

ОГЛЯД МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ВІДКЛАДЕНЬ ОЖЕЛЕДІ НА ПРОВОДАХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

В статті представлено огляд сучасних методів моніторингу відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі. Актуальність теми обумовлена впливом кліматичних змін на надійність та безпеку енергетичної інфраструктури, особливо в умовах зростаючої частоти екстремальних погодних явищ. Особливу увагу приділено аналізу різних підходів до діагностики відкладень ожеледі, які класифікуються за принципами дії первинних сенсорів: прямі (механічні, електромагнітні, оптичні, акустичні) та непрямі (за зміною провисання проводу, температури, геометрії). Розглянуто як традиційні, так і інтелектуальні методи, що базуються на машинному навчанні, комп'ютерному зорі, супутниковому зондуванні, GPS та технологіях Інтернету речей. Представлено переваги, недоліки та можливості поєднання різних методів у гібридних системах моніторингу. Особливо акцентовано на важливості інтеграції метеорологічних, оптичних та тензометричних даних задля покращення точності діагностики та прогнозування. У підсумку подано порівняльну таблицю характеристик методів, яка дозволяє обґрунтовано обрати відповідну технологію для конкретних умов експлуатації.

Ключові слова: повітряна лінія електропередачі, траса повітряної лінії, енергетична безпека, кліматичні навантаження, відкладення ожеледі, моніторинг відкладень ожеледі, провисання проводів.

Вступ. Необхідність врахування кліматичних навантажень та впливів безпосередньо пов'язана з утриманням та розвитком інфраструктури енергетичної галузі та забезпеченням енергетичної безпеки, а вразливість енергетичного комплексу до кліматичних проявів, своєю чергою, обумовлена значною кількістю інфраструктури, яка піддається впливу метеорологічних факторів. Об'єкти, що забезпечують транспорт електроенергії – лінії електропередачі є найбільш вразливим і пошкодженим елементом електроенергетичного комплексу в силу своєї територіальної розосередженості та сприйнятливості до кліматичних факторів.

На початку 2012 року Міжурядова група експертів зі зміни клімату (МГЕЗК), створена в рамках Програми ООН з навколишнього середовища (ЮНЕП), підготувала спеціальну доповідь «Керівні принципи управління ризиками, пов'язаними з важкими кліматичними умовами та зміною клімату щодо повітряних ліній». Ключовим моментом цього звіту є підтвердження ризику збільшення кількості відключень та зниження надійності ліній електропередач під впливом екстремальних кліматичних факторів [1].

Багато дослідників прогнозують більш інтенсивні та частіші кліматичні небезпеки в майбутньому [2, 3, 4, 5], тоді як подібні явища у минулому показують серйозні пошкодження мереж ліній електропередач [6, 7, 8]. Хоча багато досліджень оцінюють вплив зміни клімату на різні інфраструктури та енергетичні сектори якісно [2, 9, 10, 11, 12], дуже мало досліджень надають кількісні оцінки впливу зміни клімату на надійність конструкцій, особливо ліній електропередачі та системи розподілу [13, 14]. Ці дослідження, в основному, зосереджені на впливі зміни клімату на надійність окремих конструкцій або окремих компонентів лінії електропередачі. Результати, представлені в роботі [15] свідчать про важливість врахування погодних умов під час оцінювання ризику відмови енергосистеми, а також на те, що існує довгострокова рівноважна залежність між споживанням енергії та кліматичними змінами. Хоча результати причинно-наслідкових зв'язків неоднозначні для регіонів, все ж існує певна систематична закономірність. Це дослідження показує односпрямований причинно-наслідковий зв'язок між споживанням електроенергії та кліматичними факторами у вибраному регіоні світу.

Згідно з [16] досвід експлуатації ліній електропередач свідчить, що одна з основних причин руйнування конструкцій – сильний вітер та відкладення ожеледі. Наявні на даний момент дані свідчать про те, що інтенсивність і частота екстремальних кліматичних явищ, таких як урагани та крижані шторми, збільшуватиметься в майбутньому із зростанням глобальної температури. Збільшення середнього значення екстремальної швидкості вітру на 20% може знизити індекс надійності системи більш ніж на 30%. Зміна на 20% середнього значення екстремальної товщини відкладень ожеледі може знизити індекс надійності системи більш ніж на 17%. Збільшення на 20% середнього значення екстремальної річної швидкості вітру і екстремальної річної товщини відкладень ожеледі приблизно відповідає поточним кліматичним умовам у найбільш небезпечних місцях регіонів поблизу місця розташування ліній. Цей ефект ще більш значний, коли збільшення швидкості вітру та товщини відкладень ожеледі відбувається

одночасно через прикладене вітрове навантаження на компоненти, вкриті льодом. Іншими словами, зміна клімату, як прогнозують багато дослідників, може значно знизити надійність існуючих систем ліній електропередач.

Ожеледь на лініях електропередачі може призвести до порушення безпеки та надійності електромережі. Тривале обледеніння викликає збій електроенергії та руйнування опор. Оскільки лінії електропередач здебільшого повітряні та можуть зазнати прямого впливу обмерзання, то це одна з головних проблем, з якою стикаються електророзподільні компанії в холодних регіонах. Коли наростання льоду перевищує безпечну межу, то проводяться дії з видалення льоду. Існує безліч методів видалення льоду, які використовуються в різних частинах світу, проте це один із найскладніших і небезпечних процесів. Якщо виявлено несправність, яка виникла через обледеніння або під час поточного технічного обслуговування, необхідно вжити особливої обережності, щоб забезпечити безпеку персоналу під час виконання розморожування ліній [17].

Актуальність проблеми своєчасного отримання інформації про відкладення ожеледі на проводах ліній електропередач може допомогти уникнути багатьох проблем пов'язаних з передачею електричної енергії. Обледеніння знижує якість передачі електричної енергії. При проходженні електричного струму по лініях, які вкриті ожеледдю, виникає іскріння, яке призводить до підвищеного зносу проводу. Також з'явлення ожеледі порушує правильну форму перерізу проводів і у сукупності з впливом вітру невеликої швидкості (6–10 м/с), направленою під кутом близьким до 90° по відношенню до проводів, призводить до коливань, які викликають порушення роботи лінії, ураження проводів та іншого обладнання [17].

За останні десятиліття в Північній Америці відбулося кілька масштабних відключень електроенергії та аварій з розривом мережі, спричинених сильними ураганами та крижаними штормами [18, 19]. На початку 2008 року катастрофічна погода з льодяним дощем і снігом вразила Південний Китай, і великі райони енергосистем постраждали від галопування проводів ліній, спалаху обледеніння, руйнування опор, обриву проводів ліній та пошкодження обладнання [20]. На півдні Норвегії дві лінії електропередач напругою 420 кВ зазнали серйозних пошкоджень через надмірні ожеледні навантаження, які в 4-5 разів перевищували межу несучості [21].

Несприятливі погодні умови не лише заважають безпечній та надійній роботі енергосистем, але й призводять до серйозних економічних та соціальних втрат. Найбільш серйозний вплив на суспільство справив крижаний дощ на сході Канади і північному сході США в січні 1998 року, коли мільйони людей на кілька тижнів залишилися без електрики, а промисловість, бізнес і громадськість були паралізовані через втрату електропостачання, поломки телекомунікацій та важкодоступність доріг [22].

Таким чином, слід розглядати дві актуальні задачі, пов'язані з відкладенням ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній електропередачі:

1) моніторинг стану проводу повітряної лінії з метою завчасного попередження негативних наслідків, спричинених відкладенням ожеледі;

2) застосування специфічних заходів, направлених на боротьбу з відкладенням ожеледі.

Мета роботи полягає у визначенні та порівнянні відомих методів діагностики відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішені наступні задачі:

1) виконано огляд відомих рішень в області діагностики відкладень ожеледі на проводах та інших елементах повітряних ліній;

2) проведено кластерний аналіз та класифікація методів та способів діагностики відкладень ожеледі відповідно до принципів роботи первинних датчиків;

3) реалізовано порівняльний аналіз способів діагностики відкладень ожеледі.

