментів з наявністю даних і часу.

Непряма оцінка наявності дефектів ПЛ, зокрема, виявлення місць перекриття, пошкодження ізоляторів, проводів, арматур тощо може бути виконана за інтенсивності корони або поверхневих частинних розрядів. Для визначення інтенсивності корони слід застосовувати оптичний спосіб реєстрації розрядних процесів, який найбільш чутливий і перешкодостійкий.

Для візуальних оглядів слід використовувати наступні прилади:

- універсальні засоби виміру (штангенциркулі, лінійки, глибиномери, мікрометри та ін.);
- біноклі;
- тепловізори;
- товщиномери;
- висотомери (для вимірювання висоти від землі до провода);
- засоби для вимірювання твердості (міцності) бетону.

Металеві опори

При оцінці технічного стану опору необхідно виявити і зафіксувати місце знаходження деформованих елементів та їх відсутність на опорі, в тому числі болтів, гайок і шайб. По технічній документації (проект, паспорт) слід встановити вид антикорозійного покриття. Слід оцінити стан антикорозійного покриття - остаточну товщину, цілісність, адгезію до основного металу. Слід оцінити потенційну небезпеку вражаючих факторів, близькість, інтенсивність розвитку: ярів, зсувів, окремих дерев, які можуть впасти на проводи та ін, перевірити наявність і визначити технічний стан спеціальних захисних конструкцій, передбачених проектом: захист від льодоходу, шпунтових огорожень та ін. Необхідно обстежити опорні вузли на предмет виявлення щілинної корозії.

Корозія елементів опори

Зниження міцності металевих опор має оцінюватися за сумою корозії, визначається на скільки зменшилася товщина сталевих елементів, з яких виготовлена складова опори. Вимірювання корозії сталевих опор і різних компонентів ПЛ доцільно виконувати вибірково.

Найбільш доцільно для вимірювання корозійних втрат сталевих елементів використовувати ультразвукові товщинометри. Остаточна товщина елементів, які досліджуються, може бути визначена за допомогою мікрометрів або індикаторів переміщення часового типу універсального призначення. Вимірювання товщини стінки сталевих елементів повинно вироблятися на очищених з двох сторін від продуктів корозії ділянок цього елемента (рисунок 2.1).

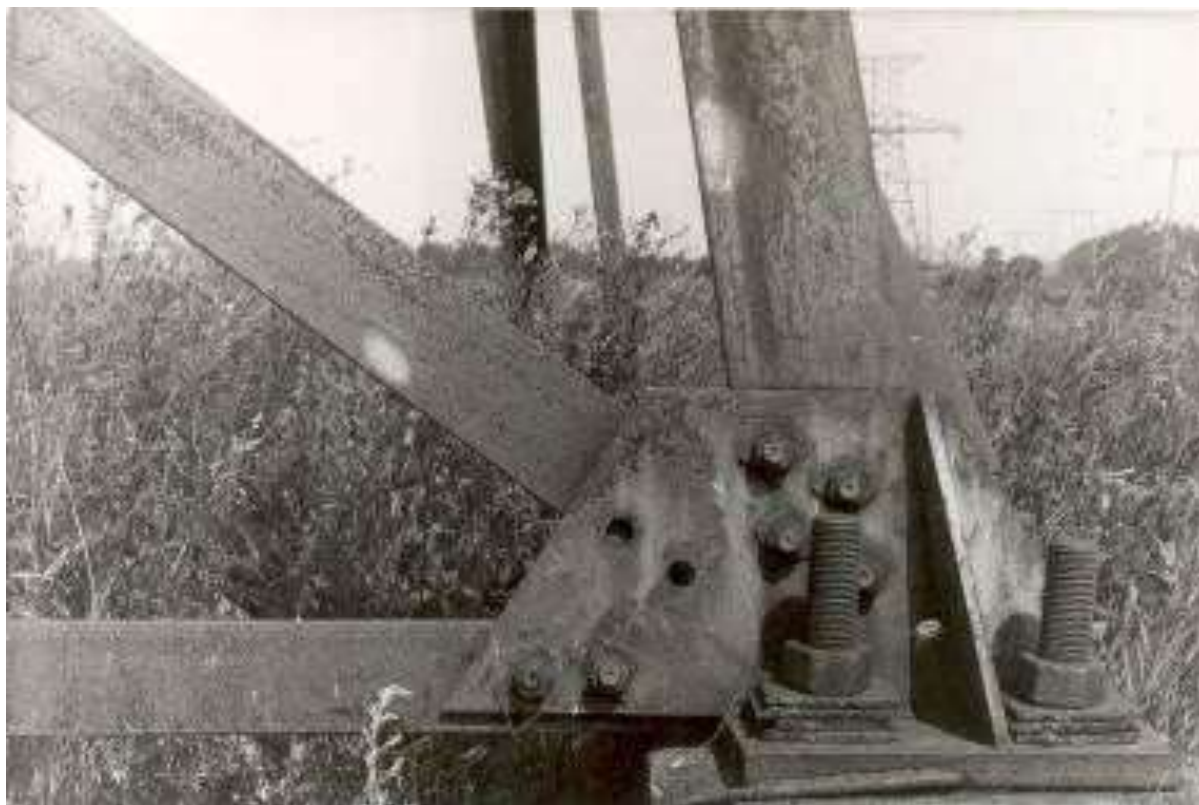


Рисунок 2.1 – Зачищена пляма для вимірювання корозійних втрат товщини

На зачищеній ділянці повинно проводитися 8-10 вимірювань товщини стінки елемента за загальної корозії та 20-30 вимірювань за наявності виразкової корозії. При отриманні перших результатів обстежень, насамперед потрібно опрацювати величини, отримані методом вимірювань, корозійних втрат сталевих конструкцій та з'ясувати характер корозії (загальної, виразкової або тієї чи іншої).

Результати польових вимірювань корозійних втрат повинні оперативно опрацьовуватись, щоб переконатися в отриманих результатах та придатності їх для подальшої статистичної обробки та використання при математичному моделюванні втрат міцності опор.

Фундамент опор

Найпопулярнішою конструкцією фундаментів для повітряних ліній, як анкерних, і проміжних, є грибоподібні фундаменти (рисунок 2.2). У ряді

випадків на ПЛ застосовуються фундаменти з монолітного бетону або залізобетону, а також пальові фундаменти із залізобетонних паль і, нарешті, сталеві фундаменти зварної конструкції або із сталевих паль.

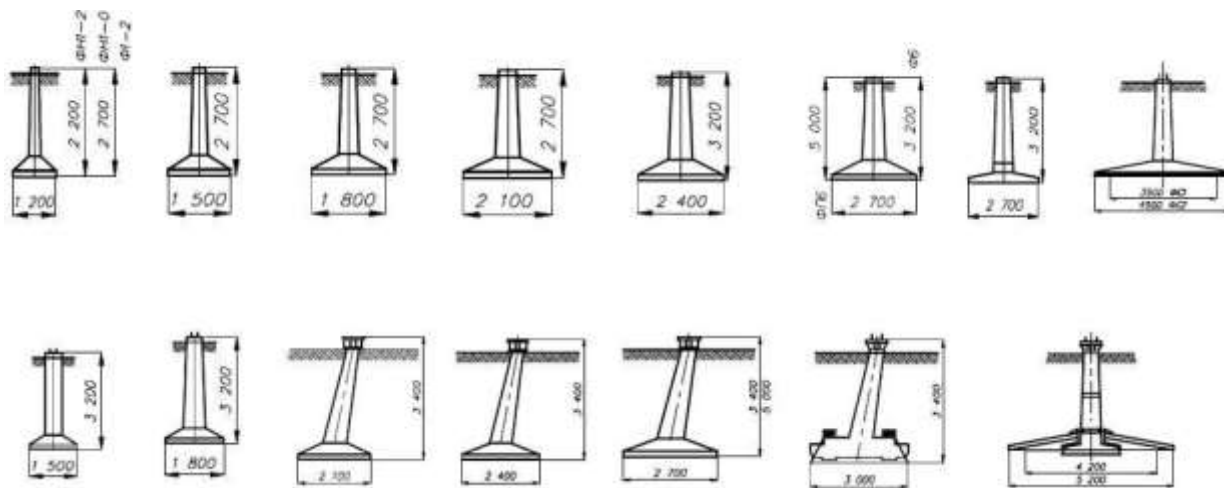


Рисунок 2.2 – Грибоподібні залізобетонні фундаменти для опор ПЛ 35-500 кВ

Корозії, ерозії та механічні пошкодження більшою мірою схильні до частини фундаменту, що виступають над поверхнею землі. Пошкодження фундаментів у вигляді тріщин пов'язане з впливом вологи та температурних змін у перехідні осінньо-зимові, зимово-весняні періоди та з випадковим механічним пошкодженням під час монтажу опор. Найчастіше дані пошкодження виявляються під час візуального обстеження ПЛ. Але повне обстеження всіх фундаментів, що знаходяться в експлуатації, дуже складно виконати. При визначенні стану забивних паль слід виявити та зафіксувати тріщини, сколи, руйнування внаслідок ерозії, випуклість, перевірити збереження передбаченого проектом антикорозійного покриття.

У ході оглядів металевих фундаментів необхідно оцінити рівень та інтенсивність корозійного руйнування конструкції, перевірити збереження передбаченого проектом антикорозійного покриття, відсутність тріщин у зварних швах.

Через погану якість бетону (низьку щільність), відбувається зношення монолітних фундаментів (залізобетонних). Виходячи з цього, волога потрапляє

крізь бетон до самої арматури. При корозії арматури утворюється ржавіння (окис заліза), об'єм який призводить до розриву бетону, через те, що об'єм ржавіння в кілька разів перевищує обсяг самої сталі (арматури).

Пошкодження залізобетонних опор з оголенням поздовжньої та поперечної арматури відбуваються, як правило, при будівництві ПЛ. Усі пошкодження фундаментів опор повинні усуватися службами експлуатації ПЛ під час капітальних ремонтів. Дефекти фундаментів, як правило, відбуваються через недотримання правил виконання робіт, різних помилок, допущених при виготовленні та встановленні конструкцій, помилок проектування, низької якості матеріалів, не відповідність марки бетону за міцністю, водонепроникністю та морозостійкістю умов експлуатації, неправильний вибір виду антикорозійного захисту.

Найпоширенішими дефектами, що впливають на працездатність та експлуатаційну придатність конструкції залізобетонних фундаментів всіх типів є:

- відхилення від проектного положення конструкцій та їх елементів;
- відсутність передбачених проектом елементів фундаментів;
- відхилення геометричних розмірів від проектних;
- тріщини, сколи, пошкодження бетону при зануренні паль;
- неточне припасування елементів у вузлах сполучення, розцентрування фундаментів з опорою;
- відсутність окремих кріпильних елементів;
- дефекти антикорозійного захисту;
- дефекти технології виготовлення підніжників.

Процеси корозійного руйнування та втрати несучої здатності фундаментів ПЛ практично неможливо спрогнозувати та змодельовати. Оцінюючи технічного стану фундаментів опор необхідно проводити повне обстеження фундаментів всіх опор уздовж траси ПЛ. Також корозійному зношуванню піддаються анкерні плити з металевими U-подібними «вушками», до яких кріпляться подовжені U-подібні болти, що встановлюються в копані котловани для кріплення відтяжок

опор. Для оцінки технічного стану металевих U-подібних болтів застосовується трудомісткий метод огляду із вибіркоvim відкриттям котлованів. Сьогодні не розроблено достовірних методів дистанційного контролю таких дефектів. Слід брати до уваги те, що для окремих опор можуть виникати локальні ситуації, коли підземна корозія активно прогресує під дією несприятливих факторів: середня та висока агресивність ґрунтів до сталі, наявність плавки ожеледиці та блукаючі струми. Кількість обстежених деталей анкерних плит та U-подібних болтів опор, розкритих на різних ділянках ПЛ, має бути не менше трьох на кожному 100 км ПЛ.