Матеріал досліджень

На сьогодні розроблено велику кількість методів моніторингу утворення відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній за допомогою датчиків, камер, візуального огляду, невеликих гелікоптерів тощо. Методи моніторингу та діагностики утворення відкладень ожеледі на проводах можна розділити відповідно до принципів роботи первинних датчиків. Класифікація таких методів представлена на рис. 1. Всі методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі умовно можна поділити на прямі та непрямі. До прямих слід віднести методи, які на підставі проведених вимірювань дозволяють зробити висновок про наявність відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії. До таких методів слід віднести методи вимірювання механічних параметрів проводу (тензометричні, волоконно-оптичні, вібраційні), електромагнітні (локаційні, ємнісні, імпедансні), оптичні та акустичні. Непрямі методи складають ті, що базуються на контролі зміни провисання проводу (інклінометричні, датчики електромагнітного поля, радіочастотні, GPS-датчики тощо). Такі методи потребують залучення додаткової інформації, адже зміна стріли провисання проводу може відбуватись не тільки через відкладення ожеледі, але й внаслідок зміни робочої температури проводу. В окрему групу слід віднести гібридні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі, які агрегують декілька базових принципів визначення відкладень ожеледі.

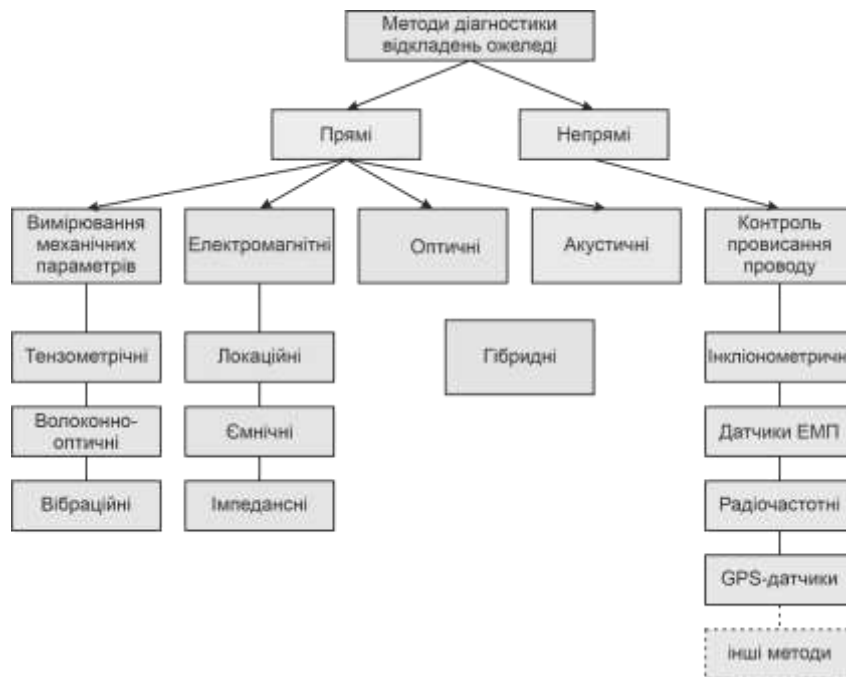


Рисунок 1 – Класифікація методів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі

Метеорологічні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі базуються на аналізі погодних умов, які сприяють утворенню льоду на проводах. Ці методи включають збір та аналіз даних про температуру повітря, вологість, швидкість і напрям вітру, атмосферний тиск та інші метеорологічні параметри. На основі цих даних розробляються прогностичні моделі, які дозволяють передбачати можливість та інтенсивність утворення ожеледі на проводах [17, 23, 24]. До таких засобів слід віднести систему автоматичного моніторингу утворення ожеледі METEO, який дозволяє в режимі реального часу відслідковувати температуру та вологість повітря, масу ожеледі, швидкість і напрям вітру, освітленість та передавати отримані дані в систему SCADA (див. рис. 2) [25].



Рисунок 2 – Система моніторингу «Meteo» на лінії електропередачі

Для моніторингу мокрого снігу та попередження перевантаження конструктивних елементів повітряних ліній розроблена система прогнозування WOLF (wet-snow overload alert and forecasting). Система WOLF, разом з даними про навантаження від мокрого снігу, дозволяє на основі рівнянь теплового балансу проводу оцінити струм антиобледеніння, необхідний для запобігання утворенню рукавів мокрого снігу, що допомагає операторам впроваджувати активні стратегії з запобігання складних аварій [26].

Традиційні методи аналізу метеорологічних даних не можуть точно передбачити рівень зледеніння через складність чинників та вимагають застосування сучасних інтелектуальних моделей та методів. В роботі [27] запропоновано метод прогнозування ризику відкладення ожеледі на проводах ліній електропередавання на основі машинного навчання за алгоритмом екстремального градієнта GS-XGBoost

в багатофакторному просторі кліматичних умов та характеристик місцевості. В статті [28] розглянуто метод середньо- та довгострокового прогнозування характеристик відкладень ожеледі за допомогою нечіткого ланцюга Маркова. Автори роботи [29] запропонували регресійну модель прогнозування товщини відкладень ожеледі на основі ансамблевого методу машинного навчання за алгоритмом «випадкового лісу» (Random Forrest). Стаття [30] присвячена моделі сегментарного прогнозування зледеніння конструктивних елементів повітряної лінії за методом неієрархічної кластеризації К-середніх (K-means). В роботі [31] запропоновано застосування методу ансамблевої емпіричної декомпозиції моди (EEMD) для адаптивного розкладання метеорологічних та механічних даних, що зменшує вплив шуму та викидів даних великої розмірності для ефективного аналізу зледеніння.

Методи **вимірювання механічних параметрів** проводів дозволяють виявити відкладення ожеледі на проводах та тросах повітряної лінії шляхом контролю ваги та натягу проводу. До таких методів відносять тензометричні, волоконно-оптичні та вібраційні.

Тензометричний метод вимірювань полягає у визначенні механічних напружень або деформацій у матеріалах і конструкціях за допомогою датчиків, що перетворюють механічні деформації на електричні сигнали. Цей метод широко застосовується для моніторингу стану конструкцій, зокрема, для виявлення навантажень та потенційних пошкоджень. Для діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі тензометричний метод використовується шляхом безпосереднього вимірювання навантаження, спричиненого намерзанням льоду на проводі. Це здійснюється за допомогою магнетопружних силувимірювальних датчиків, які встановлюються між траверсою опори та верхнім кінцем гірлянди ізоляторів з фазним проводом. Датчики фіксують збільшення навантаження на провід унаслідок намерзання льоду, що дозволяє в режимі реального часу контролювати процес утворення ожеледі та вживати необхідних заходів для запобігання аварійним ситуаціям [32]. На рис. 3 показана мостова схема підключення тензорезисторів.

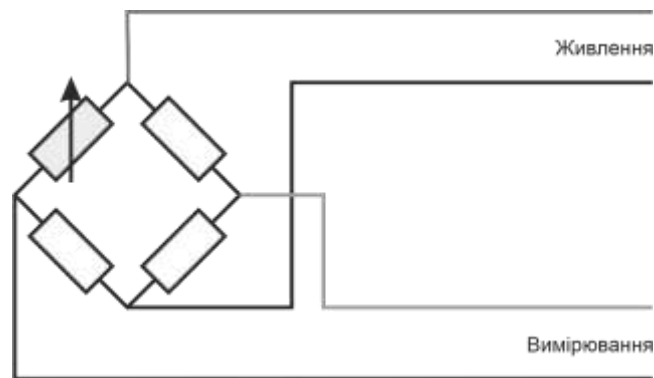


Рисунок 3 – Включення тензодатчиків у схему моста Уінстона

В статті [33] представлено систему онлайн моніторингу з прогнозуванням провисання проводів лінії електропередач Dynamic Line Rating. Монітори натягу проводу дозволяють з високою точністю розрахувати провисання проводу. Представлено хаотичний метод розкладання сингулярних значень для прогнозування часових рядів провисання та ризику перевантаження лінії.

Волоконно-оптичний метод тензометричних вимірювань ґрунтується на використанні волоконно-оптичних датчиків для вимірювання механічних деформацій. Ці датчики, зокрема на основі брегівських решіток, інтегруються у волоконно-оптичні системи та реагують на зміну механічних напружень, що дозволяє точно визначати деформації в контрольованих конструкціях. Для моніторингу відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі волоконно-оптичні датчики деформації встановлюються безпосередньо на проводах або елементах конструкції лінії, як показано на рис. 4.

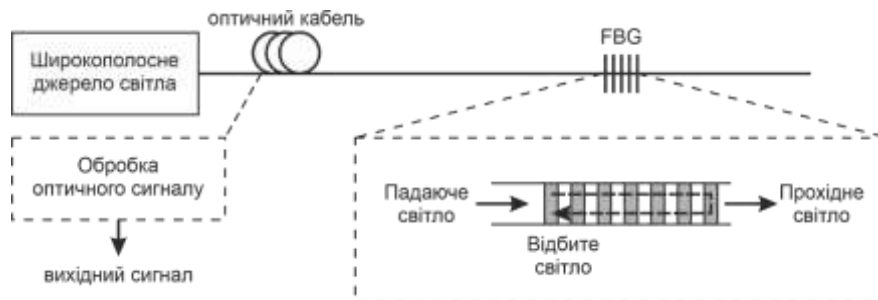


Рисунок 4 – Ілюстрація волоконно-оптичного методу моніторингу стану проводу

У разі утворення ожеледі маса льоду викликає додаткове навантаження на провід, що призводить до його деформації. Волоконно-оптичні датчики фіксують ці зміни, дозволяючи в реальному часі оцінювати ступінь обледеніння та приймати необхідні заходи для забезпечення надійності електропостачання. Такі датчики дозволяють контролювати провисання проводів повітряних ліній, процес намерзання / розморожування льоду, вагу відкладень ожеледі та інші характеристики. Висока чутливість до температурних змін та механічних зусиль, точність та стійкість до електромагнітних завад, роблять волоконно-оптичні датчики ефективними для моніторингу стану повітряних ліній електропередачі в умовах складних кліматичних впливів [34, 35, 36, 37].

Вібраційні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі базуються на аналізі зміни вібраційних характеристик проводів внаслідок накопичення льоду. Ожеледні опади змінюють масу та механічні властивості проводів, що впливає на їхні частотні та амплітудні характеристики вібрації. Вимірюючи та аналізуючи ці зміни, можна виявити та оцінити ступінь обледеніння. В роботі [38] запропоновано пристрій який в режимі реального часу на основі вимірювань вібрації, без залучення додаткової інформації здійснює моніторинг провисання проводу.

В статті [39] представлено результати дослідження амплітудних та частотних характеристик ліній електропередачі під час ожеледі та галопування проводів із застосуванням вейвлет-нейронної мережі.

До вібраційних відносять також методи моніторингу відкладень ожеледі, які передбачають використання принципів аеродинаміки для виявлення та оцінювання накопичення льоду на проводах. Ожеледні опади змінюють форму та шорсткість поверхні проводів, що впливає на їхні аеродинамічні властивості. Вимірюючи ці зміни, можна оцінити ступінь обледеніння та вчасно вжити заходів для запобігання аварійним ситуаціям. Вібраційні методи передбачають одночасне визначення напрямку та швидкості вітру разом із фактичним навантаженням на провід прогоні повітряної лінії. На основі отриманих параметрів розраховується очікуване вітрове навантаження для проводу без льоду та порівнюється з фактичним значенням. Виявлення розбіжностей між цими показниками вказує на можливе обледеніння [40, 41].

Електромагнітні методи базуються на контролі зміни електричних та магнітних характеристик провідників під впливом відкладень ожеледі. До таких методів відносять локаційні із застосуванням датчиків ємності та імпедансу.

Локаційні методи моніторингу та діагностики відкладень ожеледі базуються на використанні радарів імпульсних сигналів для виявлення та визначення місця утворення льоду на проводах. Цей метод передбачає генерацію імпульсів, які поширюються вздовж лінії, і аналіз відбитих сигналів для ідентифікації аномалій, спричинених відкладенням ожеледі. Локаційний метод базується на передачі високочастотного електромагнітного сигналу вздовж проводу та аналізі відбитих сигналів. Наявність ожеледі змінює електричні характеристики проводу, що впливає на відбиття сигналу. Аналізуючи ці зміни, можна визначити наявність та тип відкладень. Головною перевагою такого підходу є дистанційність вимірювань, що дозволяє розміщувати обладнання діагностики на підстанціях, уникаючи необхідності встановлення додаткової апаратури безпосередньо на лініях

В статті [42] описано спосіб виявлення відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі, заснований на посиленні високочастотних електромагнітних сигналів у високочастотний тракт повітряної лінії електропередачі з подальшим їх прийомом після відбиття від неоднорідностей опору лінії. В роботі визначено вплив параметрів льоду (товщина стінки, щільність, температура, внутрішня структура відкладень) на загасання та затримку відбитих сигналів та запропоновано метод визначення товщини крижаного покриття на основі аналізу сигналу бігучої хвилі на основі перетворення Гільберта-Хуанга. На рис. 5 представлено структурну схему алгоритму локаційного методу моніторингу відкладень ожеледі.

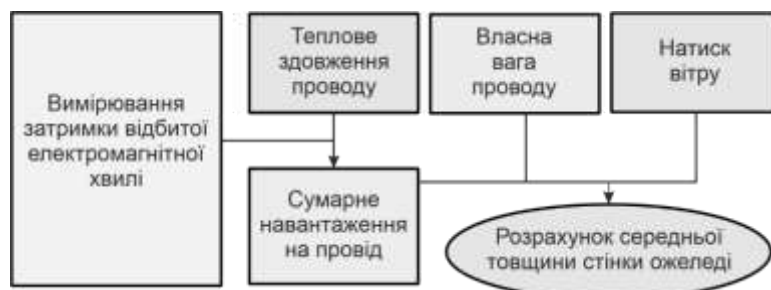
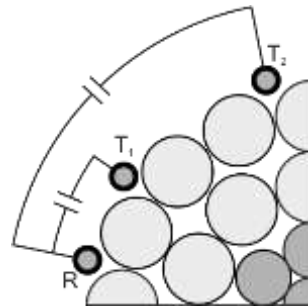


Рисунок 5 – Схема розрахунку середньої товщини стінки відкладень ожеледі

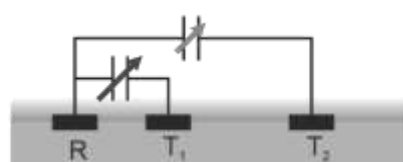
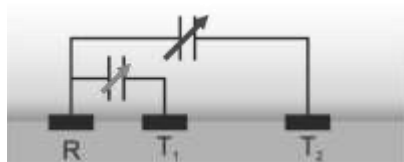
Ємнісні датчики для виявлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі працюють на принципі зміни електричної ємності між електродами внаслідок утворення льоду. Ємнісний датчик складається з пари електродів, розміщених поблизу або безпосередньо на поверхні проводу. Коли на

проводі утворюється лід, змінюється діелектрична проникність середовища між електродами, що призводить до зміни ємності. Ці зміни фіксуються електронікою датчика, що дозволяє виявити факт та ступінь обмерзання. Деякі датчики також оснащені термопарами або іншими температурними сенсорами для точнішого аналізу умов обмерзання.

В статті [43] виявлено та проаналізовано залежність між ємністю та товщиною відкладень ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі. В роботі [44] запропоновано концепцію, а в статті [45] представлено модельний підхід для оцінювання параметрів наростання льоду на основі ємнісних вимірювань. Датчик містить три електроди, між якими вимірюється ємність, як показано на рис. 6. В такому датчику дальні електроди чутливі до товстого шару льоду (див. рис. 6 б), а ближні – чутливі до покриття тонкими плівками води і льоду (див. рис. 6 в). Така система сенсорів дозволяє організувати ефективне виявлення відкладень ожеледі на різних стадіях обмерзання.