Тросові відтяжки металевих опор

При обстеженні технічного стану сталевих канатів відтяжок необхідно оцінювати їхню залишкову міцність та їх натяг. Оціночні дані про стан тросів відтяжок слід отримувати шляхом лабораторних випробувань зразків довжиною 0,5 м, взятих із випусків тросів із клинових затискачів. Для отримання повноцінних даних про темпи зниження механічної міцності тросів відтяжок опор необхідно провести механічні випробування на розрив зразків відтяжок, що повністю демонтовані з опори. При однорідній атмосфері вздовж траси ПЛ достатньо провести лабораторні випробування одного троса відтяжки.

Залізобетонні опори

Вимірювання корозії металевих складових залізобетонних опор потрібно проводити за методикою, описаною вище. Висновок стану залізобетонних опор, як правило, оцінює за обраними опорами, які потрібно вибрати при візуальному огляді. Для обстеження щонайменше 3% опор досліджуваного типу, змонтованих ПЛ.

При огляді опор виявляються дефектні стійки, що мають різні тріщини, відколи бетону до самої арматури, наскрізні отвори, стійки з неприпустимим поздовжнім (поперечним) відхиленням), відсутніми або пошкодженими (деформованими) елементами конструкцій.

При огляді опор виявляються дефектні стійки, що мають різні тріщини, сколи бетону до самої арматури, наскрізні отвори.

Основний спосіб запису та документування дефектів залізобетонних опор у вигляді локальних пошкоджень, поперечних та поздовжніх тріщин бетонних стійок, це фотозйомка. Додатково до цього, поруч із стійкою необхідно встановити рейку з поділками для вимірювання. Це дозволяє визначити розмір дефектів стійок та опор комп'ютерної обробки фотографій. Разом з інвентаризацією бетонних стійок з їх характерними дефектами для перевірки механічних характеристик бетону використовувати один з відомих способів. Якщо кількість стійок з тріщинами має понад 30%, то вибір обстежуваних опор слід збільшити до 10%. Якщо ж у свою чергу, з вибраних опор (10%) кількість дефектних стійок складе більше 10%, необхідно провести 100% обстеження. При дотриманні таких правил отримані результати будуть надійними для математичного моделювання старіння опор.

2.1.2 Проводи та грозозахисні троси

Провід фаз ПЛ і грозозахисні троси піддаються механічному та корозійному зносу, статичним та динамічним навантаженням. У процесі польових обстежень повинні уточнюватися місця, де слід демонтувати з ПЛ зразки дротів та грозозахисних тросів для проведення лабораторних випробувань. Аналіз технічного стану проводів та грозотросів, проведений за результатами прямих випробувань зразків, демонтованих з ПЛ після тривалого періоду експлуатації, дає з високою точністю об'єктивні дані, які неможливо отримати шляхом інструментальних вимірювань корозійних втрат.

Повинні проводитися два види лабораторних випробувань проводів на розтяг до розриву:

- на відносно коротких зразках дроту (троса) завдовжки близько 0,5 м;
- на довгих зразках завдовжки не менше ніж 10 м.

Зразки доцільно взяти із шлейфу анкерної опори, відновивши з'єднання напівшлейфів спіральним затискачем. Якщо в шлейфі зразок достатньої довжини взяти не вдається, для визначення залишкового перерізу проводів і тросів слід використовувати неруйнівні методи. При випробуваннях коротких

зразків (довжиною близько 0,5 м) дроти (троса) повинні розбиратися на окремі дроти по повивах і кожен дріт повинен випробовуватися на розтяг до розриву. Якщо траса ПЛ проходить у районах з локальними промисловими чи природними забрудненнями атмосфери (солончаки), то зразки дроту та грозозахисного тросу мають бути отримані з кожної з локальних ділянок ПЛ. За результатами обстеження повинні бути отримані точні дані щодо процесів втрати механічної міцності проводів (тросів).

Стан сполучних та шлейфових затискачів контролюється за допомогою тепловізійної техніки. ПЛ має бути навантажена до 50% номінального струму для дроту даного перерізу.

2.1.3 Ізолятори

Оцінка технічного стану гірлянд ізоляторів на обстежуваній лінії повинна здійснюватися на підставі відомостей про щорічний потік відмов підвісних ізоляторів як у підтримуючих, так і в натяжних гірляндах ізоляторів. Такі дані мають утримуватися в експлуатаційній документації. За відсутності такої інформації необхідно провести повне обстеження стану ізоляції ПЛ на даний момент. Систематичний аналіз даних про відмови підвісних ізоляторів на ПЛ дозволяє отримати достовірну інформацію про темпи та закономірності зниження міцності та відмови підвісних ізоляторів у період експлуатації ПЛ. Надійність підвісних ізоляторів знижується зі збільшенням на них середньоексплуатаційних тривалих навантажень.

Надійність роботи підвісних лінійних ізоляторів слід оцінювати на основі «кривої життя», що характеризується кривою з двома зламами. За зламами на кривій життя визначаються характерні періоди життєвого циклу ізолятора. Для ізоляторів крива життя характеризується трьома періодами (рис. 2.3):

- період приєднання - рівні відмов ізоляторів у часі знижуються;
- період нормальної роботи - рівні відмов ізоляторів залишаються постійними в часі;
- період зношення - рівні відмов ізоляторів зростають у часі.

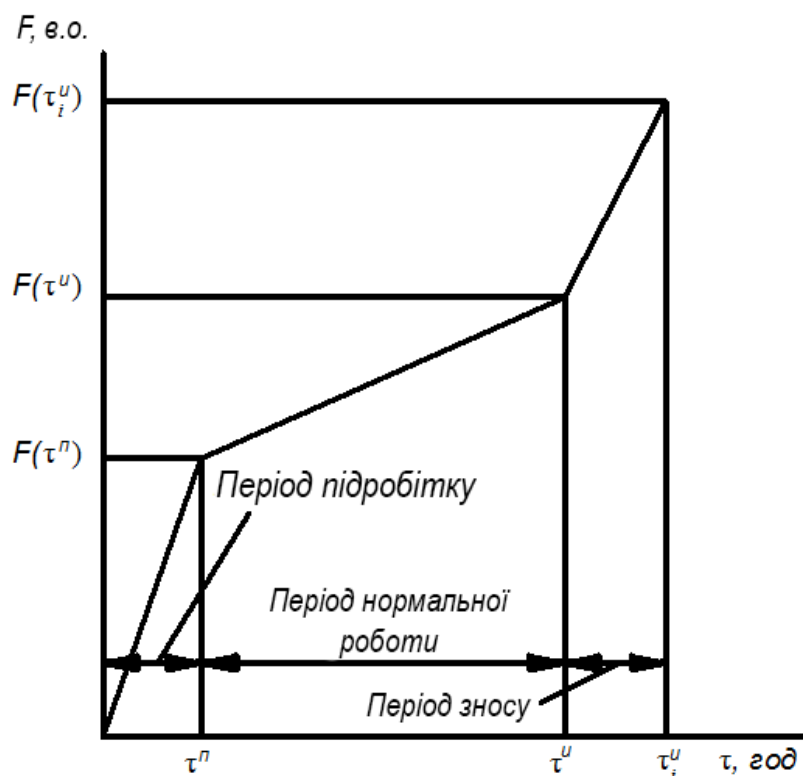


Рисунок 2.3 – Імовірність відмов ізоляторів від терміну експлуатації (крива життя)

Поряд із процесами старіння підвісних ізоляторів, що характеризуються зниженням механічної міцності та підвищеним виходом з ладу за діелектричними показниками, відомі випадки руйнування стрижнів ізоляторів. Для руйнування стрижня ізоляторів у гірляндах характерно початок руйнування поперечного перерізу стрижня та утворення мікротріщини в місці концентрації напруги в перехідному перерізі від стрижня до товчач ізолятора.

При тривалому впливі знакозмінних навантажень (рисунки 2.4 та 2.5) процес руйнування поширюється від краю перерізу (верхня частина) до центру. Такі навантаження у стрижні виникають при коливаннях гірлянди ізоляторів. Верхня частина перерізу руйнується протягом тривалого часу, про що свідчить іржа, що утворюється. Нижня частина перерізу стрижня, зруйнованого під дією навантажень, що розтягують, є залишковим перерізом стрижня. Цей перетин зазвичай має вигляд свіжого зламу і не має слідів наклепу.

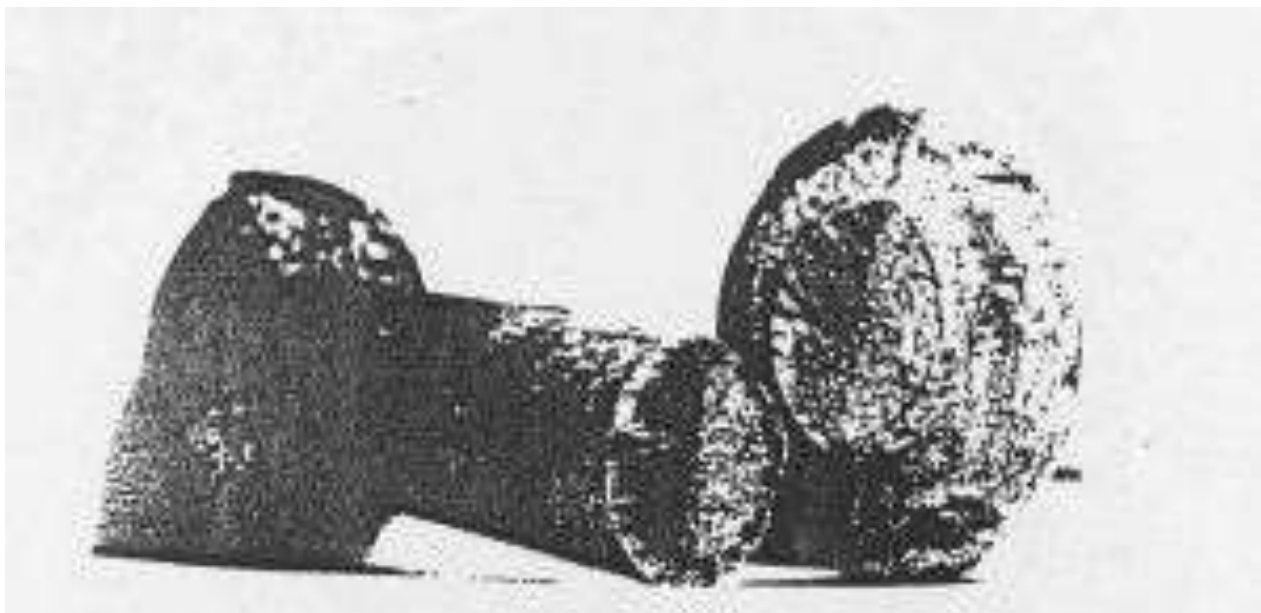


Рисунок 2.4 – Стрижень ізолятора ПС6-А, зруйнований за впливу коливань

Для отримання необхідної інформації про можливе зниження міцності гірлянд ізоляторів, які тривалий час експлуатувалися на ПЛ, необхідно проведення лабораторних випробувань ізоляторів (з натяжних та підвісних гірлянд ізоляторів). Обстеження гірлянд ізоляторів проводяться з виділенням груп ізоляторів – фарфорових, скляних та полімерних.

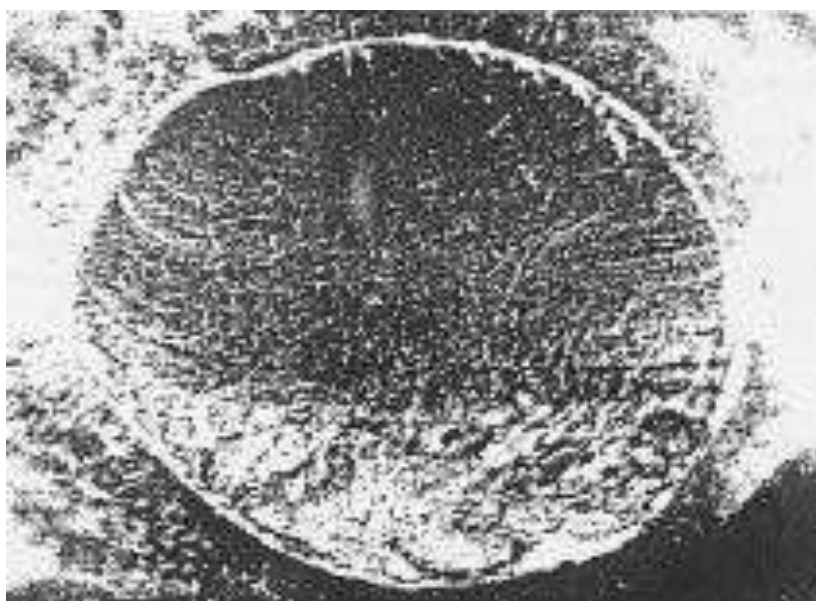


Рисунок 2.5 – Характерна картина втомного зламу стрижня ізолятора

Порцелянові ізолятори

Обстеження підвісних фарфорових ізоляторів повинно включати:

- вимірювання величини падіння напруги на ізоляторах в гірлянді за допомогою діелектричної штанги - виявлення "нульових" ізоляторів. Виявлення "нульових" ізоляторів у гірляндах необхідно виконати не менше ніж 10% гірлянд ізоляторів, встановлених на ПЛ;

- лабораторні випробування на залишкову механічну та електричну міцність демонтованих з ПЛ гірлянд ізоляторів. Величина вибірки демонтованих гірлянд ізоляторів має становити:

- одна підтримуюча гірлянда на 10 км ПЛ;

- одна натяжна гірлянда на 20 км ПЛ;

- огляд на наявність замків.

Скляні ізолятори

Обстеження скляних підвісних ізоляторів має включати:

- огляд усіх гірлянд ізоляторів на ПЛ;

- реєстрацію числа тарілчастих ізоляторів, що обсіпалися, в натяжних і підтримуючих гірляндах.

При тотальному обстеженні опор ПЛ з проведенням фотореєстрації може бути виконаний підрахунок кількості скляних тарілчастих ізоляторів гірлянди, що обсіпалися.

Полімерні ізолятори

Технічний стан полімерних ізоляторів може бути оцінений при їхньому дистанційному обстеженні на діючій лінії за допомогою тепловізорів, електронно-оптичних приладів, а також шляхом фотореєстрації. Полімерні ізолятори повинні бути оглянуті на наявність слідів дуги (на кремнійорганічних спідницях та захисних екранах), для оцінки стану поверхні ізолятора (забруднення) та антикорозійного покриття металевих частин. Надійні дані про технічний стан полімерних ізоляторів можуть бути отримані шляхом проведення лабораторних вантажно-розвантажувальних випробувань ізоляторів, демонтованих з ПЛ.

2.1.4 Лінійна арматура

Як правило, пошкодження зчіпної арматури пов'язані з вібрацією та танцем. Пошкодження лінійної арматури в процесі експлуатації ПЛ можуть мати накопичувальний характер і виявлятися після досить тривалої експлуатації ПЛ. У деяких випадках процеси зношування елементів лінійної арматури можуть протікати інтенсивно і стають постійним джерелом відмов ПЛ. Обстеження лінійної арматури слід проводити в лабораторних умовах на демонтованих з ПЛ у повному комплекті підтримуючих та натяжних гірляндах ізоляторів, вибірка яких повинна включати:

- одну підтримуючу гірлянду з арматурою на 10 км ПЛ;
- одну натяжну гірлянду з арматурою на 20 км ПЛ.

Оцінюючи стану лінійної арматури слід переконатися у відсутності тріщин, стирань, раковин, пошкодження антикорозійного покриття.

2.2 Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередачі

Для своєчасного усунення несправностей та вживання превентивних заходів, на ПЛ виконуються щорічні огляди ПЛ, діагностика елементів, моніторинг у пожежонебезпечний, грозовий та в період льодоутворення.

При відключенні ПЛ, як з успішним АПВ, так і з неуспішним, виконуються огляди ПЛ, у яких визначається місце та обсяги пошкоджень. Одним із вирішальних факторів огляду є час виявлення. Заміна частини позачергових оглядів, у тому числі після аварійних відключень ПЛ, на огляд із застосуванням безпілотних літальних апаратів (БПЛА) дозволять скоротити час виявлення причин відключення ПЛ за допомогою визначення та оцінки сукупності даних, отриманих від фото-, відео-, тепловізійної техніки, встановленою на БПЛА, у зв'язку з чим моніторинг повітряних ліній засобами БПЛА є актуальним завданням.

Завдання, що виконуються з моніторингу ПЛ є:

а) проведення щорічних періодичних оглядів стану трас ПЛ з метою виявлення наступних видів порушень:

- наявність в охоронній зоні ПЛ складованих матеріалів;
- пожежі;
- наявність на просіки дерев, що створюють небезпеку падіння або розростання на ПЛ;
- маленька ширина просіки по ПЛ;
- наявність під лінією рослинності вище 4 м;
- наявність чагарників або дерев на землі, призначеній для опори;
- виконання неузгоджених робіт в охоронній зоні ПЛ;
- неузгоджене будівництво та облаштування різних об'єктів;
- несправний стан або зовсім, відсутність захисту основи опори від різних факторів (розмивання, льодоходу, пісковидування);
- несправні дороги, містки тощо;
- відсутність, несправність загороджувальних вогнів у місцях перетину з автомобільними дорогами;
- відсутність або несправність відбійних тумб;
- відсутність сходів для підйому фундамент перехідних опор ПЛ, через водні перепони;
- відсутність деталей на металевих опорах;
- підтоплення в охоронній зоні ПЛ;
- наявність на опорах сторонніх предметів (пташиних гнізд);
- наявність обривів, накидів фазних проводів або грозозахисного троса;
- наявність оплавлення або спучування верхнього повива, перегорілих дротів, перекриття - зміна стріл провисання, відстані між фазами до неприпустимих значень;
- повне руйнування ізолятора;
- корозія проводів та тросів;
- скол частини тарілок ізолятора;
- пошкодження проводів та тросів у затискачів та іншої арматури;

- сліди перекриття гірлянд та окремих ізоляторів;
- відсутність гасників вібрації або їх зміщення від місця встановлення;
- не правильне встановлення затискачів або з'єднань, сліди перегрівання контактів затискача;
- наближення петлі до елементів опор, значна вигнутість петлі;
- відсутність скоб, що прикріплюють заземлювальні спуски до опори;
- неправильне встановлення розрядника або усунення розрядника від проектного положення;

- інші дефекти трубчастих розрядників, що викликають підвищений нагрів.

б) виконання позачергових оглядів при відключеннях ПЛ (у тому числі з успішним АПВ) для оперативного визначення місць та обсягів пошкоджень, крім планового щорічного огляду, організовується додатковий моніторинг у пожежонебезпечний період, грозовий період та у період льодоутворення. Враховуючи високу довжину трас ПЛ, що проходять у важкодоступних місцях, застосування комплексів БПЛА є цілком ефективним.

Аналіз світових трендів свідчить про те, що сфера застосування БПЛА для виконання функцій повітряного моніторингу в різних галузях господарства постійно розширюється. У тому числі, на ринку починають формуватися пропозиції щодо обстеження лінійної частини повітряних ЛЕП за допомогою Комплексів БПЛА різних типів. Для обстеження повітряних ЛЕП застосовуються БПЛА літакового типу та мультироторні БПЛА вертолітного типу (коптери). БПЛА літакового типу працюють у діапазоні швидкостей від 60 до 120 км/год і можуть оснащуватися електричними двигунами (ЕД), а також двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ).

ЕД забезпечують більш високу стійкість до відмови, ніж ДВС, але при цьому, БПЛА з ЕД мають меншу тривалість польоту:

- БПЛА літакового типу з ЕД, працює 2 - 6 год,
- БПЛА літакового типу з ДВЗ, працює 6 - 12 год.

Але висока тривалість польоту БПЛА з ДВЗ не може бути ефективно використана, оскільки існують проблеми з дальністю радіозв'язку з бортом

БПЛА (80 - 90 км в умовах прямої радіовидимості). Безпечна висота польоту БПЛА літака складає 250 м над рівнем поверхні.

БПЛА вертолітного типу (коптери) можуть працювати в режимі зависання та наближатися до об'єкта обстеження ближче, ніж літаки (деякі види зйомки в ручному режимі управління можуть бути виконані з відстані 5 м). Головний недолік коптера - це невисока тривалість польоту, що становить трохи більше 1 години. Горизонтальне переміщення коптера на швидкостях понад 15 км/год призводить до додаткових витрат енергії та суттєво зменшує тривалість польоту. Таким чином, радіус застосування коптерів знаходиться в межах 15 км. Ефективне застосування можливе в радіусі не більше 1 км, оскільки необхідно мати достатній запас часу для виконання зйомки віддаленого об'єкта.

Основною передумовою для застосування БПЛА будь-яких типів як засіб повітряного моніторингу ЛЕП є можливість інтегрувати з БПЛА різні види апаратури корисного навантаження (ПН), до яких відносяться:

- гіростабілізовані відеокамери з можливістю передачі зображення в режимі онлайн (дозволяють отримувати інформацію з високою оперативністю, але мають недостатню роздільну здатність, для дешифрування більшості порушень, мають обмежений радіус застосування (30 км в умовах прямої радіовидимості);

- фотоапарати для виконання аерофотозйомки (мають роздільну здатність, як мінімум на порядок вище, ніж у відеокамер, можуть бути використані для дешифрування більшості порушень елементів повітряних ЛЕП (крім дефектів, які в принципі не можуть бути виявлені у видимій частині спектрального діапазону), інформація записується на борту та може бути переглянута тільки після посадки БПЛА);

- тепловізори (дозволяють отримувати дані про температуру обстежуваних об'єктів та можуть бути використані для виявлення місць підвищеного нагріву, що свідчить про несправність обладнання). Всі застосовувані на БПЛА тепловізори мають хороші показники чутливості, але, при цьому, мають невисокий дозвіл матриці, що унеможлиблює їх застосування для дешифрування більшості порушень при використанні на БПЛА літакового типу;

- ультрафіолетові камери (дозволяють отримувати дані про наявність поверхневої розрядної активності або коронних розрядів, що свідчать про порушення цілісності або забруднення ізоляторів, пошкодження грозозахисного троса тощо). На сьогоднішній день, немає ультрафіолетових камер для установки на БПЛА літакового типу. Обстеження УФ камерами за допомогою коптерів можуть бути ефективними в окремих випадках.