а) розміщення електродів на поверхні проводу



б) діагностування товстого шару льоду (в) діагностування тонкої плівки льоду (води)

Рисунок 6 – Ємнісний датчик відкладень ожеледі

За схожим принципом влаштовані датчики імпедансу, які вимірюють опір між електродами пристрою. За відсутності відкладень ожеледі простір між електродами заповнений повітрям із дуже великим (в ідеалі – нескінченно великим) опором. Вода та лід знижують опір між електродами, що дозволяє діагностувати відкладення ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії електропередачі. Опис такого пристрою представлено в статті [46]

Радіочастотні датчики ожеледі використовують принцип зміни радіочастотного сигналу при накопиченні льоду на лінії або обладнанні. Лід змінює електромагнітні властивості середовища, що впливає на параметри сигналу, зокрема амплітуду та частоту. Ці датчики часто інтегруються в бездротові системи моніторингу та дозволяють здійснювати дистанційне виявлення обмерзання. В статті [47] запропоновано інноваційний бездротовий сенсор на основі патч-антени з Т-подібними прорізами, що працює в діапазоні 2.378 ГГц. Цей сенсор здатен чітко розрізняти різні типи обмерзання, зокрема, іній, лід та воду, завдяки характерним змінам резонансної частоти та амплітуди відбитого сигналу. Така система може бути інтегрована у мережу моніторингу з дистанційним зчитуванням даних та має потенціал для широкого застосування в режимі реального часу на критичних ділянках ліній електропередачі.

Оптичні методи використовують світлові та інфрачервоні технології для виявлення обмерзання. До таких методів відносять методи обробки зображень, застосування датчиків інфрачервоного вимірювання, 3D-розпізнавання тощо.

Методи **комп'ютерного зору** полягають у використанні технологій обробки зображень та штучного інтелекту для автоматичного виявлення та оцінки наявності льоду на проводах. Основна проблема тут полягає в необхідності обробки зображень з низьким контрастом, та шумом особливо за екстремальних погодних умов. В статті [48] представлено метод обробки зображень проводу, що провисає шляхом зіставлення із математичною моделлю катенарії. Далі, для катенарії підбирають коефіцієнти, які відповідають навантаженням та впливам, що зазнає провід.

В статті [49] запропонована технологія **обробки зображень** на основі вейвлет-перетворення. Щоб уникнути впливу зовнішніх факторів на розпізнавання вкритих льодом ізоляторів, таких як погода, пори року, зміни зовнішнього освітлення, час зйомки, фон зображення і контрастність зображення, розглянуто загальний алгоритм, який може точно розпізнавати і виявляти вкриті льодом ізолятори в складних умовах.

В роботі [50] розглянуто розпізнавання зображення товщини обледеніння на лініях електропередачі на основі перетворення Хафа та методу найменших квадратів. В статті [51] розглянуто задачу розпізнавання зображень проводу із застосуванням нейромережових технологій. Зокрема легка згорткова нейронна мережа MobileNetV3 використовується для вилучення ознак, а багатомасштабна мережа виявлення цілей SSD використовується для вилучення високорозмірної інформації про ознаки для моніторингу відкладень ожеледі. В роботі [52] запропоновано метод визначення товщини стінки ожеледі на проводах повітряних ліній на основі супутникових даних дистанційного зондування та алгоритму SVM. В статті [53] описано метод моніторингу товщини ожеледі на повітряних лініях електропередачі, що базується на обробці зображень. Метод включає покращення якості зображень та сегментацію областей з льодом за допомогою багатопорогового алгоритму. Застосування морфологічних операцій дозволяє точно виділити зону обмерзання навіть при складному фоні. Запропонована схема демонструє високу точність і може ефективно використовуватись для візуального моніторингу стану ліній у зимових умовах. На рис. 7 наведено ілюстрацію методу комп'ютерного зору моніторингу ожеледі [51].

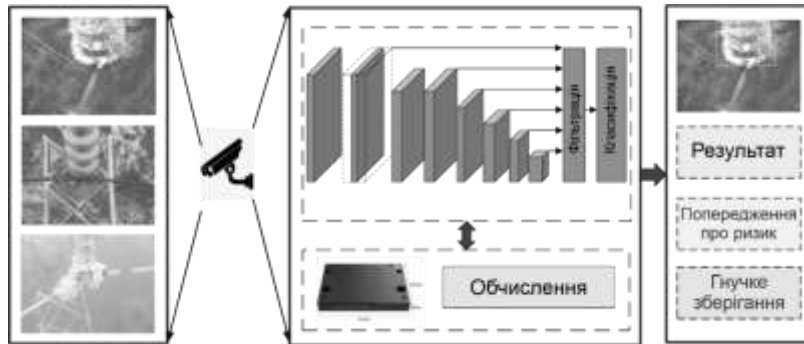


Рисунок 7 – Інтелектуальна система розпізнавання для пристрою моніторингу ожеледиці

Один з нових методів моніторингу стану проводу передбачає застосування технологій доповненої реальності, описаний в роботі [54]. Моніторинг ліній електропередачі розподільних електричних мереж здійснюється за допомогою мобільного додатку, який реалізує математичний апарат розпізнавання зображень лінії електропередавання з метою визначення провисання проводу та контролю габаритів лінії. Додаток спрямований на безпечне збільшення пропускної здатності ліній і зниження витрат на технічне обслуговування.

Акустичні методи засновані на використанні звукових хвиль для виявлення змін у структурі льоду за допомогою ультразвукових датчиків.

Більшість ультразвукових датчиків льоду складаються з двох елементів перетворювача, в яких один елемент генерує ультразвукові вектори, котрі виявляються іншим елементом. Розрахувавши рівні ослаблення, можна виявити обмерзання між двома елементами. Ультразвукові датчики споживають невелику кількість енергії, мають низьку вартість порівняно з емісійними датчиками та чутливі до напрямку. Перетворювачі можуть генерувати та приймати сигнал за допомогою п'єзоелектричних або електромагнітних засобів [55].

Перспективним підходом для акустичного моніторингу відкладень ожеледі є генерування та моніторинг поверхневих акустичних хвиль, які поширюються вздовж поверхонь контрольованих конструкцій. Така технологія базується на використанні тонкоплівкових структур, чутливих до зміни температури, вологості та відкладень льоду [56].

Відомо, що збільшені навантаження на проводи та троси повітряної лінії, вкриті ожеледдю зумовлюють збільшення провисання проводу, що дозволяє визначати інтенсивність ожеледних опадів за даними про стрілу провисання проводу. В роботах [57, 58] представлено детальний огляд методів та способів **контролю провисання проводу**. Найцікавішими серед них є інклінометричні методи, методи, засновані на використанні сенсорів електромагнітного поля, аналізу радіочастотних сигналів, GPS-датчиків тощо.

У разі використання цих методів слід заважати на те, що збільшення стріли провисання проводу може відбуватись не тільки внаслідок пружного розтягування під дією ваги відкладень ожеледі, але й через теплове здовження проводу із збільшенням його робочої температури. Тому для організації моніторингу відкладень ожеледі за методами контролю провисання проводу обов'язково слід використовувати датчик температури для відсікання режимів, пов'язаних з нагріванням проводу.

Інклінометричні методи моніторингу базуються на вимірюванні кута нахилу кривої провисання проводу поблизу точки закріплення на опорі. Величина такого кута визначається провисанням проводу в прогоні, яке, своєю чергою, може бути обумовлене відкладенням ожеледі на проводі. Основна ідея застосування інклінометричних датчиків для виявлення відкладень ожеледі проілюстрована на рис. 8.