Електричні рухові установки (ЕД) менш вибагливі, не вимагають спеціального обслуговування та набагато надійніші, ніж установки з двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ). Головною перевагою БПЛА обладнаного ДВЗ є висока тривалість польоту і більша вага корисного навантаження, що перевозиться. Але слід враховувати, що збільшення тривалості польоту під час використання стандартних каналів зв'язку з БПЛА не дасть позитивного ефекту. Максимальне видалення буде обмежено максимальною дальністю прямого радіозв'язку з бортом БПЛА. Дальність прямого радіозв'язку залежить від особливостей рельєфу місцевості і вбирається у 80-90 км. Це означає, що з однієї точки старту можна обстежити не більше 180 км (по 90 км в кожную сторону від точки старту). БПЛА з ЕД, налаштований під політ з крейсерською швидкістю 100 км/год, зможе виконати такий обліт менш ніж за 4 години. Ефективне використання можливостей БПЛА з ДВЗ можливе при використанні GSM модемів у зонах робіт з покриттям стільниковим зв'язком або з використанням супутникових ліній зв'язку для передачі команд та телеметрії (дороге рішення).

Висновок до розділу 2

Потреба у збільшенні енергії змушує енергосистеми використовувати ПЛ на межі їхніх фізичних можливостей, а інтереси безпеки та ефективності мають величезне значення для операторів, яким важливо знати, які процеси відбуваються вздовж повітряної траси (локальне нагрівання, критичне розгойдування проводів, критичне провисання, зледеніння). Системи моніторингу повітряних ЛЕП забезпечують додаткові функції, дозволяючи підвищити ефективність передачі електроенергії та зменшити втрати. Моніторинг не тільки забезпечує підвищення надійності транспорту

електроенергії, а й сприяє зменшенню витрат на обслуговування ліній електропередачі за рахунок оперативніших і точніших даних при локалізації аварійних сегментів, а також прогнозування проблемних ситуацій на трасі. Використання перспективних систем моніторингу повітряних електромереж останнім часом стало особливо актуальним в Україні, оскільки, по-перше, суттєво зросла вартість збитків при великих аваріях, а по-друге — у зв'язку із зменшенням надійності енергосистем унаслідок сильного зносу як використовуваного обладнання, так і провідних ліній.

3 СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛЕП

Втрати енергії під час передачі через повітряні лінії електропередавання зазвичай досить високі. Потужність втрачається як у обладнанні, що забезпечує перетворення енергії, так і на лініях. Втрати електроенергії у проводах залежать від сили струму, тому при передачі її на далекі відстані напруга підвищують за допомогою трансформаторів, у стільки ж разів зменшуючи силу струму, що при передачі тієї ж потужності дозволяє значно знизити втрати. Проте зі зростанням напруги починають відбуватися різні розрядні явища, які також роблять свій внесок у втрати. Встановлене на вузлових станціях для перерозподілу електроенергії обладнання дозволяє контролювати потоки енергії та їх параметри, а також оцінювати втрати та якість електроенергії.

3.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях

Можна виділити такі типи втрат у повітряних ЛЕП:

- неминучі втрати за рахунок омичного опору проводів;
- втрати на електромагнітне випромінювання;
- втрати при виникненні коронного розряду на проводах та ізоляторах;
- втрати при виникненні резонансних явищ у проводі при неузгодженні з навантаженням;
- витоки струму за рахунок порушення ізоляції;
- витік струму при міжфазних коротких замикання та замиканні на землю.

Наявність несприятливих погодних умов (дощ, сніг, туман, сильний вітер, ожеледиця) призводить до додаткових втрат, зокрема до виникнення коротких замикань, часткового пошкодження і обриву проводів.

3.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП

При транспортуванні електроенергії через конкретну ЛЕП регламентовані допустимі струмові навантаження. При цьому використовуються граничні значення струму, що визначають провисання проводів вище критичного. Ці дані

взяті для екстремальних умов, які більш ніж в 90% часу експлуатації ЛЕП не зустрічаються. Отже, є ресурс пропускання великих потужностей без порушення регламенту. Тобто можна передавати додаткову потужність (15-30%) майже в 90% часу експлуатації. Наявність системи моніторингу дозволяє без зменшення регламенту надійності використовувати цей додатковий ресурс. Для цього необхідно контролювати рівень струму і температуру проводів по всій трасі і відповідно до реального стану лінії динамічно регулювати рівень потужності, що передається (рис. 3.1).

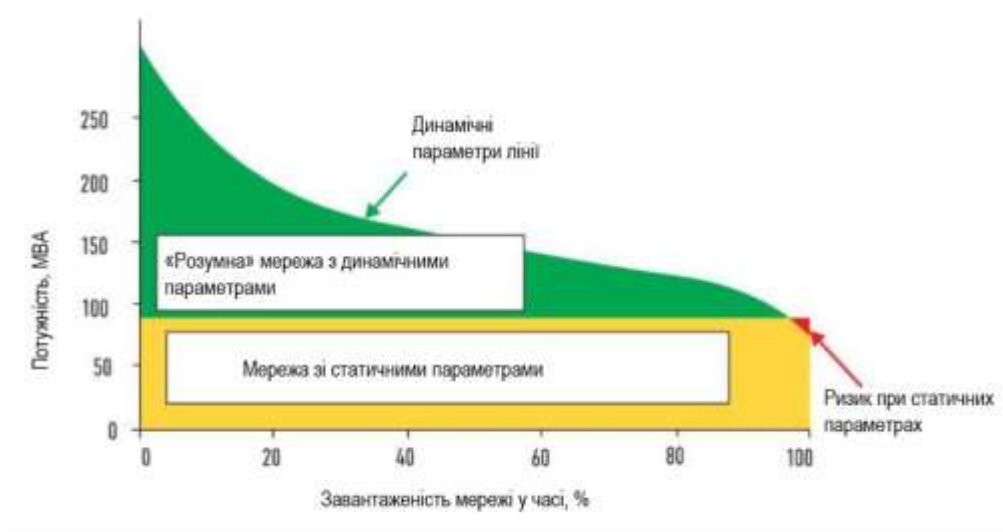


Рисунок 3.1 – Ефективність передавання енергії в ЛЕП зі статичними та динамічними параметрами

3.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ЛЕП

Телеметричний контроль параметрів проводів ЛЕП було вперше запропоновано понад 40 років тому. Першим контрольованим параметром за допомогою телеметричного радіоканалу став струм в проводі. До цього часу відноситься поява американського патенту Remote measuring system («Системи дистанційного вимірювання струму в проводі з передачею вимірюваного значення по радіоканалу»). У запропонованому рішенні використовувалося живлення пристрою вимірювання індукційного трансформатора за рахунок

струму, що протікає в проводі. Він вимірювався через трансформаторний датчик струму. Сигнал модулював мережевий ланцюг лампового передавача (рис. 3.2).

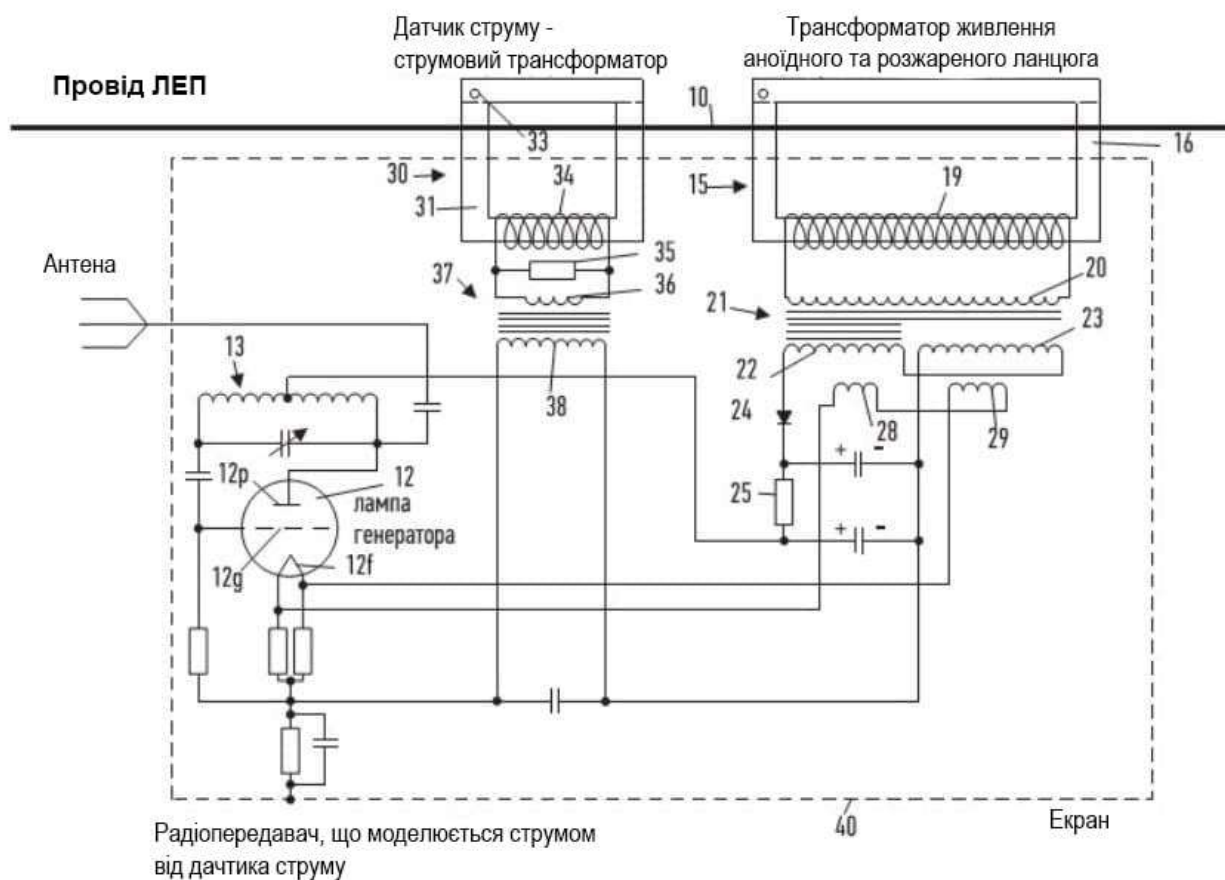


Рисунок 3.2. - Схема дистанційного вимірювача струму із радіоканалом

Як видно на рисунку, у вимірнику струму використовувалися вимірювальний та струмовий трансформатори для живлення лампової схеми (ланцюг анода та розжарення). Передавач виконаний на одноламповому каскаді. Використовується АМ ВЧ-сигналу за допомогою модуляції мережевого струму генератора передавача. Пізніше з'явився патент, у якому вже використовувалася транзисторна елементна база: System for transmitting to assemble point a signal that varies as function of the current flow in a high voltage conductor (Pat. № 3,428,896 від 1966 р.). В останні 15 років завдяки розвитку інформаційних технологій стала можлива комерційна реалізація систем моніторингу проводів ЛЕП.

3.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж

В даний час у всьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що забезпечують системного оператора докладною інформацією про стан повітряних кабельних мереж електропостачання. Система моніторингу складається із мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Вимірювальні блоки розподілені вздовж траси ЛЕП і монтуються на опорах або безпосередньо на високовольтних дротах. На рис. 4.3 показано структуру системи моніторингу пропускної спроможності проводів ЛЕП.