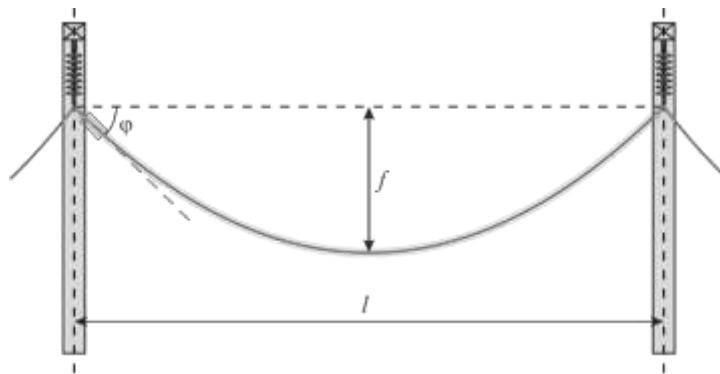


Рисунок 8 – Ілюстрація використання інклінометричних датчиків

Використання інклінометричних методів моніторингу стану проводу описано в роботах [59, 60, 61]. В статті [62] представлена математична модель прототипу пристрою стану проводу у прогоні, який на основі вимірювання кута нахилу проводу поблизу точки його закріплення на ізоляційному підвісі та робочої температури проводу дозволяє діагностувати відкладення ожеледі. В роботах [32, 63] описано OTLM-модуль (Overhead Transmission Line Monitoring), за допомогою якого здійснюється моніторинг ожеледних опадів на проводах повітряних ліній. Метод виявлення провисання, заснований на вимірюванні нахилу, має такі переваги як простота впровадження, можливість здійснення моніторингу в реальному часі, енергоефективність, низька вартість та висока точність.

В статті [64] представлено результати дослідження системи моніторингу стану проводу повітряної лінії із застосуванням тривісного акселерометра з технологіями Інтернету речей. Така технологія дозволяє організувати безперервний дистанційний моніторинг провисання проводів і відкладення ожеледі за допомогою вбудованих датчиків та бездротового зв'язку.

Моніторинг провисання проводів повітряних ліній електропередачі шляхом **вимірювання напруженості електричного поля** є інноваційним безконтактним методом, що дозволяє ефективно контролювати стан ліній без фізичного втручання. Цей метод базується на вимірюванні вертикальної компоненти напруженості електричного поля під проводом лінії. Зміна в геометрії проводу, зокрема його провисання під дією ваги відкладень ожеледі, впливають на розподіл електричного поля в просторі. Вимірюючи напруженість поля в певних точках, можна за допомогою обернених математичних моделей визначити точне провисання проводу і, таким чином, діагностувати відкладення ожеледі. На рис. 9 показана схема розташування сенсорів магнітного поля в прогоні повітряної лінії.

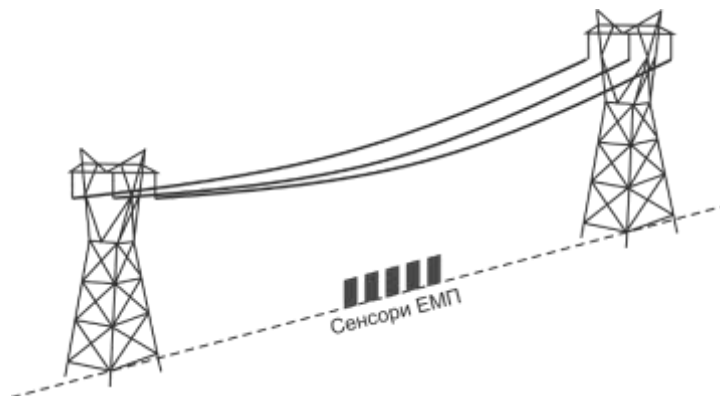


Рисунок 9 – Схема системи моніторингу провисання проводу із застосуванням сенсорів електромагнітного поля

У дослідженні [65] представлено методику, яка використовує скінченно-елементний аналіз для моделювання розподілу електричного поля та розробки оберненої моделі для обчислення провисання проводу. Цей підхід дозволяє ефективно вимірювати провисання навіть у складних конфігураціях ліній. В статті [66] представлено спосіб вимірювання напруженості електричного поля навколо проводів повітряної лінії з використанням пасивних фазообертачів.

В аналогічний побудовані датчики провисання проводу повітряної лінії на основі аналізу магнітного поля під фазними проводами вздовж осі електропередачі. В роботі [67] представлено безконтактний метод моніторингу механічного та електричного стану повітряної лінії електропередачі із застосуванням магніторезистивного датчика напруженості магнітного поля під проводами лінії в прогоні. Оцінювання

провисання проводів лінії реалізовано на основі розрахунків магнітного поля із застосуванням моделі штучної імунної системи.

Ще один спосіб моніторингу зміни стріли провисання проводу на основі аналізу радіосигналів в міліметровому діапазоні описано в статті [68]. Передатчики радіосигналів розміщують на фазних проводах посередині прогону, а приймач – на грозозахисному тросі, як показано на рис. 10, або на траверсах опори.

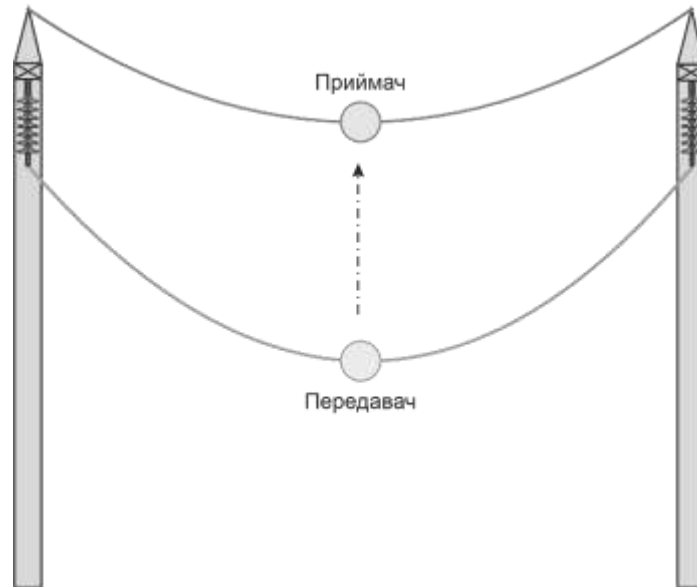


Рисунок 10 – Ілюстрація радіочастотного моніторингу зміни стріли провисання проводу

Інший підхід до моніторингу стріли провисання проводу базується на застосуванні **GPS-датчиків**. В статті [69] описано спосіб визначення провисання проводу за допомогою GPS модуля BT 359, який закріплюється на проводі, наприклад, в точках найбільшого провисання. Інформація, отримана від датчика, дозволяє визначити зміни у геометрії проводу, зокрема, через відкладення ожеледі. Точність визначення геометричних характеристик провисання проводу забезпечується застосуванням методів найменших квадратів та вейвлет-аналізу GPS-даних. Принцип моніторингу провисання проводу із застосуванням GPS-технологій проілюстровано на рис. 11.

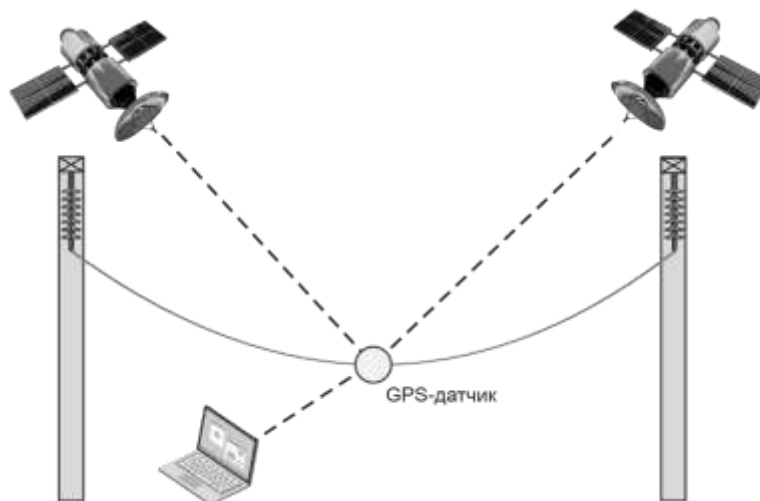


Рисунок 11 – Ілюстрація використання GPS-датчиків для моніторингу провисання проводу

Останні дослідження запропонували новий прямий метод вимірювання провисання повітряних проводів за допомогою диференціальної супутникової системи глобального позиціонування (DGPS). Особливість такого методу полягає в тому, що він дозволяє моніторити стан провисання по всій ділянці лінії електропередачі, а не лише в одній точці, як це реалізовано за допомогою GPS-модулів. Це дозволяє отримувати більш точну картину зміни провисання по всій лінії, без необхідності звертатися до спрощених

припущень, що можуть вплинути на точність. За допомогою цього методу можна усунути помилки, викликані коливаннями ізолятора. Можливість безпосереднього відстеження та відображення провисання або зазору провідника в режимі реального часу дозволить інженерам фізично зафіксувати поведінку провідника та вжити розумних заходів для забезпечення надійного навантаження на систему [70].

Гібридні методи передбачають поєднання різних методів моніторингу стану проводу та відкладень ожеледі на ньому. В роботі [71] описано вібраційний метод діагностики стану проводу, при чому характеристики вібрації проводів визначались за допомогою високошвидкісної камери, якою знімали маркери, закріплені на проводах лінії (поєднання технологій вібраційного та оптичного методів моніторингу). Ще одним прикладом гібридного підходу є інтеграція волоконно-оптичних сенсорів з мікрометеорологічними датчиками та алгоритмами машинного навчання, що забезпечує високоточне прогнозування товщини льоду в реальному часі [72]. Такі системи поєднують переваги оптичних, акустичних і температурних методів, підвищуючи надійність та адаптивність моніторингу в складних кліматичних умовах.

В табл. 1 представлено порівняльну характеристику методів та способів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії.

Таблиця 1 – Зіставлення методів моніторингу та діагностики відкладень ожеледі

Метод	Принцип дії	Точність	Переваги	Недоліки
метеорологічний	прогнозування за кліматичними даними	низька	простота, доступність	не виявляє реальні відкладення
тензометричний	вимірювання деформації та навантаження	висока	простота інтеграції	обмежена зона контролю, потрібне обслуговування
волоконно-оптичний	Оптична фіксація деформації	висока	нечутливість до електромагнітного поля	висока вартість, складна установка
вібраційний	аналіз характеристик вібрації проводів	низька	простота конструкції	залежність від вітру
локаційний	дистанційне сканування	середня	безконтактний, охоплення великих ділянок	висока вартість, складність обробки даних
ємнісний / імпедансний	зміна робочої ємності/імпедансу проводів	середня	чутливість до інею та вологості	залежність від геометрії лінії
оптичний	виявлення за зображенням	середня	можливість візуальної оцінки	потребує великих обчислювальних ресурсів, чутливість до погодних умов
акустичний	аналіз звукових коливань	середня	чутливість до фаз зміни льоду	високий рівень шуму, складність інтерпретації
інклінометричний	зміна кута нахилу проводу	низька	простота реалізації, чутливість до важких навантажень	непряма оцінка маси ожеледі
електромагнітний	вимірювання напруженості електромагнітного поля під проводом	низька	безконтактний моніторинг	слабкий сигнал, залежність від робочого струму та напруги
радіочастотний	аналіз затухання радіосигналів	середня	безпроводна передача даних, дистанційність	обмежена точність через перешкоди
GPS-датчики	вимірювання зміщення проводу	середня	точне положення проводу у просторі	дорогі, потребують стабільного зв'язку
гібридні методи	агрегація різних методів моніторингу та діагностики	висока	висока надійність, адаптивність до різних умов	висока вартість, складність інтеграції

Висновки

1. Визначено, що методи моніторингу відкладень ожеледі охоплюють широке коло технологій – від класичних метеорологічних спостережень до високотехнологічних гібридних систем із використанням волоконно-оптичних сенсорів, штучного інтелекту, супутникового зондування та обробки зображень. Серед них особливу увагу заслуговують електромагнітні та оптичні методи, які дозволяють здійснювати дистанційний контроль стану провідників у реальному часі. Встановлено, що локаційні, ємнісні та імпедансні датчики, а також системи комп'ютерного зору з нейромережевими алгоритмами демонструють високу ефективність у виявленні та класифікації відкладень ожеледі на різних стадіях

2. Аналіз відомих методів моніторингу та діагностики відкладення ожеледі на конструктивних елементах повітряних ліній дозволив класифікувати їх за фізичними принципами, покладеними в основу роботи датчиків. Кожен метод має свої переваги та обмеження, тому вибір системи моніторингу повинен базуватись на умовах експлуатації, бюджеті та необхідній точності.

3. Гібридні системи моніторингу, що поєднують різні методи, демонструють найвищу ефективність завдяки комплексному аналізу параметрів. Інтеграція інтелектуальних алгоритмів, включаючи машинне навчання, нейронні мережі та методи обробки зображень, дозволяє значно підвищити точність діагностики та прогнозування ожеледі.

Список використаної літератури

- 1.Guidelines for the management of risks associated with severe climate conditions and climate change in relation to air lines. CIGRE Technical Brochure 598, 2014. 61 p.
- 2.US energy sector vulnerabilities to climate change and extreme weather. Department of Energy Washington DC, 2013. 80 p.
- 3.Climate change effects on wind speed / S. Eichelberger et al. *North American Windpower*. 2008. No. 7. P. 68–72.
- 4.Possible impacts of climate change on freezing rain in south-central Canada using downscaled future climate scenarios / C. S. Cheng et al. *Natural Hazards and Earth System Sciences*. 2007. Vol. 7, no. 1. P. 71–87. URL: <https://doi.org/10.5194/nhess-7-71-2007> (date of access: 23.02.2025).
- 5.Possible Impacts of Climate Change on Wind Gusts under Downscaled Future Climate Conditions over Ontario, Canada / C. S. Cheng et al. *Journal of Climate*. 2012. Vol. 25, no. 9. P. 3390–3408. URL: <https://doi.org/10.1175/jcli-d-11-00198.1> (date of access: 23.02.2025).
- 6.Report to Hydro-Quebec's Committee of Experts January 1998 Ice Storm Overhead Lines and Substation / M. Bigras et al. TranEnergie, 1998.
- 7.Synopsis the French Power Network Facing the 1999 Storms / M. Le Du et al. *Power Systems and Communications Infrastructures for the Future*, Beijing, 2002.
- 8.Impacts of Severe Storms on Electric Grids. Task Force on Power Outages. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2006. 52 p.
- 9.Transmission Line Reliability: Climate Change and Extreme Weather / G. Peters et al. *Electrical Transmission Line and Substation Structures: Structural Reliability in a Changing World*. 2006. P. 12–26. URL: [https://doi.org/10.1061/40790\(218\)2](https://doi.org/10.1061/40790(218)2) (date of access: 24.05.2025).
- 10.Energy sector vulnerability to climate change: a review / R. Schaeffer et al. *Energy*. 2012. Vol. 38, no. 1. P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056> (date of access: 23.02.2025).
- 11.Boyle J., Cunningham M., Dekens J. Climate Change Adaptation and Canadian Infrastructure. A review of the literature. The International Institute for Sustainable Development, 2013. 35 p.
- 12.Kezunovic M., Dobson I., Dong Y. Impact of Extreme Weather on Power System Blackouts and Forced Outages : New Challenges. *Engineering, Environmental Science*. 2008.
- 13.Madsen H. Managing structural safety and reliability in adaptation to climate change. *Safety, Reliability, Risk and Life-Cycle Performance of Structures and Infrastructures*. 2014. P. 81–88. URL: <https://doi.org/10.1201/b16387-8> (date of access: 23.02.2025).
- 14.Bjarnadottir S., Li Y., Stewart M. G. Hurricane Risk Assessment of Power Distribution Poles Considering Impacts of a Changing Climate. *Journal of Infrastructure Systems*. 2013. Vol. 19, no. 1. P. 12–24. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)is.1943-555x.0000108](https://doi.org/10.1061/(asce)is.1943-555x.0000108) (date of access: 23.02.2025).
- 15.Chen X., Wu Y., Lou S. Risk assessment for power system static security based on fuzzy modeling of weather conditions. *IEEE Power Engineering and Automation Conference*, Wuhan. 2011. P. 367–371. URL: <https://doi.org/10.1109/PEAM.2011.6134876>.
- 16.Analysis of the effect of climate change on the reliability of overhead transmission lines / S. N. Rezaei et al. *Sustainable Cities and Society*. 2016. Vol. 27. P. 137–144. URL: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.01.007> (date of access: 23.02.2025).
- 17.Atmospheric Icing of Power Networks / ed. by M. Farzaneh. Dordrecht : Springer Netherlands, 2008. URL: <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-8531-4> (date of access: 23.02.2025).
- 18.Electric Power Distribution System Performance in Carolina Hurricanes / R. A. Davidson et al. *Natural Hazards Review*. 2003. Vol. 4, no. 1. P. 36–45. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)1527-6988\(2003\)4:1\(36\)](https://doi.org/10.1061/(asce)1527-6988(2003)4:1(36)) (date of access: 23.02.2025).