Рисунок 3.3 – Система моніторингу проводів ЛЕП

Диспетчерські пункти розташовані у вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час у них, як правило, використовуються системи SCADA, що забезпечують обробку та інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних (рис. 3.4). У вимірювальний блок входять такі основні компоненти:

- група датчиків вимірювання основних поточних параметрів провідної лінії;
- процесорний модуль для обробки виміряних даних;
- система передачі;
- модуль автономного живлення.

Залежно від функціонального призначення в системах моніторингу можуть використовуватись різні типи датчиків:

- для вимірювання струму у дроті;
- температури дроту у прольоті;
- механічної напруги дроту в точках підвісу (тензодатчики);
- для вимірювання згасання в оптичних волокнах грозотроса або фазного дроту;
- для вимірювання критичних стріл провисання;
- кліматичних умов (метеостанція);
- вібраційних характеристик дротів (акселерометри).

Вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Рогівського.

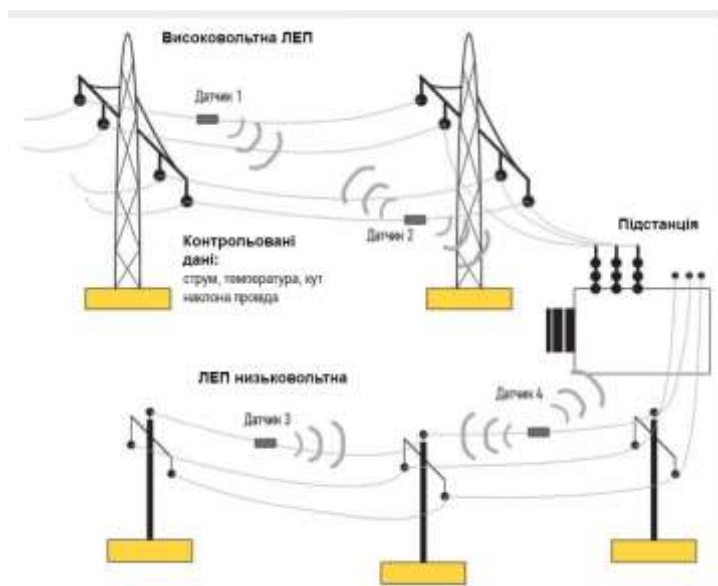


Рисунок 3.4 – Структура вимірювального блока та центра моніторингу

3.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків

В даний час для живлення вимірювальних блоків систем моніторингу повітряних ліній (ПЛ) використовується два варіанти. Для вимірювальних систем, що розміщуються на щоглах опор ЛЕП, як правило, використовуються акумуляторні батареї, що заряджаються від сонячних батарей. Для

вимірювальних модулів, що монтуються безпосередньо на проводах ЛЕП, живлення проводиться від струмового трансформатора.

Струмовий трансформатор перетворює енергію безпосередньо з проводу ЛЕП. Як джерело збудження (первинна обмотка трансформатора) використовується струмонесучий провід ЛЕП. Вторинна обмотка трансформатора - тороїдальна котушка з феромагнітним сердечником. Модуль індукційного джерела живлення складається з струмового трансформатора, випрямляча, акумулятора енергії (іоністора) та перетворювача напруги, який забезпечує роботу всіх цифрових та аналогових вузлів вимірювача.

3.4.2 Канал передачі даних

В даний час для передачі даних в системах моніторингу ПЛ в основному використовуються бездротові канали зв'язку - це GSM-або ISM-радіо-модеми, що працюють на частотах 434, 868 МГц і 2,4 ГГц.

GSM-модеми вже понад десять років використовуються на ринку засобів АСУ ТП, у тому числі для передачі даних у системах моніторингу. У перших моделях можливості були обмежені передачею SMS-повідомлень та даних у аналоговому режимі. Робота таких пристроїв в режимі аналогового модему забезпечує швидкість передачі даних всього 9,5 кбод, а оплата проводиться відповідно до часу знаходження в мережі. Система GPRS реалізує пакетну комутацію протягом усього каналу зв'язку, істотно оптимізуючи послуги передачі у мережах стандарту GSM. Вона практично миттєво встановлює з'єднання, використовує мережеві ресурси та займає ділянку діапазону частот тільки в моменти фактичної передачі даних, що гарантує надзвичайно ефективне використання доступної смуги частот. GPRS надає послугу багатоточкової передачі між провайдером певної мережі та групою мобільних абонентів з терміналами GPRS. Для GPRS потрібна оплата трафіку, яка нараховується лише за обсяг переданої та прийнятої інформації, а не за час знаходження модему у стані приймання/передачі.

Для передачі даних від модулів вимірювачів на сервер системи моніторингу може бути використана бездротова мережа, створена на основі

радіомодемів xBee компанії Digi. В даний час випускаються трансивери на частоти 868 МГц та 2,4 ГГц. Трансивери забезпечують дальність передачі у прямій видимості до 4 км. На базі мережі трансиверів ZigBee з топологією backbone можна організувати естафетну передачу даних через мережу між вимірниками до сервера даних системи моніторингу. Напрямок передачі в мережі передачі вздовж ЛЕП завжди встановлено у бік сервера. Для підвищення надійності передбачено можливість альтернативного обходу проблемного вузла, що блокує зв'язок по ланцюгу.

3.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі

На ЛЕП постійно впливають погодні умови. Температура, опади, атмосферний тиск, вологість, а також швидкість та напрям вітру є важливими параметрами, вимірювання яких необхідне для моніторингу погодних умов для ЛЕП. Знання поточної погодної ситуації вздовж лінії електропередач дозволяє зменшити кількість відключень енергії. Датчики та системи стеження за погодними умовами повинні розташовуватися вздовж ЛЕП. Енергетичним компаніям потрібні достовірні метеорологічні дані для управління роботою електромереж. Для контролю можуть використовуватися як повні метеорологічні станції, що працюють в автономному режимі, так і набір дистанційних датчиків, змонтованих на опорах.

3.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП

У процесі експлуатації може відбуватися пошкодження та зношення проводів, а також забруднення та пробій ізоляторів. При цьому виникають міжфазні витоки та замикання, а також замикання на землю. Крім того, за рахунок старіння проводів при нагріванні струмом, що протікає, може відбуватися критичне провисання і торкання проводів як землі, так і об'єктів рельєфу. Більшість пошкоджень повітряних ліній становлять короткі замикання та обриви проводів. При цьому визначення місця пошкодження та відновлення пошкоджених ділянок електроліній мережі є найбільш складними та тривалими операціями. Короткі замикання та обриви призводять до значних втрат електроенергії.

Пропускна здатність ПЛ обмежується нагріванням проводів та стійкістю електропередачі. Причому зі збільшенням довжини ліній другий фактор (стійкість) визначає межу потужності, що передається. Провисання дроту, що характеризується стрілою провисання, у прольоті ЛЕП виникає внаслідок подовження дроту при нагріванні і залежить як від температури повітря, так і від нагрівання самого дроту внаслідок протікання струму.

У проектній документації на ЛЕП вказані допустимі параметри стріли провисання для кожного прольоту траси. Стріла провисання може визначатися як за допомогою тензодатчиків, розташованих на опорах у точках підвісу дротів, так і побічно, за даними датчиків акселерометрів вимірювальних модулів, змонтованих безпосередньо на дроті. При цьому також враховуються температури навколишнього повітря та дроти та величина струму через провід. Наявність цих даних дозволяє визначати небезпечні режими експлуатації проводів у прольотах та за необхідності змінювати ресурс допустимого струмового навантаження.

3.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП

Зледеніння також є загрозою для ЛЕП, а сніговий буран може стати важким випробуванням для забезпечення працездатності системи. Ожеледно-морозові відкладення на проводах і тросах ПЛ відбуваються при температурі повітря близько -5°C та швидкості вітру 5–10 м/с. Ожеледиця обумовлює додаткові механічні навантаження на всі елементи ПЛ. При значних ожеледних відкладеннях можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ. Ожеледиця є однією з причин «пляски» проводів, здатної призвести до їх схлещування. Наявність ожеледиці можна визначити при оцінці сукупності даних, отриманих від метеодатчиків, тензодатчиків підвісу та акселерометрів.

3.4.6 Коронний розряд на дротах

Коронний розряд виникає в різко неоднорідних полях, у яких іонізаційні процеси можуть відбуватися у вузькій ділянці поблизу електродів. До таких полів належить і електричне поле проводів повітряних ЛЕП. Ця високочастотна

складова струму корони є джерелом інтенсивного електромагнітного випромінювання з широким спектром частот, що створює перешкоди радіо- та телевізійному прийому. Втрати на корону для ліній різних напруг мають значення (для лінії ПЛ 500 кВ середньорічні втрати на корону становлять близько 9–11 кВт/км). Наявність коронного розряду може визначатися за допомогою спектрального аналізу сукупності струмових сигналів, синхронізованих з часовими мітками GPS.

3.4.7 Вплив гармонік

Однією з основних проблем при транспортуванні електроенергії є вплив найвищих гармонік напруги та струму на елементи систем електропостачання. Несинусоїдні струми в елементах електричної мережі викликають додаткові втрати потужності та електроенергії. Розмір цих втрат залежить від ступеня спотворення синусоїдальності. Основний внесок у втрати вносять 3-я, 5-а та 7-а гармоніки.

Величина додаткових втрат у лінії визначається такими факторами, як гармонічний склад та величина струму вищих гармонік, їх розподіл вздовж траси лінії, опори дротів та тросів. Високий рівень додаткових втрат активної потужності та енергії говорить про наявність резонансних процесів у лініях, що призводить до погіршення якості електроенергії, що передається, і зниження терміну служби електрообладнання мережі.

Аналіз гармонік струму дозволяє виявляти виток та замикання, а також локалізувати їх на рівні сегментів мережі. Виявлення резонансних явищ у топології мережі дозволяє вжити заходів для кращого узгодження з навантаженням та зменшити втрати енергії у мережах під час транспортування.

3.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж ЛЕП

На сьогоднішній день в нашій країні та за кордоном використовується ряд комерційних систем моніторингу повітряних електромереж, орієнтованих на вирішення певних завдань. Розглянемо структури типових систем моніторингу,

які відрізняються як функціональними характеристиками, так і ціною, і навіть способом монтажу на ЛЕП.

3.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1

Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система САТ-1, розроблена 1991 р. американською компанією The Valley Group, Inc. В даний час у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу САТ-1. Система забезпечує моніторинг у реальному часі погодних умов та натягу проводів у точках кріплення до опор. Основний модуль системи монтується на опорі ЛЕП та важить близько 50 кг. Датчики вимірювання натягу проводів є тензодатчиками в корпусі з нержавіючої сталі з отворами кріплення і встановлюються між ізолятором і опорою. Основою тензодатчиків є вимірювальний перетворювач. Основний модуль САТ-1 складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних та кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур довкілля $-40 \dots +60$ °С. Для забезпечення безперервної роботи модуля використовується 12 В акумуляторна батарея, зарядний пристрій і панель сонячної батареї (рис. 3.5).



Рисунок 3.5 – Модуль живлення САТ-1. Вимірювальний модуль монтується на опорі

Незважаючи на простоту вимірювань, система за рахунок використання патентованих алгоритмів аналізу забезпечує виявлення та розрахунок багатьох корисних параметрів ПЛ, наприклад стріли провисання, струмової пропускної спроможності лінії та навіть наявності ожеледиці на проводах. На рис. 3.6 показана структура системи моніторингу CAT-1, виявлення ожеледиці на проводах.