19. Negative Binomial Regression of Electric Power Outages in Hurricanes / H. Liu et al. *Journal of Infrastructure Systems*. 2005. Vol. 11, no. 4. P. 258–267. URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)1076-0342\(2005\)11:4\(258\)](https://doi.org/10.1061/(asce)1076-0342(2005)11:4(258)) (date of access: 23.02.2025).
20. Hu Y. Analysis and Countermeasures Discussion for Large Area Icing Accident on Power Grid. *High Voltage Engineering*. 2008. Vol. 34, no. 2. P. 215–219.
21. Wind Ice and Snow Load Impacts on Infrastructure and the Natural Environment (WISLINE) / H. Mc Innes et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 115–119.
22. Coatings for protecting overhead power network equipment in winter conditions. CIGRE. Technical Brochures 631, 2015.
23. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Шматов А. О. Дослідження зарубіжного досвіду боротьби з ожеледно-паморозевими відкладеннями на проводах повітряних ліній електропередачі. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2023. No. 1 (6). P. 45–50. URL: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.03> (date of access: 08.03.2025).
24. Крижов Г. П., Удод Т. Є., Гримуд Г. І. Ожеледно-вітрові навантаження, галоупання проводів повітряних ліній електропередавання та боротьба з ними. Київ: ДП НТУКЦ Аселенерго, 2010. 456 с.
25. Automated Icing Monitoring System on the territory of the Czech and Slovak Republic / J. Šabata et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 245–248.
26. Lacavalla M., Marcacci P., Freddo A. Wet-Snow Activity Research in Italy. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct. IWAIS 2015*, Uppsala. 2015. P. 17–24.
27. Prediction of Transmission Line Icing Using Machine Learning Based on GS-XGBoost / Y. Ma et al. *Journal of Sensors*. 2022. P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1155/2022/2753583> (date of access: 08.03.2025).
28. Research of icing thickness on transmission lines based on fuzzy Markov chain prediction / C. Liu et al. 2013 *IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*, Beijing, China, 25–27 October 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/asemd.2013.6780786> (date of access: 08.03.2025).
29. Prediction of Conductor Icing Thickness Based on Random Forest and WRF Models / Q. Wang et al. 2021 *International Conference on Intelligent Computing, Automation and Applications (ICAA)*, Nanjing, China, 25–27 June 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.1109/icaa53760.2021.00174> (date of access: 08.03.2025).
30. A Classification Method for Transmission Line Icing Process Curve Based on Hierarchical K-Means Clustering / Y. Hao et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 24. P. 4786. URL: <https://doi.org/10.3390/en12244786> (date of access: 08.03.2025).
31. Transmission Line Ice Coating Prediction Model Based on EEMD Feature Extraction / H. Li et al. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 40695–40706. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2907635> (date of access: 08.03.2025).
32. Порівняння методів моніторингу ожеледі високовольтних ліній електропередачі та огляд вимірювальної апаратури, що використовується для діагностики таких ліній / Н. Крюкова та ін. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2023. № 1 (9). С. 63–66. URL: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2023.1.10> (дата звернення: 26.02.2025).
33. Lijia R., Hong L., Yan L. On-line monitoring and prediction for transmission line sag. 2012 *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Bali, Indonesia, 23–27 September 2012. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/cmd.2012.6416272> (date of access: 06.04.2025).
34. Optical Fiber Sensors: Working Principle, Applications, and Limitations / M. Elsherif et al. *Advanced Photonics Research*. 2022. P. 2100371. URL: <https://doi.org/10.1002/adpr.202100371> (date of access: 05.03.2025).
35. Лежнюк П. Д., Черкашина В. В., Сікорська О. В. Волоконно-оптичний датчик для контролю параметрів повітряних ліній електропередачі. *Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології*. 2024. Т. 47, № 1. С. 213–221. URL: <https://doi.org/10.31649/1681-7893-2024-47-1-213-221> (дата звернення: 05.03.2025).
36. A Monitoring Method for the Ice Shape and the Freeze-Thaw Process of Ice Accretion on Transmission Lines Based on Circular FBG Plane Principal Strain Sensor / Z. Qin et al. *preprint arXiv:2502.16798*. 2025. URL: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.16798>.
37. Overhead Transmission Line Sag Estimation Using the Simple Opto-Mechanical System with Fiber Bragg Gratings—Part 2: Interrogation System / K. Skorupski et al. *Sensors*. 2020. Vol. 20, no. 9. URL: <https://doi.org/10.3390/s20092652> (date of access: 06.04.2025).
38. Cloet E., Lilien J.-L. Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system. *ESMO 2011 - 2011 IEEE 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Providence, RI, USA, 16–19 May 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/tdclm.2011.6042218> (date of access: 09.03.2025).
39. Wang J. Automatic location method for high-risk area of ice dance disaster on 220kV high voltage transmission line. 9th *International Conference on Electromechanical Control Technology and Transportation (ICECTT 2024)*, Guilin, China, 24–26 May 2024 / ed. by J. Wu, A. Ma'aram. 2024. P. 139. URL: <https://doi.org/10.1117/12.3039661> (date of access: 09.03.2025).
40. Yaroslavsky D. A. Studying the Model of Free Harmonic Oscillations of Overhead Power Lines. *International Journal of Emerging Trends in Engineering Research*. 2020. Vol. 8, no. 6. P. 2663–2667. URL: <https://doi.org/10.30534/ijeter/2020/72862020> (date of access: 09.03.2025).
41. Аэродинамика электросетевых конструкций: Aerodynamics of power transmission line / Е. В. Горохов та ін. Донецк, 2000. 332 с.

42. A novel thickness detection method of ice covering on overhead transmission line / X.-j. Zeng et al. *Energy Procedia*. 2012. Vol. 14. P. 1349–1354. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1100> (date of access: 07.03.2025).
43. Experimental Study on Icing Monitoring Method Based on Capacitance Measurement for Transmission Lines / H. Huan et al. 2022 *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE)*, Chongqing, China, 25–29 September 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.1109/ichve53725.2022.9961547> (date of access: 19.04.2025).
44. An autonomous sensor system for monitoring of high voltage overhead power supply lines / M. Moser et al. *Elektrotechnik und Informationstechnik*. 2009. Vol. 126, no. 5. P. 214–219. URL: <https://doi.org/10.1007/s00502-009-0637-1> (date of access: 19.04.2025).
45. Model based monitoring of ice accretion on overhead power lines / T. Bretterklieber et al. 2016 *IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, Taipei, Taiwan, 23–26 May 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/i2mtc.2016.7520468> (date of access: 19.04.2025).
46. Kozlovskiy O., Trushakov D., Rendzinyak S. A measuring transducer in the system of technical diagnosis of overhead lines icing in electrical distribution networks. *Computational Problems of Electrical Engineering Journal*. 2015. Vol. 5, no. 1. P. 17–22.
47. Patch antenna sensor for wireless ice and frost detection / R. Kozak et al. *Scientific Reports*. 2021. Vol. 11, no. 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-021-93082-2> (date of access: 24.05.2025).
48. Sag Monitoring of Overhead Power Lines based on Image Processing / A. Abed et al. 2021 *18th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, Monastir, Tunisia, 22–25 March 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.1109/ssd52085.2021.9429442> (date of access: 06.04.2025).
49. The Recognition and Detection Technology of Ice covered Insulators under Complex Environment / X.-b. Huang et al. *Proceedings - Int. Workshop Atmos. Icing Struct.*, Uppsala. 2015. P. 31–35.
50. Image Recognition of Icing Thickness on Power Transmission Lines Based on a Least Squares Hough Transform / J. Wang et al. *Energies*. 2017. Vol. 10, no. 4. P. 415. URL: <https://doi.org/10.3390/en10040415> (date of access: 07.03.2025).
51. Icing-EdgeNet: A Pruning Lightweight Edge Intelligent Method of Discriminative Driving Channel for Ice Thickness of Transmission Lines / B. Wang et al. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2021. Vol. 70. P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1109/tim.2020.3018831> (date of access: 07.03.2025).
52. Ice thickness detection method for overhead transmission lines based on remote sensing satellite data and SVM algorithm / K. Zhou et al. *Second International Conference on Environmental Remote Sensing and Geographic Information Technology (ERSGIT 2023)*, Xi'an, China, 10–12 November 2023 / ed. by J. Qin, W. Yu. 2024. URL: <https://doi.org/10.1117/12.3024644> (date of access: 08.03.2025).
53. Nusantara N. R., Hu X., Xiao J. Newly Designed Identification Scheme for Monitoring Ice Thickness on Power Transmission Lines. *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, no. 17. P. 9862. URL: <https://doi.org/10.3390/app13179862> (date of access: 24.05.2025).
54. Sermet M. Y., Demir I., Kucuksari S. Overhead Power Line Sag Monitoring through Augmented Reality. 2018 *North American Power Symposium (NAPS)*, Fargo, ND, 9–11 September 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/naps.2018.8600565> (date of access: 22.04.2025).
55. Detector for indicating ice formation on the wing of an aircraft : patent US5467944A United States. Published on 21.11.1995.
56. Fundamentals of Monitoring Condensation and Frost/Ice Formation in Cold Environments Using Thin-Film Surface-Acoustic-Wave Technology / X. Zeng et al. *ACS Applied Materials & Interfaces*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1021/acsami.3c04854> (date of access: 09.03.2025).
57. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778> (date of access: 27.03.2024).
58. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid: A review / A. U. Mahin et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2021. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271> (date of access: 27.03.2024).
59. Research on Sag Online Monitoring System for Power Transmission Wire Based on Tilt Measurement / X. Xiao et al. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*. 2013. Vol. 2, no. 1. P. 6–11. URL: <https://doi.org/10.12720/sgce.2.1.6-11> (date of access: 09.03.2025).
60. Malhara S., Vittal V. Mechanical State Estimation of Overhead Transmission Lines Using Tilt Sensors. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25, no. 3. P. 1282–1290. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2038703> (date of access: 09.03.2025).
61. Power line sag monitor : patent US6205867B1 United States. URL: <https://patents.google.com/patent/US6205867B1/en>.
62. Математичні моделі моніторингу відкладень ожеледі та зміни стріли провисання проводів повітряних ліній електропередавання / Т. Л. Кацадзе та ін. *Праці інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. № 68. С. 75–80. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075> (дата звернення: 09.03.2025).
63. Перспективи сучасних методів дистанційного контролю ліній електропередачі / Є. Гончаров та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Нові рішення у сучасних технологіях. 2020. № 2(4). С. 145–151. URL: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2020.02.19> (дата звернення: 26.02.2025).

64. An IoT-based Sag Monitoring System for Overhead Transmission Lines / T. S. Hsu et al. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand, 19–23 March 2019. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/gtdasia.2019.8715975> (date of access: 22.04.2025).
65. Transmission Line Sag Measurement and Simulation Research Based on Non-Contact Electric Field Sensing / J. Zuo et al. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 21. P. 8379. URL: <https://doi.org/10.3390/s22218379> (date of access: 20.04.2025).
66. Mukherjee M., Olsen R. G., Li Z. Noncontact Monitoring of Overhead Transmission Lines Using Space Potential Phasor Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2020. Vol. 69, no. 10. P. 7494–7504. URL: <https://doi.org/10.1109/tim.2020.2983576> (date of access: 20.04.2025).
67. Magnetic-Field-Sensing-Based Approach for Current Reconstruction, Sag Detection, and Inclination Detection for Overhead Transmission System / Q. Xu et al. *IEEE Transactions on Magnetics*. 2019. Vol. 55, no. 7. P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.1109/tmag.2019.2905567> (date of access: 21.04.2025).
68. Millimeter Wave Based Real-Time Sag Measurement and Monitoring System of Overhead Transmission Lines in a Smart Grid / A. U. Mahin et al. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 100754–100767. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2997252> (date of access: 22.04.2025).
69. Kamboj S., Dahiya R. Application of GPS for Sag Measurement of Overhead Power Transmission Line. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2011. Vol. 3, no. 3. P. 268–277. URL: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2011.3.3.1> (date of access: 10.03.2025).
70. Mensah-Bonsu, Heydt. Overhead Transmission Conductor Sag: A Novel Measurement Technique and the Relation of Sag to Real Time Circuit Ratings. *Electric Power Components and Systems*. 2003. Vol. 31, no. 1. P. 61–69. URL: <https://doi.org/10.1080/15325000390112062> (date of access: 06.04.2025).
71. Application of vision measurements for modal analysis of wires for the purpose of overhead transmission lines monitoring / K. Mendrok et al. *Journal of Physics: Conference Series*. 2017. Vol. 842. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/842/1/012011> (date of access: 09.03.2025).
72. A novel machine learning-based ice detection approach for power transmission lines by utilizing FBG micro-meteorological sensors / R. Zhou et al. *Optics Express*. 2023. URL: <https://doi.org/10.1364/oe.477309> (date of access: 24.05.2025).

T. Katsadze¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-8365-0046

K. Novikov¹, PhD student, ORCID 0000-0003-4801-6530

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

OVERVIEW OF METHODS FOR MONITORING ICE DEPOSITS ON POWER LINE WIRES

The article provides an overview of modern methods for monitoring icing on overhead power line conductors, a phenomenon that significantly threatens the reliability and safety of power transmission systems under the influence of climate change and extreme weather events. The study highlights both traditional and advanced approaches to detecting and assessing icing, classifying them according to the operating principles of primary sensors into direct (mechanical, electromagnetic, optical, acoustic) and indirect (based on sag, temperature, or geometric changes) methods. Special attention is paid to the advantages, limitations, and potential integration of different approaches within hybrid monitoring systems. The review demonstrates how mechanical strain gauges, fiber-optic and vibration sensors, electromagnetic and capacitive methods, computer vision, satellite remote sensing, GPS, and Internet of Things technologies contribute to early diagnostics and prevention of icing-related failures. The authors emphasize that hybrid solutions, combining meteorological data with optical and strain-based measurements, supported by machine learning algorithms, provide the highest diagnostic accuracy and predictive capabilities.

Comparative analysis is presented in tabular form, summarizing the precision, feasibility, and application constraints of each method. The findings underline the critical importance of timely and reliable information on ice accretion for preventing outages, equipment damage, and economic losses, as well as for improving power system resilience in the context of increasing climate risks. The study contributes to the development of practical guidelines for selecting appropriate monitoring technologies tailored to specific operational conditions, thus enhancing energy security and ensuring sustainable operation of transmission networks.

Keywords: overhead power line, overhead line route, energy security, climatic loads, ice deposits, ice deposit monitoring, wire sagging.

Надійшла: 05.09.2025

Received: 05.09.2025