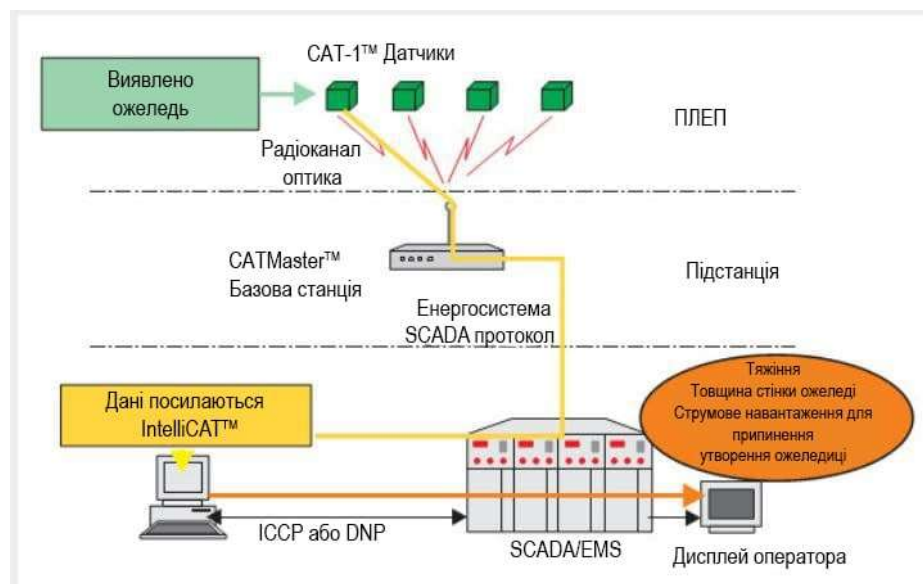


Рисунок 3.6 – Приклад використання системи моніторингу CAT-1 для виявлення ожеледиці на проводах

3.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу

В даний час набула широкого поширення інша концепція реалізації вимірювального модуля для систем моніторингу OTLM (Over head Transmission Line Monitoring), тобто моніторинг пропускної здатності ПЛ. На відміну від системи моніторингу CAT-1, модуль OTLM конструктивно монтується на високовольтний провід. Вимірювання струму в проводі та живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу здійснюється від енергії, що отримується від проводу через струмовий трансформатор. Система OTLM забезпечує в реальному часі вимірювання температури та струму дротів.

На рисунку 3.7 показано загальний вигляд OTLM-модуля, виробленого словенською компанією C&G.



Рисунок 3.7 – Загальний вигляд пристрою OTLM

Основні характеристики вимірювального модуля OTLM:

- діаметр капсули 305 мм; довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;
- діапазон застосування на лініях ЛЕП – до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури проводу $-40 \dots +125^{\circ}\text{C}$;
- діапазон робочих температур $-40 \dots +70^{\circ}\text{C}$;
- точність вимірювання температури до 1°C ;
- канал передачі даних - GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS/GPRS.

Пристрій вимірює струм в проводі та температуру проводу у фіксованих точках. Прилад має кріплення для монтажу безпосередньо на провід. Джерело живлення – вбудований струмовий трансформатор. Отримувана енергія використовується для живлення всього пристрою. Жодних зовнішніх джерел живлення не потрібно. Також у приладі використовується GPS-приймач.

Виміряні значення струму та температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та міток точного часу. Дані вимірювань періодично передаються до диспетчерського пункту, обладнаного системою SCADA, через стандартний IEC-протокол. Дані доступні через веб-браузер.

3.5.3 Осцилографування історії аварій

Реєстрація в ОЗУ з кільцевим записом значень струму в лінії з тимчасовою прив'язкою дозволяє реєструвати в пам'яті передаварійну та післяаварійну історію подій у локальній точці установки вимірювача на проводі. Осцилограми, що містять передісторію та історію аварії тривалістю кілька хвилин, архівуються у ОЗУ великої ємності (FRAM). Ці дані можуть бути передані на сервер диспетчерського пункту або використані системою декількох вимірювальних модулів для аналізу та локалізації аварійної події, наприклад факту короткого замикання або обриву дроту.

3.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП

Лінії електричних мереж з великими струмами замикання на землю характеризуються досить великою довжиною. Методи та засоби ЗМП тут засновані на вимірюванні та запам'ятовуванні параметрів аварійного режиму та обчисленні відстані до місць пошкодження. Обробка результатів вимірювання виконується вже після вимкнення лінії релейним захистом. Одночасна фіксація аварійного сигналу до відключення джерела живлення ЛЕП пристроями контролю струму та напруги у дроті повітряної ЛЕП та спільне оброблення результатів вимірювань пропонованими способами дозволяє швидко і досить просто визначити місце пошкодження. Метод заснований на реєстрації системою синхронізованих від GPS датчиків струму та напруги часу проходження стрибка фазної напруги. Значення тимчасових міток передаються в диспетчерський центр обробки, де визначається сегмент пошкодженої проводової мережі. Аналізується аварійний сигнал, у якому виділяють

одинадцятую гармоніку. Аналіз фазової характеристики вздовж лінії передачі дозволяє локалізувати місце аварії.

3.7 Лазерна картографія ЛЕП

Досягнуті останніми роками технологічні успіхи у вдосконаленні засобів авіаційного дистанційного зондування дозволяють використовувати принципово нові підходи для топографічного моніторингу ЛЕП. За допомогою лазерного аерокартографічного сканування зараз можна отримувати точні карти розташування всіх об'єктів ЛЕП, у тому числі опор та проводів із прив'язкою до 3D-рельєфу місцевості. Топологія рельєфу, стан опор, висота підвісу, становище інших значимих об'єктів у безпосередній близькості від ЛЕП — усе це тепер доступно оператору систем SCADA, поруч із оперативною інформацією стану проводів і кліматичних умов. При лазерному скануванні вздовж траси ЛЕП можна паралельно проводити тепловізійну зйомку (рис. 4.8). Класичними прикладами є виявлення дефектів ізоляції та вимірювання температури проводів при зйомці ЛЕП та термоконтроль стану теплових комунікацій та огорожувальних конструкцій будівель на предмет наднормативних втрат енергії.

Використання лазерного локатора дозволяє отримувати тривимірні образи рельєфу та всіх наземних об'єктів, а також проводити за ними геометричні виміри (рис. 3.9).

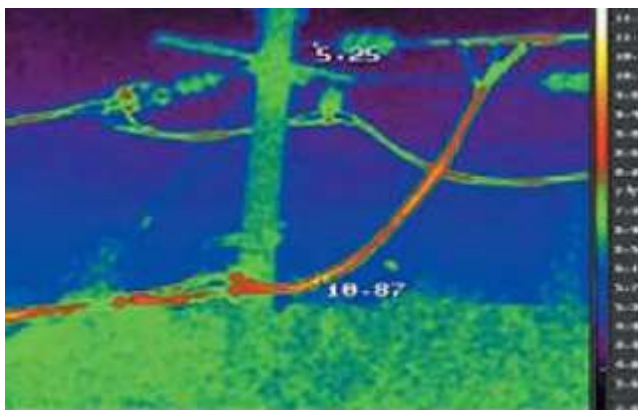


Рисунок 3.8 - Інфрачервоне зображення фрагмента ЛЕП, отримане за допомогою тепловізора IRTIS, що працює у спектральному діапазоні 3-5 мкм

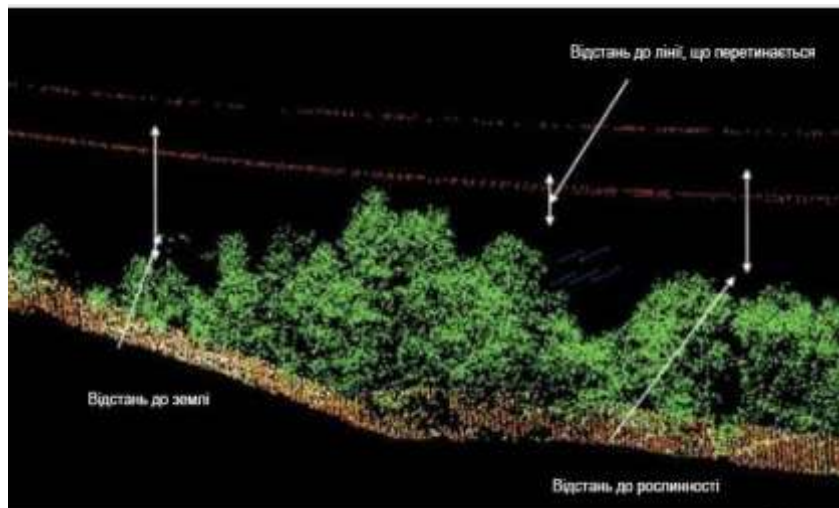


Рисунок 3.9 – Приклад представлення топологічної моделі траси в системі SCADA

Спільне використання лазерно-локаційної та інфрачервоної зйомки дозволяє одночасно вимірювати справжню температуру дроту та стрілу провисання, а також визначати місця витоків енергії та пошкоджені ізолятори.

3.8 Монтаж системи моніторингу під напругою

Експлуатація електроустановок та електрообладнання електричних мереж без їх відключення стає нині основним способом обслуговування, і вона широко застосовується у різних країнах світу на лініях електропередачі всіх класів напруги – від 0,38 до 750 кВ. Ця технологія була розроблена в СРСР ще в 50-ті роки та широко використовувалася на практиці. Застосування цієї системи дозволяє зберігати нормальний режим роботи електричних мереж під час монтажу додаткового обладнання та регламентних робіт. Прогресивність робіт під напругою дає економічні переваги за збереження безпеки операторів.

Для проведення монтажних робіт на ПЛІ під напругою використовуються гідропідйомники, система ізоляції, електропровідний комплект спецодягу, що утворює клітку Фарадея, усередині якої дія поля зведена до мінімуму (рис. 4.10). Вся система гарантує захист електромонтера від протікання струму нижче порога чутливості. Це досягається вирівнюванням потенціалів робочого місця в системі «провід-підйомник-оператор» та шунтуванням з одночасним застосуванням надійної ізоляції робочого місця від землі або заземлених елементів опори. При цьому від впливу електричного поля електромонтер захищається електропровідним комплектом спецодягу. Для зручності і технологічності монтажу на проводі корпус вимірювача, в якому розміщуються датчик струму, трансформатор і блок електроніки, що живить, виконується з двох половинок. Обидві половинки корпусу з'єднані шарнірним механізмом.



Рисунок 3.10 – монтаж вимірювального блока на проводах ЛЕП

Управління шарнірним механізмом при монтажі вимірювача струму на дроті ЛЕП здійснюється за допомогою спеціальної поворотної штанги із шестигранним ключем. Перед монтажем, повертаючи ключ проти годинникової стрілки, розсуваються секції корпусу. Далі вимірник чіпляється на провід ЛЕП. Фіксація корпусу вимірювача струму на дроті проводиться поворотом технологічного ключа за годинниковою стрілкою. При цьому обидві половинки корпусу сходяться, замикаючи контур навколо дроту. Вбудовані муфти забезпечують жорстку фіксацію корпусу вимірювача струму на дроті ЛЕП (рис. 4.11).



Рисунок 3.11 - Монтаж вимірювача Donut на проводі ЛЕП

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці під час моніторингу стану повітряних ліній електропередавання. На електротехнічний технологічний персонал, який здійснює обслуговування електрообладнання повітряних ліній електропередавання, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори [31, 32].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: її сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Обходи і огляд ліній

Забороняється провадити будь-які ремонтні та відновлювальні роботи, а також підніматися на опору та її конструкційні елементи під час огляду ПЛ або повітряного пункту перемикачів. Піднімання на опору допускається під час верхового огляду ПЛ.

У важкопрохідній місцевості (болота, водяні перешкоди, гори тощо) та за умов несприятливої погоди (дощ, снігопад, сильний мороз тощо), а також в темний час доби огляд ПЛ повинні здійснювати два працівники, які мають групу II. В інших випадках оглядати ПЛ може один працівник, що має групу II.

Забороняється йти під проводами під час огляду ПЛ в темний час доби.

Під час пошуку пошкоджень ПЛ працівники повинні мати з собою попереджувальні знаки або плакати для встановлення їх в разі виявлення пошкодження.

Забороняється на ПЛ понад 1000 В наближатися до проводу, що лежить на землі, на відстань меншу ніж 8 м. Поблизу такого проводу слід:

- організувати охорону для запобігання наближенню до нього людей і тварин;
- встановити, якщо це можливо, попереджувальні знаки і плакати;
- повідомити про те, що сталося, власника лінії;
- дочекатися приїзду ремонтної бригади.

Забороняється наближатися на відстань меншу 8 м, до залізобетонних опор ПЛ 6, 10, 35 кВ за наявності ознак проходження через стійки опор струму замикання на землю внаслідок пошкодження ізоляторів, доторкування проводу до опори тощо (інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, виникнення електричної дуги на стійках і в місцях безпосереднього закріплення опори в ґрунті).

Розчищення траси ПЛ

До початку звалювання дерев місце роботи повинне бути розчищене. В зимовий час для швидкого відходу від дерева, що падає, в снігу прокладаються дві стежки довжиною від 5 до 6 м під кутом до лінії його падіння в бік, протилежний падінню. Забороняється вилазити на підрубані й підпиляні дерева.

Керівник робіт зобов'язаний перед початком роботи попередити всіх членів бригади про небезпеку наближення до проводів ПЛ, дерев, що звалюються, канатів тощо.

Для запобігання падінню дерев на проводи до початку вирубки слід

застосувати відтяжки.

Забороняється у випадку падіння дерева на проводи наближатися до нього на відстань меншу 8 м до зняття напруги з ПЛ.

Про наступне падіння дерева, що звалюється, пильщики мають попередити інших працівників. Стояти з боку падіння дерева і з протилежного боку забороняється.

Забороняється валити дерева без підпилювання або підрубання, а також робити наскрізний пропил дерева. Нахилені дерева належить валити в бік їх нахилення.

Забороняється залишати неповаленим підрубане і підпиляне дерево на час перерви в роботі або в разі переходу до інших дерев.

Перед звалюванням гнилих і сухостійних дерев необхідно випробувати їх міцність, а потім зробити підпил. Забороняється підрубувати ці дерева.

Забороняється групове звалювання дерев з попереднім підпилюванням і звалювання з використанням падіння одного дерева на інше. В першу чергу слід звалювати підгнилі та обгорілі дерева.

Різні роботи

Під час вимірювання опору заземлення опор від'єднувати і приєднувати заземлювальний спуск від блискавкозахисного тросу слід в діелектричних рукавичках або після попереднього заземлення тросу.

На ПЛ допускається переміщення працівників по проводах перерізом не менше 240 кв. мм і по тросах перерізом не менше 70 кв. мм.

Під час переміщення по розщеплених проводах і тросах строп запобіжного пояса закріплюється за них, а у випадку користування спеціальним візком – за візок.

Роботи, що провадяться в місцях перетину ПЛ з лініями зв'язку і провідного радіомовлення, слід узгоджувати з власником.

Під час виконання робіт на ділянках перетину ПЛ з транспортними магістралями (залізницями, судноплавними ріками і каналами), якщо необхідно тимчасово призупинити рух транспорту чи на час його руху призупинити роботи

на ПЛ, працівник, який видає наряд, викликає на місце робіт представника служби руху транспортної магістралі. Цей представник зобов'язаний забезпечити зупинку руху транспорту на необхідний час, або попереджати лінійну бригаду про транспорт, що наближається. Щоб пропустити транспорт, проводи, що заважають рухові, піднімаються на безпечну висоту.

Під час виконання робіт в смузі відведення автомобільної дороги, вулиці та залізничного переїзду, якщо це загрожує безпечному чи безперебійному руху транспорту і пішоходів, організації, що відповідають за утримання автомобільної дороги, вулиці та залізничного переїзду, можуть закрити чи обмежити рух на основі ордеру, який видається відповідним дорожнім органом, а в містах — службою місцевого державного органу виконавчої влади та місцевого самоврядування, відповідно до вимог статті 26 Закону України «Про дорожній рух».

Для своєчасного попередження водіїв транспорту за узгодженням з Державтоінспекцією керівник робіт виставляє на шосе або дорозі сигнальників, а також встановлює дорожні знаки «Ремонтні роботи».

За необхідності на місце проведення робіт викликається представник Державтоінспекції.

Сигнальники повинні перебувати на відстані 100 м по обидва боки від місця перетину або зближення ПЛ з дорогами і мати з собою вдень червоні прапорці, а вночі — червоні ліхтарі.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [33], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [36]. Параметри мікроклімату в приміщеннях підстанції наведено в таблиці 1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [37]:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Іб	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Іб	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК [36] наведено в таблиці 2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [37]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

4.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт під час організації обслуговування електрообладнання – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [38] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [39] (таблиця 4.4).

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [41, 42]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [43], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [44].

Приміщення підстанцій за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-Іа в приміщеннях, де є тверді горючі речовини чи матеріали (корпуси та оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими,

плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку.

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [45] наведено в таблиці 5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищні та над підвалами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати во-гонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції: - втрати несучої спроможності (R); - втрати цілісності (E); - втрати тепло та ізолювальної спроможності (I). Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [45] наведено в таблиці 4.6.

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих,

складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 7 (знаменник) [45].

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
III	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 5 вогнегасників ВВП-5 (ВП-5) та 12 ВВП-9 [46]. У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками ВП-5 або піском; зупинити обладнання.

ВИСНОВОК

Устаткування, яке на сьогоднішній день використовується в Україні, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, тільки з відставанням на 20-30 років. Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а розкидане по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних вкладень.

На процес появи ожеледиці на ЛЕП впливають:

- висота підвісу дроту;
- швидкість вітру;
- температура повітря;
- діаметр проводів;
- дія електромагнітного поля;
- закручування дротів;
- протікання струму навантаження по дротах.

Ожеледне відкладення є діелектриком, який у свою чергу є хаотичною сумішшю повітря та льоду. Розрізняють: змішані відкладення, зернисту паморозь, ожеледицю та кристалічну паморозь.

Для повітряних ліній, які зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації для своєчасної плавлення ожеледиці.

Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавки постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що установка для плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛ для очищення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Алімурадов, Р. М. Системи моніторингу стану високовольтних ліній електропередач: Монографія. — Київ: Наукова думка, 2018.
2. Богданов, О. М. Технології моніторингу електричних мереж: Підручник. — Харків: Видавництво ХНУРЕ, 2019.
3. Гончаренко, В. П. Інтелектуальні системи керування в електричних мережах. — Львів: ЛНТУ, 2017.
4. Дмитренко, С. І. Оптичні методи моніторингу повітряних ліній електропередач. — Одеса: ОНАПТ, 2020.
5. Єрмолаєв, П. А. Моніторинг та діагностика високовольтних мереж. — Дніпро: ДНУ, 2016.
6. Заболотний, О. М. Сучасні методи діагностики повітряних ліній електропередач. — Запоріжжя: ЗНУ, 2018.
7. Іванов, І. І. Волоконно-оптичні системи зв'язку в енергетиці. — Вінниця: ВНТУ, 2019.
8. Карпенко, О. В. Інформаційні системи і технології в електроенергетиці. — Київ: КНУТД, 2018.
9. Ковальчук, М. Г. Технічні засоби моніторингу та діагностики в електричних мережах. — Тернопіль: ТНТУ, 2017.
10. Кузнецов, В. І. Високовольтні лінії електропередач: Моніторинг та діагностика. — Суми: СумДУ, 2020.
11. Михайленко, Ю. С. Автоматизовані системи керування в електромережах. — Черкаси: ЧДТУ, 2018.
12. Новіков, С. П. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в електричні мережі. — Житомир: ЖДТУ, 2019.
13. Петренко, В. М. Оптимізація систем моніторингу повітряних ліній електропередач. — Полтава: ПНТУ, 2017.
14. Руденко, А. Ю. Розумні мережі та технології Smart Grid. — Київ: НТУУ "КПІ", 2019.

15. Сидоренко, Н. В. Вдосконалення систем діагностики ліній електропередач. — Луцьк: ЛНТУ, 2020.
16. Тимофієв, В. К. Сучасні технології моніторингу та діагностики високовольтних мереж. — Херсон: ХНТУ, 2018.
17. Федоренко, Д. М. Експлуатація та обслуговування високовольтних ліній електропередач. — Миколаїв: НУК, 2017.
18. Харченко, П. І. Розподільчі мережі з відновлюваними джерелами енергії: Моніторинг та управління. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019.
19. Цибулько, Л. М. Вимірювання температури та подовження повітряних ліній електропередач. — Ужгород: УжНУ, 2020.
20. Шевченко, О. П. Використання волоконно-оптичних ліній зв'язку в енергетиці. — Чернівці: ЧНУ, 2018.
21. Berkovic, G., and Shafir, E. Optical Methods for Distance and Displacement Measurements. *Advances in Optics and Photonics*, 2019.
22. Bollen, M. H. J., and Hassan, F. Integration of Distributed Generation in the Power System. *IEEE Press*, 2011.
23. CIGRÉ Working Group B2.12. Guide for the Selection of Weather Parameters for the Calculation of Line Ratings. *CIGRÉ*, 2015.
24. Dewe, M. B., and Gupta, R. Fibre Optic Sensing Solutions for Condition Monitoring in Power Transmission Systems. *Optics Express*, 2020.
25. Gavriluta, C., Teyssieux, D., and Chaussonnet, G. Real-time Monitoring of High Voltage Overhead Power Lines using Optical Fibers. *Journal of Lightwave Technology*, 2018.
26. Harris, S. E., and Hau, L. V. Nonlinear Optics at Low Light Levels. *Physical Review Letters*, 2017.
27. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Std 738-2012. *IEEE Standards Association*, 2012.
28. Kirkham, H., and Johnson, B. K. Advanced Monitoring and Control of Power Systems. *Electric Power Systems Research*, 2021.

29. López-Hernández, F., and Marti, J. R. Smart Grid Communications: Advanced Metering Infrastructure and its Applications. *Springer*, 2020.
30. Selga, J. S., and Rouco, L. Real-time Monitoring and Dynamic Rating of Power Transmission Lines using Advanced Communication Technologies. *Electric Power Systems Research*, 2019.
31. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
32. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
33. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
34. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
35. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
36. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
37. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
38. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
39. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu->

ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html.

40. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

41. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

42. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

43. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

44. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

45. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

46. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: «Аналіз систем моніторингу повітряних ліній електропередавання»

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

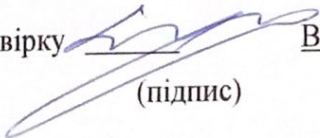
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 86,7% Схожість 13,3%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☒ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

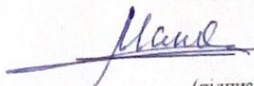
Автор роботи


(підпис)

Мукомел А.В.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Матвієнко С.В.

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

"Аналіз систем моніторингу повітряних ліній електропередавання"

ВИКОНАВ СТУДЕНТ ГРУПИ 2ЕЕ-20Б, МУКОМЕЛ АНДРІЙ

Актуальність

На сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем і виробником електричної енергії зобов'язують виробника надавати безперервне та якісне електропостачання. На жаль, обладнання, яке використовується в Україні, морально та фізично застаріле. Повітряні ЛЕП, що знаходяться на великій території, не є надійними елементами сучасної енергетичної системи. Істотною частиною пошкодження ПЛ є обриви проводів (зокрема, через атмосферний тиск) і короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження та локалізувати його, потрібно витратити велику кількість засобів і часу. У цій ситуації розгляд питань діагностики старого електричного обладнання стає дуже актуальним.

Через важкість ожеледних відкладень можуть виникнути обриви проводів і вихід із ладу опори ЛЕП. Також, при появі ожеледиці, погіршується високочастотний зв'язок з електричною лінією, яка застосовується для передачі сигналів релейної захисту і протиаварійної автоматики та технологічної інформації.

Розподіл кількості технологічних пошкоджень в роботі електротехнічного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище:

Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП) – 57%.

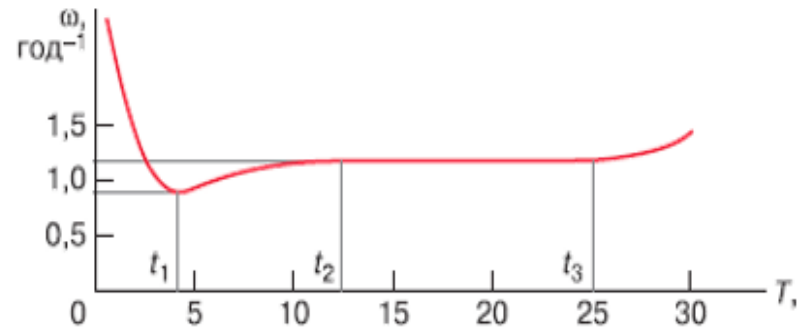
Комутаційне обладнання – 25%.

Пристрої релейного захисту та протиаварійні – 11%.

Силові трансформатори – 5%.

Вимірювальні трансформатори – 2%.

Надійність опор та фундаментів ПЛ



Параметр потоку відмов останнім часом для металевих опор становить 0,0129, для опор із залізобетону – 0,0108, для дерев'яних опор – 0,11. Пошкоджуваність опор носить зносний характер, її величина визначається нормами проектування, матеріалом, з якого виготовлені опори, рівнем обслуговування під час експлуатації, якістю оцінки технічного стану та проведення необхідних ремонтів; період до капітального ремонту металевих опор, запроектованих за діючими СНіП та ПУЕ, становить близько 30–35 років; рівень відмов опор ще не стабілізувався і перевищує встановлений рівень 60-70 років в 1,9-2,0 рази.

Характерні руйнування опор



Рисунок 1 – Характерні руйнування металевих опор



Рисунок 2 – Характерні руйнування фундаментів металевих опор



Рисунок 3 – Характерні руйнування залізобетонних опор

Розподіл відмов залежно від типу опор

Вид опор	Метале ві	Залізо- бетонні	Дерев'я ні
Причина відмов			
Навантаження та вплив:			
вітер вищий розрахункового	33,7	21,7	52,2
вітер та ожеледиця вищі	13,2	24,8	5,0
розрахункових:	46,9	46,5	57,2
Якість проектування, будівництва та встановлення	9,2	35,5	1,5
Якість використання	26,9	18,0	41,0
Розбір конструкцій сторонніми особами	16,9	-	0,3

Методи моніторингу повітряних ліній

Методи, які дозволяють прогнозувати залишковий ресурс компонентів ПЛ:

- ❑ математичне моделювання опор повітряних ліній, проводів та тросів грозозахисту;
- ❑ лабораторні випробування зразків компонентів ПЛ (проводи, грозозахисні троси, ізолятори та лінійна арматура);
- ❑ статистична оцінка потоків відмов окремих компонентів (ізоляторів та ін.).

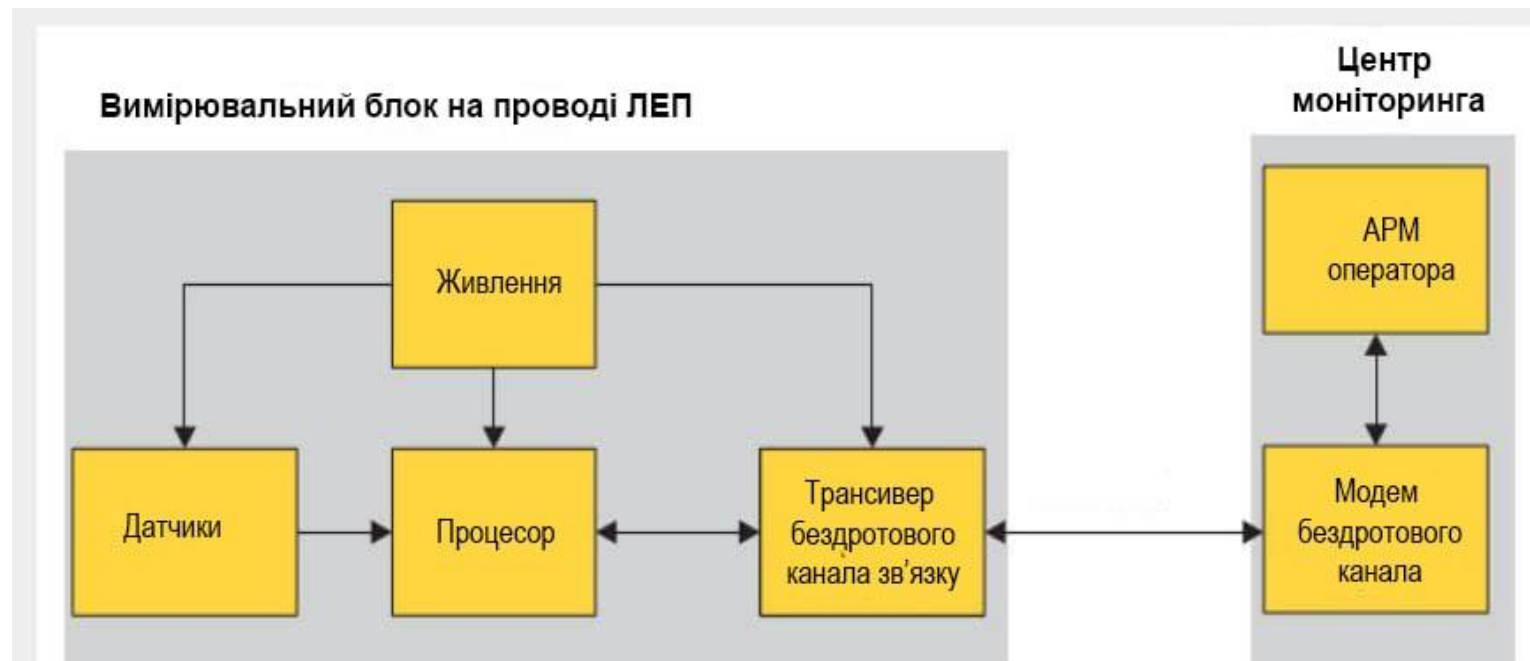
Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередач

Завдання, що виконуються з моніторингу ПЛ:

а) проведення щорічних періодичних оглядів стану трас ПЛ з метою виявлення наступних видів порушень: наявність в охоронній зоні ПЛ складованих матеріалів; пожежі; наявність на просіки дерев, що створюють небезпеку падіння або розростання на ПЛ; невелика ширина просіки по ПЛ; наявність під лінією рослинності понад 4 м; наявність чагарників чи дерев землі, призначеної опори; виконання неузгоджених робіт у охоронній зоні ПЛ тощо;

б) виконання позачергових оглядів при відключеннях ПЛ (у тому числі з успішним АПВ) для оперативного визначення місць та обсягів пошкоджень. Крім планового щорічного огляду, організовується додатковий моніторинг у пожежонебезпечний період, грозовий період та у період льодоутворення. Враховуючи високу довжину трас ПЛ, що проходять у важкодоступних місцях, застосування комплексів БПЛА є цілком ефективним.

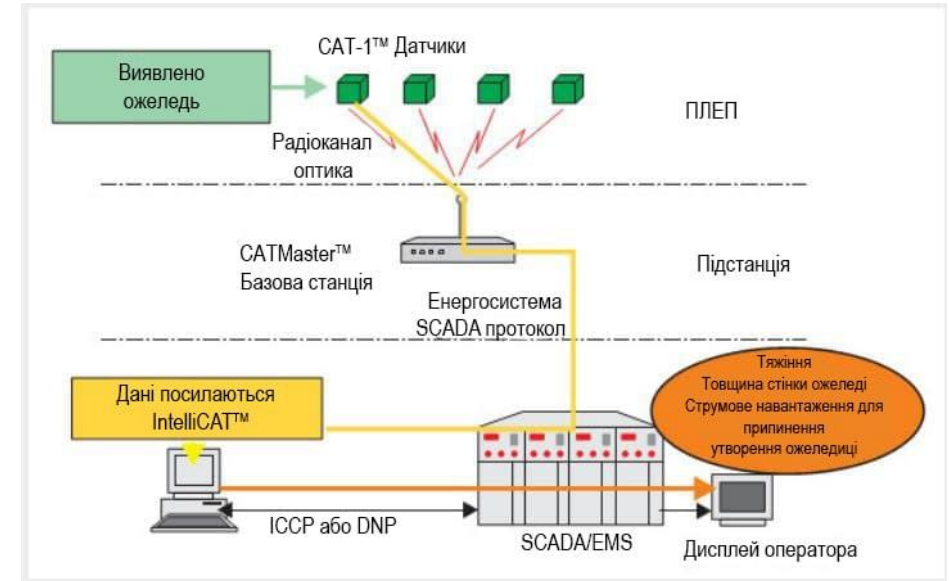
Система моніторингу проводів ЛЕП



Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1



Модуль живлення САТ-1. Вимірювальний модуль монтується на опорі



Приклад використання системи моніторингу САТ-1 для виявлення ожеледиці на проводах

OTLM-модуль, вироблений словенською компанією C&G

Основні характеристики вимірювального модуля OTLM:

- діаметр капсули 305 мм; довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;
- діапазон застосування на лініях ЛЕП – до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури проводу -40 ... +125 ° С;
- діапазон робочих температур -40 ... +70 ° С;
- точність вимірювання температури до 1 °С;
- канал передачі даних - GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS/GPRS.



Висновок

Устаткування, яке на сьогоднішній день використовується в Україні, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, тільки з відставанням на 20-30 років. Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а розкидане по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних вкладень.

На процес появи ожеледиці на ЛЕП впливають: висота підвісу дроту; швидкість вітру; температура повітря; діаметр проводів; дія електромагнітного поля; закручування дротів; протікання струму навантаження по дротах.

Ожеледне відкладення є діелектриком, який у свою чергу є хаотичною сумішшю повітря та льоду. Розрізняють: змішані відкладення, зернисту паморозь, ожеледицю та кристалічну паморозь.

Для повітряних ліній, які зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації для своєчасної плавлення ожеледиці.

Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавки постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що установка для плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛ для очищення.